



**ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS**
correspondientes al ejercicio terminado
al 31 de diciembre de 2018

ENEL AMÉRICAS S.A. y SUBSIDIARIAS

Miles de Dólares

El presente documento consta de 3 secciones:

- Informe de Revisión del Auditor Independiente
- Estados Financieros Consolidados
- Notas a los Estados Financieros Consolidados

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
Enel Américas S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Enel Américas S.A. y subsidiarias, que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

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

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

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

Opinión

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enel Américas S.A. y subsidiarias al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Énfasis en un asunto – Cambio de Moneda Funcional y de Presentación

Tal como se explica en Nota 3 a los estados financieros consolidados, al 1 de enero de 2017 Enel Américas cambió tanto su moneda funcional como la moneda de presentación de sus estados financieros consolidados. No se modifica nuestra opinión con respecto a este asunto.



Gastón Villarroel O.

EY Audit SpA

Santiago, 27 de febrero de 2019

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS
**Estados de Situación Financiera Consolidados
al 31 de diciembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017**

(En miles de dólares - MUS\$)

ACTIVOS	Nota	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	9	1.904.285	1.472.763
Otros activos financieros corrientes	10	210.393	110.352
Otros activos no financieros corrientes	11	307.732	283.632
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	12	3.551.022	2.377.789
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	13	14.337	7.403
Inventarios corrientes	14	339.398	246.089
Activos por impuestos corrientes	15	50.994	47.393
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		6.378.161	4.545.421
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	6.2	5.825	-
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		5.825	-
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		6.383.986	4.545.421
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	10	2.796.475	1.752.267
Otros activos no financieros no corrientes	11	1.140.708	560.426
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	12	906.508	616.793
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	13	1.652	2.845
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	16	2.596	2.747
Activos intangibles distintos de la plusvalía	17	5.827.289	3.682.479
Plusvalía	18	1.205.570	713.175
Propiedades, planta y equipo	19	8.686.827	8.092.467
Propiedad de inversión		11.708	-
Activos por impuestos diferidos	20	433.037	200.371
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		21.012.370	15.623.570
TOTAL ACTIVOS		27.396.356	20.168.991

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS
**Estados de Situación Financiera Consolidados
al 31 de diciembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017**

(En miles de dólares - MUS\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	21	1.648.099	689.768
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	24	4.116.247	3.323.853
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	13	2.996.668	225.027
Otras provisiones corrientes	25	422.863	269.966
Pasivos por impuestos corrientes	15	192.924	172.638
Otros pasivos no financieros corrientes	11	270.120	253.084
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos o grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		9.646.921	4.934.336
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	6.2	3.835	-
Pasivos no corrientes o grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		3.835	-
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		9.650.756	4.934.336
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	21	4.621.868	4.349.515
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	24	933.056	978.569
Otras provisiones no corrientes	25	1.363.976	660.305
Pasivo por impuestos diferidos	20	546.070	455.311
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	26	1.343.507	388.931
Otros pasivos no financieros no corrientes	11	105.223	123.517
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		8.913.700	6.956.148
TOTAL PASIVOS		18.564.456	11.890.484
PATRIMONIO			
Capital emitido	27.1.1	6.763.204	6.763.204
Ganancias acumuladas		4.841.687	3.583.831
Otras reservas	27.5	(4.880.883)	(3.866.564)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		6.724.008	6.480.471
Participaciones no controladoras	27.6	2.107.892	1.798.036
PATRIMONIO TOTAL		8.831.900	8.278.507
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		27.396.356	20.168.991

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS
Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

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

(En miles de dólares - MUS\$)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS Ganancia (pérdida)	Nota	enero - diciembre		
		2018 MUS\$	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Ingresos de actividades ordinarias	28	12.119.134	9.489.266	7.007.908
Otros ingresos, por naturaleza	28	1.064.928	948.737	634.674
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza		13.184.062	10.438.003	7.642.582
Materias primas y consumibles utilizados	29	(8.142.773)	(5.882.788)	(3.868.218)
Margen de Contribución		5.041.289	4.555.215	3.774.364
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		177.997	173.186	99.449
Gastos por beneficios a los empleados	30	(840.493)	(837.984)	(626.102)
Gasto por depreciación y amortización	31	(862.440)	(648.114)	(473.238)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	31	(60.748)	(79.748)	(157.078)
Otros gastos por naturaleza	32	(1.021.085)	(943.156)	(817.375)
Resultado de Explotación		2.434.520	2.219.399	1.800.020
Otras ganancias (pérdidas)	33	681	5.345	12.141
Ingresos financieros	34	358.081	293.843	276.457
Costos financieros	34	(1.071.759)	(869.535)	(773.157)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	16	2.452	3.310	2.706
Diferencias de cambio	34	110.635	(6.714)	58.934
Resultado por unidades de reajuste (*)	34	270.380	-	(1.032)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		2.104.990	1.645.648	1.376.069
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	20	(437.932)	(519.134)	(531.461)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		1.667.058	1.126.514	844.608
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	170.263
GANANCIA (PÉRDIDA)		1.667.058	1.126.514	1.014.871
Ganancia (pérdida) atribuible a				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		1.201.381	709.043	566.497
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	27.6	465.677	417.471	448.374
GANANCIA (PÉRDIDA)		1.667.058	1.126.514	1.014.871
Ganancia por acción básica				
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	US\$ / acción	0,02091	0,01234	0,00907
Ganancia (pérdidas) por acción básica en operaciones discontinuadas	US\$ / acción	-	-	0,00232
Ganancia (pérdida) por acción básica	US\$ / acción	0,02091	0,01234	0,01139
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		57.452.641.516	57.452.641.516	49.768.783.340
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	US\$ / acción	0,02091	0,01234	0,00907
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	US\$ / acción	-	-	0,00232
Ganancias (pérdida) diluida por acción	US\$ / acción	0,02091	0,01234	0,01139
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		57.452.641.516	57.452.641.516	49.768.783.340

(*) En 2018, corresponde a efecto por hiperinflación Argentina (ver nota 8).

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016
(En miles de dólares - MUS\$)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS	Nota	enero - diciembre		
		2018 MUS\$	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Ganancia (Pérdida)		1.667.058	1.126.514	1.014.871
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		(177.527)	(4.941)	(29.399)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo		(177.527)	(4.941)	(29.399)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión		(1.575.134)	(95.501)	214.887
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		(458)	(829)	976
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		-	-	(20.832)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(5.763)	12.723	22.030
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		3.036	12	6.701
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		(1.578.319)	(83.595)	223.762
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(1.755.846)	(88.536)	194.363
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo				
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		59.684	3.694	9.592
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo		59.684	3.694	9.592
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		1.354	(5.088)	(6.816)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo		1.354	(5.088)	(6.816)
Total Otro resultado integral		(1.694.808)	(89.930)	197.139
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		(27.750)	1.036.584	1.212.010
Resultado integral atribuible a				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		(121.326)	650.731	788.647
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		93.576	385.853	423.363
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		(27.750)	1.036.584	1.212.010

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado

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

(En miles de dólares – MUS\$)

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	Capital emitido	Acciones propias en cartera	Cambios en Otras Reservas						Total 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 sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	Otras reservas varias	Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para					
Saldo inicial al 01/01/2018	6.763.204	-	(453.995)	(3.472)	-	(175)	(3.408.922)	-	(3.866.564)	3.583.831	6.480.471	1.798.036	8.278.507
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables (1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	667.447	667.447	286.583	954.030
Saldo inicial reexpresado	6.763.204	-	(453.995)	(3.472)	-	(175)	(3.408.922)	-	(3.866.564)	4.251.278	7.147.918	2.084.619	9.232.537
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										1.201.381	1.201.381	465.677	1.667.058
Otro resultado integral			(1.212.114)	(1.622)	(108.749)	(222)	-	-	(1.322.707)		(1.322.707)	(372.101)	(1.694.808)
Resultado integral											(121.326)	93.576	(27.750)
Dividendos										(502.223)	(502.223)	(255.242)	(757.465)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	108.749	-	199.639	-	308.388	(108.749)	199.639	184.939	384.578
Total de cambios en patrimonio	-	-	(1.212.114)	(1.622)	-	(222)	199.639	-	(1.014.319)	590.409	(423.910)	23.273	(400.637)
Saldo final al 31/12/2018	6.763.204	-	(1.666.109)	(5.094)	-	(397)	(3.209.283)	-	(4.880.883)	4.841.687	6.724.008	2.107.892	8.831.900

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	Capital emitido	Acciones propias en cartera	Cambios en Otras Reservas						Total 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 sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	Otras reservas varias	Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para					
Saldo inicial al 01/01/2017	9.023.164	(139.630)	(2.610.348)	(4.426)	-	217	(4.093.262)	-	(6.707.819)	4.023.919	6.199.634	1.680.105	7.879.739
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables (2)	(2.119.480)	(849)	2.221.406	(6.997)	-	10	728.703	-	2.943.122	(822.793)	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	6.903.684	(140.479)	(388.942)	(11.423)	-	227	(3.364.559)	-	(3.764.697)	3.201.126	6.199.634	1.680.105	7.879.739
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										709.043	709.043	417.471	1.126.514
Otro resultado integral			(65.053)	7.951	(808)	(402)	-	-	(58.312)		(58.312)	(31.618)	(89.930)
Resultado integral											650.731	385.853	1.036.584
Dividendos										(325.530)	(325.530)	(230.272)	(555.802)
Incremento (disminución) por otros cambios	(140.480)	140.479	-	-	808	-	(44.363)	-	(43.555)	(808)	(44.364)	(37.650)	(82.014)
Total de cambios en patrimonio	(140.480)	140.479	(65.053)	7.951	-	(402)	(44.363)	-	(101.867)	382.705	280.837	117.931	398.768
Saldo final al 31/12/2017	6.763.204	-	(453.995)	(3.472)	-	(175)	(3.408.922)	-	(3.866.564)	3.583.831	6.480.471	1.798.036	8.278.507

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	Capital emitido	Acciones propias en cartera	Cambios en Otras Reservas						Total 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 sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	Otras reservas varias	Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para					
Saldo inicial al 01/01/2016	10.680.663	-	(3.165.288)	(7.649)	-	(256)	(4.659.748)	(171.638)	(8.004.579)	5.809.538	8.485.622	3.046.721	11.532.343
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	10.680.663	-	(3.165.288)	(7.649)	-	(256)	(4.659.748)	(171.638)	(8.004.579)	5.809.538	8.485.622	3.046.721	11.532.343
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										566.497	566.497	448.374	1.014.871
Otro resultado integral			554.940	3.223	(13.224)	473	(189)	(2.693)	542.530		542.530	129.483	672.013
Resultado integral											1.109.027	577.857	1.686.884
Dividendos										(300.696)	(300.696)	(291.001)	(591.697)
Disminución (incremento) por otras distribuciones a los propietarios	(3.211.186)	-	-	-	-	-	1.366.382	174.331	1.540.713	(2.038.196)	(3.708.669)	(921.670)	(4.630.339)
Incremento (disminución) por otros cambios	1.553.687	-	-	-	13.224	-	(799.707)	-	(786.483)	(13.224)	753.980	(731.802)	22.178
Incremento (disminución) por transacciones de acciones en cartera	-	(139.630)	-	-	-	-	-	-	-	-	(139.630)	-	(139.630)
Total de cambios en patrimonio	(1.657.499)	(139.630)	554.940	3.223	-	473	566.486	171.638	1.296.760	(1.785.619)	(2.285.988)	(1.366.616)	(3.652.604)
Saldo final al 31/01/2016	9.023.164	(139.630)	(2.610.348)	(4.426)	-	217	(4.093.262)	-	(6.707.819)	4.023.919	6.199.634	1.680.105	7.879.739

- (1) Considera un cargo a resultados acumulados por MUS\$5.804 por la aplicación de NIIF 9, un cargo a resultados acumulados por MUS\$1.272 por aplicación de NIIF 15 y un abono a resultados acumulados por MUS\$961.107 por aplicación de NIC 29. Ver notas 2.2 – deterioro de valor, Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes y nota 8, respectivamente.
- (2) Corresponde a ajuste por cambio en moneda funcional, ver nota 3.

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS
**Estados de Flujo de Efectivo Consolidados
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016
(En miles de dólares - MUS\$)**

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - diciembre		
		2018 MUS\$	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación				
Clases de cobros por actividades de operación				
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		16.445.981	12.914.844	10.523.146
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		48.659	44.388	50.068
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		48.028	26.155	17.088
Otros cobros por actividades de operación		752.842	629.627	600.521
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación				
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(8.597.388)	(6.470.110)	(5.006.113)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(786.892)	(886.921)	(678.825)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(11.345)	(10.050)	(13.287)
Otros pagos por actividades de operación	9.c	(5.227.832)	(3.629.559)	(2.314.081)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones)				
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(593.948)	(492.495)	(557.683)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(233.540)	(255.830)	(88.648)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		1.844.565	1.870.049	2.532.186
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión				
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios		(1.590.435)	(720.401)	(4)
Flujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones no controladoras		-	(80.768)	-
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		294.562	209.535	751.097
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(335.668)	(234.346)	(737.236)
Préstamos a entidades relacionadas		-	(224.075)	(34.221)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		1.000	-	103.020
Compras de propiedades, planta y equipo		(750.435)	(682.466)	(824.093)
Compras de activos intangibles		(790.184)	(688.160)	(405.894)
Compras de otros activos a largo plazo		-	(435.597)	-
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(3.079)	(13.860)	(8.692)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		14.003	52.564	11.013
Cobros a entidades relacionadas		-	224.075	252.890
Dividendos recibidos		1.524	1.823	1.750
Intereses recibidos		99.648	100.542	126.435
Otras entradas (salidas) de efectivo		(10.125)	11.993	28.977
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(3.069.189)	(2.479.141)	(734.958)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación				
Pagos por adquirir o rescatar las acciones de la entidad		-	-	(139.083)
Total importes procedentes de préstamos	9.d	4.538.165	1.503.047	1.577.694
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		2.836.717	1.434.395	1.350.962
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		1.701.448	68.652	226.732
Préstamos de entidades relacionadas		2.686.387	257.453	107.004
Pagos de préstamos	9.d	(4.301.358)	(1.127.892)	(1.034.434)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	9.d	(31.619)	(46.975)	(30.837)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	9.d	-	(257.955)	(106.237)
Dividendos pagados	9.d	(591.958)	(543.774)	(637.864)
Intereses pagados	9.d	(439.552)	(343.991)	(360.189)
Otras entradas (salidas) de efectivo	9.d	7.001	(28.433)	(469.905)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		1.867.066	(588.520)	(1.093.851)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		642.442	(1.197.612)	703.377
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		(210.920)	(19.081)	114.071
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		431.522	(1.216.693)	817.448
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	9	1.472.763	2.689.456	1.872.008
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	9	1.904.285	1.472.763	2.689.456

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

1.	ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO	12
2.	BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS	13
2.1	Principios contables	13
2.2	Nuevos pronunciamientos contables	13
2.3	Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas	21
2.4	Sociedades subsidiarias	22
2.4.1	Variaciones del perímetro de consolidación	23
2.4.2	Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50%	23
2.5	Entidades asociadas	24
2.6	Acuerdos conjuntos	24
2.7	Principios de consolidación y combinaciones de negocio	24
3.	CAMBIO DE MONEDA FUNCIONAL Y MONEDA DE PRESENTACION	27
4.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS	29
a)	Propiedades, planta y equipo	29
b)	Propiedad de inversión	31
c)	Plusvalía	31
d)	Activos intangibles distintos de la plusvalía	31
d.1)	Concesiones	32
d.2)	Gastos de investigación y desarrollo	33
d.3)	Otros activos intangibles	33
e)	Deterioro del valor de los activos no financieros	33
f)	Arrendamientos	34
g)	Instrumentos financieros	35
g.1)	Activos financieros no derivados	35
g.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	36
g.3)	Deterioro de valor de los activos financieros	36
g.4)	Pasivos financieros excepto derivados	36
g.5)	Derivados y operaciones de cobertura	36
g.6)	Baja de activos y pasivos financieros	37
g.7)	Compensación de activos y pasivos financieros	38
g.8)	Contratos de garantías financieras	38
h)	Medición del valor razonable	38
i)	Inversiones contabilizadas por el método de participación	39
j)	Inventarios	39
k)	Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas	39
l)	Acciones propias en cartera	40
m)	Provisiones	41
m.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares	41
n)	Conversión de saldos en moneda extranjera	41
o)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	42
p)	Impuesto a las ganancias	42
q)	Reconocimiento de ingresos y gastos	43
r)	Ganancia (pérdida) por acción	44
s)	Dividendos	44
t)	Gastos de emisión y colocación de acciones	44
u)	Estado de flujos de efectivo	45
v)	Moneda funcional	45

5.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO	46
a)	Marco regulatorio:	46
b)	Revisiones tarifarias:.....	68
6.	ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA O MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y OPERACIONES DISCONTINUADAS	76
7.	COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y ADQUISICIONES	79
8.	HIPERINFLACION ARGENTINA.....	82
9.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.....	84
10.	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	86
11.	OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS	87
12.	CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	88
13.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	90
a)	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	90
b)	Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	91
c)	Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:	92
d)	Transacciones significativas Enel Américas:	93
a)	Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia	95
b)	Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.	95
14.	INVENTARIOS	96
15.	ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS	96
16.	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN	97
16.1	Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	97
17.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA	99
18.	PLUSVALÍA	101
19.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	102
20.	IMPUESTO A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS	106
a)	Impuesto a las ganancias	106
b)	Impuestos diferidos.....	107
21.	OTROS PASIVOS FINANCIEROS	110
a.	Préstamos que devengan intereses.....	110
b.	Obligaciones con el Público No Garantizadas	113
c.	Obligaciones con el Público Garantizadas.....	113
d.	Deuda de cobertura.	118
e.	Otros aspectos.....	118
f.	Flujos futuros de deuda no descontados	118
22.	POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS	121
23.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	124
23.1	Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.	124
23.2	Instrumentos derivados.....	125
23.3	Jerarquías del valor razonable.....	127
24.	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES	128
25.	PROVISIONES	129
26.	OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	130
26.1	Aspectos generales:	130
26.2	Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:	130
26.3	Otras revelaciones:	134
27.	PATRIMONIO	136
27.1	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	136
27.2	Reservas por diferencias de cambio por conversión	139
27.3	Gestión del capital	140
27.4	Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio)	140
27.5	Otras Reservas	140
27.6	Participaciones no controladoras.	141
28.	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.....	142

29. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	143
30. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	143
31. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.....	143
32. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.....	144
33. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).....	144
34. RESULTADO FINANCIERO.....	145
35. INFORMACIÓN POR SEGMENTO	147
35.1 Criterios de segmentación	147
35.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros.....	149
35.3 Países.....	152
35.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países	155
36. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.....	161
36.1 Garantías directas.....	161
36.2 Garantías Indirectas.....	162
36.3 Litigios y arbitrajes	163
36.4 Restricciones financieras	176
36.5 Otras informaciones.....	180
37. DOTACIÓN.....	187
38. SANCIONES.....	188
39. MEDIO AMBIENTE.....	194
40. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIAS.....	197
41. HECHOS POSTERIORES	200
ANEXO N°1 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA.....	201
ANEXO N°2 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012	205
ANEXO N°2.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES.....	208
ANEXO N°2.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE	212
ANEXO N°3 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES	213

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 (En miles de dólares – MUS\$)

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO

Enel Américas (en adelante, la “Sociedad Matriz” o la “Sociedad”) y sus entidades subsidiarias, integran el Grupo Enel Américas (en adelante, “Enel Américas” o el “Grupo”).

Enel Américas S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile (en adelante “CMF”, ex Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, en adelante “SVS”), con el N° 0175. Además, está registrada en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica (en adelante “SEC”) y sus acciones se transan en el New York Stock Exchange desde 1993.

Enel Américas es subsidiaria de Enel S.p.A. (en adelante, Enel), entidad que posee una participación accionaria del 51,8%.

La Sociedad fue constituida, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. en 1981. Posteriormente, el 1 de agosto de 1988 la compañía pasó a llamarse Enersis S.A., mediante modificación de los estatutos. En el contexto del proceso de reorganización societaria llevado a cabo por el Grupo (ver Nota 6.1), el 1 de marzo de 2016, como parte de la etapa de “División”, la entonces Enersis S.A. pasó a denominarse Enersis Américas S.A. El 1 de diciembre de 2016, durante la etapa de “Fusión”, se modificó la razón social de la compañía mediante reforma de estatutos, pasando a denominarse finalmente Enel Américas S.A. Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo Rol Único Tributario N° 94.271.000-3.

La dotación del Grupo alcanzó los 18.390 trabajadores al 31 de diciembre de 2018. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2018 fue de 15.603 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica ver Nota 37.

Enel Américas tiene como objeto social 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, asimismo, actividades en telecomunicaciones y la prestación de asesoramiento de ingeniería, en el país y en el extranjero. La Sociedad tiene también como objeto invertir y administrar su inversión en sociedades subsidiarias y asociadas, que sean generadoras, transmisoras, distribuidoras o comercializadoras de energía eléctrica o cuyo giro corresponda a cualquiera de los 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.

Los estados financieros consolidados de Enel Américas correspondientes al ejercicio 2017 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 28 de febrero de 2018, y posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas, celebrada con fecha 26 de abril de 2018, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.1 Principios contables

Los estados financieros consolidados de Enel Américas al 31 de diciembre de 2018, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 27 de febrero de 2019, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Enel Américas y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2018 y 2017, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, y sus correspondientes notas.

Estos estados financieros consolidados presentan de forma voluntaria las cifras correspondientes al año 2016 del estado de resultados integrales consolidado, estado de flujos de efectivo consolidado, estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, y sus correspondientes notas.

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

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

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

i. Nuevas Normas e Interpretaciones

Normas e Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria:
NIIF 9: <i>Instrumentos Financieros</i>	1 de enero de 2018
NIIF 15: <i>Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes</i>	1 de enero de 2018
CINIIF 22: <i>Transacciones en moneda extranjera y contraprestaciones anticipadas</i>	1 de enero de 2018

• NIIF 9 “Instrumentos Financieros”

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

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

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

Clasificación y medición

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

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

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

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

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

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

Deterioro del valor

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

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

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

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

El análisis del deterioro de los activos financieros del Grupo se realizó con foco en las cuentas por cobrar comerciales, las cuales representan la mayor parte de la exposición crediticia del Grupo. En particular, para la aplicación del enfoque simplificado previsto en la Norma, estas cuentas por cobrar se agruparon en conjuntos específicos, teniendo en cuenta la naturaleza y el riesgo crediticio, y se aplicó el modelo de deterioro basado en las pérdidas esperadas desarrollado por el Grupo para la valoración colectiva. Para las cuentas por cobrar comerciales que la administración consideró significativas en forma individual y para las cuales se disponía de información más detallada sobre el riesgo de crédito, se adoptó un enfoque analítico dentro del modelo simplificado. Al 1 de enero de 2018, producto de la aplicación del nuevo modelo de deterioro de valor, el Grupo reconoció un cargo en sus resultados acumulados, neto de impuestos, por MUS\$ 5.804.

Contabilidad de cobertura

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

El Grupo Enel Américas posee participación directa e indirecta en los negocios de Generación y Transmisión, y Distribución de energía eléctrica. En base a la naturaleza de los bienes y servicios ofrecidos y a las características de los flujos de ingresos señaladas, el Grupo no identificó impactos en sus estados financieros consolidados en la fecha de aplicación inicial de la Norma. Para mayor detalle de los bienes y servicios proporcionados por el Grupo y los criterios de reconocimiento de ingresos ver Nota 4.q.

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

Al 1 de enero de 2018, producto de la aplicación de la nueva norma, el Grupo reconoció un cargo en sus resultados acumulados, neto de impuestos por MUS\$ 1.272.

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

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

La CINIIF 22, aplicada por el Grupo a contar del 1 de enero de 2018, no ha generado impactos en los estados financieros consolidados del Enel Américas y sus subsidiarias.

ii. Enmiendas y mejoras

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

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

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

- Efectos de las condiciones de irrevocabilidad y de no irrevocabilidad sobre la medición de los pagos basados en acciones liquidados en efectivo;
- Clasificación de las transacciones con pagos basados en acciones, con una cláusula de liquidación neta para obligaciones de retención de impuestos;
- Contabilización de las modificaciones realizadas a los términos y condiciones de un pago basado en acciones que cambia la clasificación de la transacción desde liquidada en efectivo hacia liquidada con instrumentos de patrimonio.

Las enmiendas a NIIF 2, aplicadas por el Grupo a contar del 1 de enero de 2018, no han generado impactos en los estados financieros consolidados de Enel Américas y sus subsidiarias.

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

Las enmiendas a NIC 40 *Propiedades de Inversión* aclaran cuando una entidad debe reclasificar bienes, incluyendo bienes en construcción o desarrollo en propiedades de inversión, indicando que la reclasificación debe efectuarse cuando la propiedad cumple, o deja de cumplir, la definición de propiedad de inversión y hay evidencia del cambio en el uso del bien. Un cambio en las intenciones de la administración para el uso de una propiedad no proporciona evidencia de un cambio en el uso. Las enmiendas son aplicables de forma prospectiva.

Las enmiendas a NIC 40, aplicadas por el Grupo a contar del 1 de enero de 2018, no han generado impactos en los estados financieros consolidados de Enel Américas y sus subsidiarias.

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

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

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

Las mejoras anuales 2014-2016, aplicadas por el Grupo a contar del 1 de enero de 2018, no han generado impactos en los estados financieros consolidados de Enel Américas y sus subsidiarias.

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

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

i. Nuevas Normas e Interpretaciones

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

• NIIF 16 “Arrendamientos”

La NIIF 16 fue emitida en enero de 2016 por el IASB, y establece los principios para el reconocimiento, medición y presentación de los arrendamientos, y sus revelaciones asociadas. La nueva norma sustituye a la actual NIC 17 “Arrendamientos” y a sus interpretaciones: CINIIF 4 “Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento”, “SIC 15 “Arrendamiento operativos – incentivos”, SIC 27 “Evaluación de la esencia de las transacciones que adoptan la forma legal de un arrendamiento”. La norma es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019.

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

- i) Contabilidad del arrendatario: la NIIF 16 requiere que los arrendatarios contabilicen todos los arrendamientos bajo un único modelo, similar a la contabilización de arrendamientos financieros bajo la NIC 17. Esto es, en la fecha de inicio de un contrato de arrendamiento, el arrendatario reconocerá en el estado de situación financiera un activo por el derecho de uso del bien y un pasivo por las cuotas futuras a pagar, y en el estado de resultados la depreciación por el activo involucrado separadamente del interés correspondiente al pasivo relacionado. La norma incluye dos exenciones de reconocimiento voluntarias para los arrendamientos de bajo valor y arrendamientos de corto plazo (igual o menor a 12 meses).
- ii) Contabilidad del arrendador: no se modifica sustancialmente respecto al modelo vigente de la NIC 17. El arrendador continuará clasificando los arrendamientos bajo los mismos principios de la norma actual, como arrendamientos operativos o financieros.

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

- Análisis de los contratos de arrendamiento formalizados por las compañías del Grupo, con el objetivo de identificar si éstos están dentro del alcance de la norma. Dicho análisis incluyó, no sólo los contratos en que Enel Américas actúa como arrendatario, sino también los contratos de prestación de servicios y aquellos en que las compañías del Grupo actúa como arrendador.
- Análisis de los contratos de arrendamiento que pudieran acogerse a la exención de aplicación de esta Norma por corresponder a contratos con vencimiento inferior a 12 meses o que tienen activos subyacentes de bajo valor individual, como ejemplo: arrendamiento de ciertos equipos de oficina (computadoras personales, impresoras y fotocopiadoras) que se consideran de bajo valor.
- Estimación de los plazos de arrendamiento, en función del período no cancelable y de los períodos cubiertos por las opciones de renovación cuyo ejercicio sea potestad de Enel Américas y se considere razonablemente cierto.
- Estimación de la tasa de descuento para calcular el valor presente de los pagos del arrendamiento. Esta es igual a la tasa incremental de los préstamos del arrendatario cuando la tasa de interés implícita en el arrendamiento no se puede determinar fácilmente. Para la transición, el Grupo ha utilizado la tasa de endeudamiento incremental a partir del 1 de enero de 2019, definida esta como la tasa de interés que tendría

que pagar por pedir prestado en un plazo similar, y con una garantía similar, los fondos necesarios para obtener un activo de un valor similar al activo por derecho de uso en un entorno económico similar.

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

Para la transición de la nueva Norma, el Grupo ha elegido aplicar las siguientes soluciones prácticas:

- El Grupo eligió no evaluar nuevamente si un contrato es, o contiene, un arrendamiento. En su lugar, aplicará la norma a los contratos que se identificaron previamente como arrendamientos aplicando la NIC 17 y la CINIIF 4. Por lo tanto, el Grupo no aplicará la norma a los contratos que no fueron previamente identificados como que contenían un arrendamiento.
- El Grupo ha determinado que aplicará el método de transición retrospectivo modificado, mediante el cual no se requiere la reexpresión de períodos comparativos y se presenta el efecto acumulado de la aplicación inicial de la Norma como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas (u otro componente de patrimonio según proceda) en la fecha de aplicación inicial, registrando el activo por el mismo valor que el pasivo.
- Confiar en su evaluación de si los arrendamientos son onerosos aplicando la NIC 37 Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes inmediatamente antes de la fecha de aplicación inicial y ajustar el activo por derecho de uso en la fecha de aplicación inicial por el monto de cualquier provisión por arrendamientos onerosos reconocido en los estados financieros inmediatamente antes de la fecha de aplicación inicial.

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

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

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

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

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

- **Marco Conceptual (Revisado)**

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

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

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

- ii. **Enmiendas y Mejoras**

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

- **Enmienda a NIIF 9 “Característica de cancelación anticipada con compensación negativa”**

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

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

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

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

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

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

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

- **Mejoras Anuales a las NIIF Ciclo 2015-2017 “NIIF 3, NIIF 11, NIC 12 y NIC 23”.**

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

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

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

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

- **Enmienda a NIC 19 “modificación, reducción o liquidación de un plan”.**

Las enmiendas a IAS 19 *Beneficios a los empleados*, emitidas en febrero de 2018, abordan la contabilización cuando se produce una modificación, reducción o liquidación del plan durante un período de reporte.

Las enmiendas aclaran que una entidad primero determina cualquier costo de servicio pasado, o una ganancia o pérdida en la liquidación, sin considerar el efecto del techo del activo (asset ceiling). Este monto se reconoce en resultados. Luego, una entidad determina el efecto del techo del activo (asset ceiling) después de la modificación, reducción o liquidación del plan. Cualquier cambio en ese efecto, excluyendo los importes incluidos en el interés neto, se reconoce en otro resultado integral.

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

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

- **Enmiendas a NIIF 3 “Definición de un Negocio”.**

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

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

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

En octubre de 2018 el IASB modifica la NIC 1 Presentación de estados financieros y la NIC 8 Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores, para mejorar la definición de Material y las explicaciones que acompañan a la definición. Las enmiendas aseguran que la definición de material sea coherente en todas las NIIF.

La información es material o tiene importancia relativa si su omisión, distorsión u ocultamiento puede influir razonablemente en las decisiones que los usuarios principales de los estados financieros de propósito general toman a partir de esos estados financieros, que proporcionan información financiera sobre una entidad que informa específica.

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

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

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

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

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

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

En la preparación de los estados financieros consolidados se han utilizado determinados juicios y estimaciones realizados por la 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:

- En un acuerdo de concesión de servicios, determinación de si un concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador, a quién y a qué precio, factores esenciales para la aplicación de CINIIF 12 *Acuerdos de Concesión de Servicios* (ver Nota 4.d.1).
- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro (ver Nota 4.e).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 4.h).
- La determinación de la moneda funcional del Grupo (Ver Notas 3 y 4.v)
- Aplicación del modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias previsto por la NIIF 15 (ver Nota 4.q)

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 4.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 4.m.1 y 26).

- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 4.a y 4.d).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 4.h y 23).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores (ver nota 4.q).
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver Anexo 2.2).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 4.m).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota 4.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, y otras estimaciones 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 4.p).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.

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

2.4 Sociedades subsidiarias

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

Enel Américas tiene poder sobre sus subsidiarias cuando posee la mayoría de los derechos de voto sustantivos, o sin darse esta situación, posee derechos que le otorgan la capacidad presente de dirigir sus actividades relevantes, es decir, las actividades que afectan de forma significativas los rendimientos de la subsidiaria.

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

Las entidades subsidiarias son consolidadas por integración global, tal como se describe en la nota 2.7.

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

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	Participación al 31/12/2018			Participación al 31/12/2017		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Real	-	99,73%	99,73%	-	99,64%	99,64%
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Real	-	99,75%	99,75%	-	99,75%	99,75%
Extranjero	Enel Generación Fortaleza S.A.	Brasil	Real	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Real	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Real	-	74,05%	74,05%	-	74,05%	74,05%
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Brasil	Real	100,00%	-	100,00%	97,67%	2,33%	100,00%
Extranjero	Enel X Brasil S.A.	Brasil	Real	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Real	-	99,93%	99,93%	-	99,93%	99,93%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Real	-	95,88%	95,88%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande)	Brasil	Real	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Ingendesa do Brasil Ltda.	Brasil	Real	1,00%	-	1,00%	1,00%	-	1,00%
Extranjero	Enel Brasil Investimento Sudeste S.A.	Brasil	Real	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Central Geradora Fotovoltaica Sao Francisco Ltda.	Brasil	Real	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Nuxer Trading S.A.	Brasil	Real	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Central Dock Sud, S.A.	Argentina	Peso Argentino	-	70,24%	70,24%	-	70,24%	70,24%
Extranjero	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Argentina	Peso Argentino	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Districel Inversora S.A.	Argentina	Peso Argentino	51,50%	-	51,50%	51,50%	-	51,50%
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Argentina	Peso Argentino	-	99,45%	99,45%	-	99,45%	99,45%
Extranjero	Enel Argentina S.A.	Argentina	Peso Argentino	99,92%	-	99,92%	99,88%	-	99,88%
Extranjero	Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Peso Argentino	55,00%	45,00%	100,00%	55,00%	45,00%	100,00%
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Peso Argentino	-	75,68%	75,68%	-	75,68%	75,68%
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Peso Argentino	-	67,67%	67,67%	-	67,67%	67,67%
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Peso Argentino	41,94%	54,76%	96,70%	41,94%	54,76%	96,70%
Extranjero	Inversora Dock Sud, S.A.	Argentina	Peso Argentino	57,14%	-	57,14%	57,14%	-	57,14%
Extranjero	Transportadora de Energía S.A.	Argentina	Peso Argentino	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Peso Colombiano	48,30%	-	48,30%	48,30%	-	48,30%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Peso Colombiano	48,48%	-	48,48%	48,48%	-	48,48%
Extranjero	Inversora Codensa S.A.S.	Colombia	Peso Colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Colombia	Peso Colombiano	-	99,85%	99,85%	-	99,85%	99,85%
Extranjero	Enel X Colombia S.A.S	Colombia	Peso Colombiano	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Perú S.A.C.	Perú	Nuevos Soles	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Nuevos Soles	-	80,00%	80,00%	-	80,00%	80,00%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Nuevos Soles	-	83,60%	83,60%	-	83,60%	83,60%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Nuevos Soles	-	83,15%	83,15%	-	83,18%	83,18%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Nuevos Soles	-	96,50%	96,50%	-	96,50%	96,50%
Extranjero	Compañía Energética Veracruz S.A.C.	Perú	Nuevos Soles	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%

2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación

- El 14 de febrero de 2017, nuestra subsidiaria Enel Brasil S.A. perfeccionó la compra de un total de 99,88% del capital social de Enel Distribución Goias S.A. (ex Celg Distribución S.A.). El impacto de esta operación en los estados financieros consolidados de Enel Américas, más otros antecedentes relacionados con esta adquisición, se detallan en la Nota 7.1.

- El 4 de octubre de 2017, Enel Brasil S.A. creó la Sociedad EGP Projeto I. El 30 de noviembre de 2017, la compañía ganó la concesión por 30 años de la central Volta Grande. (ver Nota 4.d.1 y Nota 10).

- El 7 de junio de 2018, nuestra subsidiaria Enel Brasil S.A. a través de su vehículo (100%) Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. (Enel Sudeste) concluyó exitosamente la adquisición, mediante Oferta Pública de Acciones voluntaria ("OPA" u "Oferta"), de la distribuidora de energía brasileña Enel Distribución Sao Paulo S.A. (ex Eletropaulo Metropolitana de Eletricidade de Sao Paulo S.A.). Para mayores antecedentes relacionados con esta adquisición ver Nota 7.2.

- Durante el último trimestre de 2018, el Grupo Enel Brasil S.A. adquirió la sociedad uruguaya Nuxer Trading S.A. y la sociedad Central Geradora Fotovoltaica Sao Francisco Ltda.. Ambas compañías fueron adquiridas con el objeto de desarrollar las líneas de negocio de Enel X Brasil en Uruguay y Brasil, respectivamente.

2.4.2 Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50%

Aunque el Grupo posee menos del 50% de participación económica en las sociedades Codensa y Emgesa en Colombia, en concreto 48,3% y 48,48% respectivamente, estas compañías tienen la consideración de "sociedades subsidiarias" ya que Enel Américas, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuencia de la estructura, composición y clases de accionariado, ejerce control sobre las mismas. A este respecto el Grupo posee un 57,15% y un 56,43% de las acciones con derecho de voto de Codensa y Emgesa, respectivamente.

2.5 Entidades asociadas

Son entidades asociadas aquellas en las que Enel Américas, 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 por Enel Américas 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 4.i.

El detalle de las sociedades que clasifican como asociadas es el siguiente:

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	Participación al 31/12/2018			Participación al 31/12/2017		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Sacme S.A.	Argentina	Peso Argentino	-	50,00%	50,00%	-	50,00%	50,00%
Extranjero	Yacylec S.A.	Argentina	Peso Argentino	22,22%	-	22,22%	22,22%	-	22,22%
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	Peso Argentino	-	25,60%	25,60%	-	25,60%	25,60%
Extranjero	Central Térmica San Martín	Argentina	Peso Argentino	-	25,60%	25,60%	-	25,60%	25,60%
Extranjero	Central Vuelta Obligada S.A.	Argentina	Peso Argentino	-	40,90%	40,90%	-	40,90%	40,90%

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 4.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 Américas actualmente no posee acuerdos conjuntos que califiquen como una operación conjunta.

2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

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

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

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

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

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

Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, el Grupo informará los valores provisionales que ha considerado en el registro contable de la combinación de negocios. Durante el período de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos, como si la contabilización de la combinación de negocios hubiera sido completada en la fecha de adquisición, y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento. La información comparativa presentada en los estados financieros de 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 sociedad adquirida y la ganancia o pérdida resultante, si la hubiera, es reconocida en el resultado del período.

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades subsidiarias se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado 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 del Grupo con moneda funcional distinta del dólar estadounidense, que no operan en economías hiperinflacionarias, se realiza del siguiente modo:
 - a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
 - b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio medio del período (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).
 - c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.
 - d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión" dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 27.2).
4. Los estados financieros de las subsidiarias cuya moneda funcional provenga de economías hiperinflacionarias, como es el caso de la economía Argentina (ver Nota 8), se ajustan primero por el efecto de la inflación, registrando cualquier ganancia o pérdida en la posición neta en resultados, para luego convertir todas la partidas (activos, pasivos, partidas de patrimonio, gastos e ingresos) al tipo de cambio de cierre correspondiente a la fecha de cierre del estado de situación financiera más reciente.
5. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
6. Los cambios en la participación en las sociedades subsidiarias que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad subsidiaria. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

7. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método “pooling of interest”. 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. CAMBIO DE MONEDA FUNCIONAL Y MONEDA DE PRESENTACION

Como resultado del proceso de reorganización societaria efectuada durante el año 2016, a contar del ejercicio 2017 el entorno económico primario y la generación y uso de sus flujos de efectivo de Enel Américas, están principalmente denominados en dólares estadounidenses. Por consiguiente, con fecha 1 de enero de 2017, Enel Américas cambió tanto su moneda funcional como la moneda de presentación de sus estados financieros consolidados, desde el Peso Chileno ("CLP") a dólares estadounidenses ("US\$").

Enel Américas es una sociedad holding que no realiza ninguna actividad operativa material propia. Por lo tanto, los indicadores en la NIC 21.9 no son los factores más relevantes para determinar la moneda funcional de la Compañía.

En consideración a los indicadores referidos en NIC 21.10, la Compañía determinó que las nuevas actividades de financiamiento, capital emitido y el cambio en la moneda en la que es administrado el efectivo y equivalentes de efectivo fueron los factores preponderantes que indicaron que el peso chileno no será la moneda para reflejar el entorno económico principal en el que la Compañía generará y desembolsará su efectivo. En consecuencia, Enel Américas determinó que los eventos económicos, como también el resultado del proceso de reorganización corporativa realizado durante el año 2016, proporcionaron a juicio de la Administración, evidencia suficiente para respaldar que hubo un cambio en las transacciones subyacentes, eventos y condiciones para determinar la moneda funcional de la Compañía. En consecuencia, de acuerdo con NIC 21.36, la Compañía determinó que el dólar estadounidense (US\$) es la nueva moneda funcional que reflejará con mayor fidelidad las transacciones, eventos y condiciones subyacentes relevantes para la el Grupo.

Según la NIC 21.35, cuando ocurre un cambio en la moneda funcional de una entidad, se deben aplicar los procedimientos de conversión prospectivamente a partir de la fecha del cambio. El Grupo, en base a su juicio y considerando que las transacciones, eventos y condiciones subyacentes que justificaron el cambio en la moneda funcional se han desarrollado gradualmente, siendo los de mayor relevancia realizados al término del año 2016 y el inicio del año 2017, se decidió entonces, por razones prácticas, aplicar los procedimientos de conversión aplicables a la nueva moneda funcional de manera prospectiva a partir del 1 de enero de 2017.

Este cambio en la moneda funcional fue contabilizado prospectivamente a contar del 1 de enero de 2017 mediante la conversión de todos los ítems del estado de situación financiera a la nueva moneda funcional, utilizando el tipo de cambio vigente de \$669,47 CLP/US\$ al 1 de enero de 2017.

El cambio en la moneda de presentación fue contabilizado como un cambio en política contable y aplicado retrospectivamente, como si la nueva moneda de presentación hubiese sido siempre la moneda de presentación de los estados financieros consolidados. Las cifras comparativas para los años anteriores al 1 de enero de 2017 fueron convertidas a la nueva moneda de presentación en conformidad con NIC 21 "Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de la Moneda Extranjera". Los estados de resultados integrales consolidados fueron convertidos a la moneda de presentación usando los tipos de cambio promedio mensuales. Los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016 fueron han sido convertidos a US\$ usando los tipos de cambio de cierre de \$669,47 CLP/US\$ y \$710,16 CLP/US\$, respectivamente. El capital emitido, las utilidades retenidas y otras reservas dentro del patrimonio han sido convertidos usando los tipos de cambio históricos vigentes a las correspondientes fechas de las transacciones patrimoniales.

Todas las diferencias de cambio resultantes han sido reconocidas en patrimonio en la reserva por diferencias de cambio por conversión.

El cambio de moneda funcional de Enel Américas S.A. fue aprobado en Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 27 de abril de 2017, modificando para ello el artículo quinto permanente de su estatuto social con el objeto de denominar el capital de la compañía en dólares estadounidenses.

Estado de Resultados Integrales por el año terminado el 31 de diciembre de 2016:

Resultados Integrales	31-12-2016	
	Como fue reportado M\$	Re-expresado MUS\$
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturalez	5.167.837.226	7.642.582
Materias primas y consumibles utilizados	(2.615.650.061)	(3.868.218)
Margen de Contribución	2.552.187.165	3.774.364
Resultado de Explotación	1.217.155.025	1.800.020
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	930.483.597	1.376.069
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(359.368.522)	(531.461)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	571.115.075	844.608
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	115.130.387	170.263
GANANCIA (PÉRDIDA)	686.245.462	1.014.871
OTROS RESULTADOS INTEGRALES	133.302.988	197.139
RESULTADO INTEGRAL TOTAL	819.548.450	1.212.010
Ganancia (pérdida) atribuible a		
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	383.059.534	566.497
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	303.185.928	448.374
GANANCIA (PÉRDIDA)	686.245.462	1.014.871
Resultado integral atribuible a		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	533.275.016	788.647
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	286.273.434	423.363
TOTAL RESULTADO INTEGRAL	819.548.450	1.212.010
Ganancia por acción básica y diluida		
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	6,13	0,00907
Ganancia (pérdidas) por acción básica en operaciones discontinuadas	1,57	0,00232
Ganancia (pérdida) por acción básica	7,70	0,01139
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	49.768.783.340	49.768.783.340

4. 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 doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión (ver Nota 19.b.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 19.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 25).

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 sociedades esperan utilizarlos. La vida útil estimada y los valores residuales se revisan al menos una vez al año y, si procede, se ajusta en forma prospectiva.

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

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	10 – 85
Planta y equipos	10 – 85
Equipamiento de tecnología de la información	3 – 15
Instalaciones fijas y accesorios	3 – 75
Vehículos de motor	5 – 20

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

	Intervalo de años de vida útil estimada
Plantas y equipos de generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	10 – 85
Equipo electromecánico	10 – 60
Centrales de Carbón/Fuel	10 – 40
Centrales Ciclo Combinado	10 – 50
Plantas y equipos de distribución:	
Red de alta tensión	15 – 50
Red de baja y media tensión	30 – 50
Equipos de medida y telecontrol	10 – 30
Subestaciones primarias	20 – 40

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

Por lo que respecta a las concesiones administrativas de las que son titulares las compañías eléctricas del Grupo, a continuación, se presenta detalle del período restante hasta su caducidad de aquellas concesiones que no tienen carácter indefinido:

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur (Distribución)	Argentina	1992	95 años	69 años
Enel Generación El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	1993	30 años	5 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	69 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	69 años
EGP Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	9 años
Enel Generación Fortaleza S.A (Generación)	Brasil	2001	30 años	13 años
Enel CIEN S.A. (CIEN - Línea 1)	Brasil	2000	20 años	1 años
Enel CIEN S.A. (CIEN - Línea 2)	Brasil	2002	20 años	3 años

En la medida en que el Grupo reconoce los activos como Propiedades, plantas y equipos, éstos se amortizan durante el período menor entre la vida económica o plazo concesional, cuando el beneficio económico del activo se limita a su uso durante el período de concesión.

Cualquier obligación de inversión, mejora o reposición asumida por el Grupo, se considera en los cálculos de deterioro de valor de las Propiedades, plantas y equipos como una salida de flujos futuros comprometidos de carácter contractual, necesarios para obtener las entradas de flujos de efectivo futuras.

La administración del Grupo evaluó las casuísticas específicas de cada una de las concesiones descritas anteriormente, que varían unas de otras dependiendo el país, negocio y jurisprudencia legal, y concluyó que, con excepción de CIEN, no existen factores determinantes que indiquen que el concedente, que en todos los casos corresponde a un ente gubernamental, tiene el control sobre la infraestructura y, simultáneamente, puede determinar de forma permanente el precio del servicio. Estos requisitos son indispensables para aplicar la CINIIF 12 *Acuerdos de Concesión de Servicios*, interpretación que establece cómo registrar y valorizar cierto tipo de concesiones (las que son del alcance de esta norma se presentan en Nota 4.c.1).

El 19 de abril de 2011, la subsidiaria CIEN completó exitosamente el cambio en su modelo de negocios. Mediante el nuevo acuerdo, el Gobierno continúa controlando la infraestructura, pero CIEN obtiene una remuneración fija que la equipara a una concesión pública de transmisión (precio regulado). Bajo este esquema sus concesiones califican dentro del alcance de CINIIF 12, sin embargo, el inmovilizado no ha sido dado de baja en consideración a que CIEN no ha transferido, sustancialmente, los riesgos y beneficios significativos al Gobierno de Brasil.

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

b) 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.

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, medida por su participación proporcional en los activos netos identificables de la adquirida; sobre el neto de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos, medidos a valor razonable en la fecha de adquisición de la subsidiaria. Durante el período de medición de la combinación de negocios, la plusvalía puede ser ajustada producto de cambios en los montos provisionales reconocidos de los activos adquiridos y pasivos asumidos (ver Nota 2.7.1).

La plusvalía surgida en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta de la moneda funcional de la matriz se valora en la moneda funcional de la sociedad adquirida, realizándose la conversión al dólar estadounidense 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 4.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 31 de diciembre de 2018 y 2017, no existen activos intangibles con vida útil indefinida por montos significativos.

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

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

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

d.1) Concesiones

Los acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado, se registran atendiendo a lo establecido en la CINIIF 12 *Acuerdos de Concesión de Servicios*. Esta interpretación contable aplica si:

- a) La concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador con la infraestructura, a quién debe suministrarlos y a qué precio; y
- b) La concedente controla - a través de la propiedad, del derecho de usufructo o de otra manera - cualquier participación residual significativa en la infraestructura al final del plazo del acuerdo.

De cumplirse simultáneamente con las condiciones expuestas anteriormente, la contraprestación recibida por el Grupo por la construcción o mejora de la infraestructura se reconoce por el valor razonable de la misma como:

- un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio; o
- un activo financiero, en la medida en que exista un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero ya sea directamente del cedente o de un tercero.

Sin embargo, ambos tipos de contraprestación se clasifican como un activo del contrato durante el período de construcción o mejora, de acuerdo con la NIIF 15 (ver Nota 11).

Las obligaciones contractuales asumidas por el Grupo para el mantenimiento de la infraestructura durante su explotación, o por su devolución al cedente al final del acuerdo de concesión en las condiciones especificadas en el mismo, en la medida en que no suponga una actividad que genera ingresos, se reconoce siguiendo la política contable de provisiones (ver Nota 4.m).

Los gastos financieros se activan siguiendo los criterios establecidos en la letra a) de esta Nota, siempre y cuando el operador de la concesión tenga un derecho contractual para recibir un activo intangible.

Las subsidiarias de Enel Américas que han reconocido un activo intangible y/o un activo financiero por sus acuerdos de concesión son las siguientes:

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla) (Distribución) (*)	Brasil	1996	30 años	8 años
Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce) (Distribución) (*)	Brasil	1997	30 años	9 años
Enel Distribución Goiás S.A. (Distribución) (*)	Brasil	2015	30 años	26 años
Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande) (**)	Brasil	2017	30 años	29 años
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (ex Eletropaulo) (Distribución) (*)	Brasil	1998	30 años	10 años

(*) Se ha reconocido un activo intangible y un activo financiero a valor razonable con cambios en resultados, dado que una parte de los derechos adquiridos por estas subsidiarias son incondicionales (ver Notas 4.g.1 y Nota 10).

(**) Considerando que todos los derechos adquiridos por esta filial son incondicionales, se ha reconocido únicamente un activo financiero a costo amortizado por esta concesión (ver Nota 2.4.1, Nota 4.g.1 y Nota 10).

Al final de cada período de concesión, esta puede ser renovada a discreción de la autoridad otorgante, de lo contrario todos los activos e instalaciones serán devueltos al Gobierno o a quien éste designe, una vez reembolsadas las inversiones realizadas pendientes de amortizar.

d.2) Gastos 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 incurran.

d.3) 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 5 años. Las servidumbres de paso y los derechos de agua en algunos casos tienen vida útil indefinida, y por lo tanto no se amortizan, y en otros tienen una vida útil que, dependiendo las características propias de cada caso, varía en un rango cercano a los 40 o 60 años, plazo que es utilizado para efectuar su amortización.

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 de las UGEs, 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 y país del que se trate. Al 31 de diciembre de 2018, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones fueron las que a continuación se detallan:

País	Moneda	Tasas de crecimiento (g)
		31-12-2018
Argentina	Peso argentino	10,4%
Brasil	Real	4,2%
Perú	Sol	2,5%
Colombia	Peso colombiano	3,5%

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 a las proyecciones vigentes al 31 de diciembre de 2018, fueron las siguientes:

País	Moneda	31-12-2017	
		Mínimo	Máximo
Argentina	Peso argentino	22,9%	36,4%
Brasil	Real	9,1%	21,3%
Perú	Sol	7,2%	12,1%
Colombia	Peso colombiano	7,9%	12,9%

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

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

La reexpresión de los estados financieros de las sociedades Argentinas por efecto del ajuste de inflación (ver Nota 8), dio origen al reconocimiento de una provisión por deterioro en nuestra subsidiaria Enel Generación Costanera S.A., producto de la diferencia negativa entre el valor recuperable de la compañía y el valor libro de sus activos reexpresados. La pérdida por deterioro, registrada al 1 de enero de 2018, ascendió a MUS\$ 76.658. Al 31 de diciembre de 2018, las pruebas de deterioro realizadas dieron origen a un reverso de la pérdida por deterioro, por un monto de MUS\$ 70.513, producto del aumento que experimentó el valor recuperable de la compañía.

f) Arrendamientos

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, Enel Américas 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 4.i y 16) y los activos no corrientes mantenidos para la venta (Ver Nota 4.k), en tres categorías:

(i) Costo amortizado:

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

Los activos financieros que cumplen con las condiciones establecidas en NIIF 9, para ser valorizadas al costo amortizado en el Grupo son: equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar, y préstamos. Estos activos se registran a costo amortizado, correspondiendo éste al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva.

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

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

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

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

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

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

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

Se incluye en esta categoría la cartera de negociación, aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable y los activos financieros que no cumplen con las condiciones para ser clasificados en las dos categorías anteriores.

Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.

g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

g.3) Deterioro de valor de los activos financieros

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

Las provisiones por deterioro se miden en base a:

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

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

Sobre la base del mercado de referencia y el contexto regulatorio del sector, así como las expectativas de recuperación después de 90 días, para tales cuentas por cobrar, el Grupo aplica principalmente una definición predeterminada de 180 días de vencimiento para determinar las pérdidas crediticias esperadas, ya que éste se considera un indicador efectivo de un aumento significativo en el riesgo de crédito. En consecuencia, los activos financieros que tienen más de 90 días de vencimiento generalmente no se consideran en incumplimiento.

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 4.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 23, 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 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 el caso de que el derivado haya sido designado contablemente como instrumento de cobertura y se den todas las condiciones establecidas por las NIIF para aplicar contabilidad de cobertura, en cuyo caso su registro es el siguiente:

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

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

El Grupo no aplica contabilidad de cobertura sobre sus inversiones en el exterior.

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

Las transacciones en las que el Grupo retiene de manera sustancial todos los riesgos y beneficios, que son inherentes a la propiedad de un activo financiero cedido, se registran como un pasivo de la contraprestación recibida. Los gastos de la transacción se registran en resultados siguiendo el método de la tasa de interés efectiva (ver 4.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 en el momento actual, exigible legalmente, de compensar los montos reconocidos; y
- existe la intención de liquidar sobre una base neta, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

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

g.8) Contratos de garantías financieras

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

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

- el valor del pasivo determinado de acuerdo con la política contable de provisiones de la Nota 4.m; y
- el valor del activo inicialmente reconocido menos, cuando proceda, la amortización acumulada registrada de acuerdo con política de reconocimientos de ingresos (ver Nota 4.q).

h) Medición del valor razonable

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

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

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

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

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

Nivel 2: Inputs diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de nivel 2, por clase de activos financieros o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas (como por ejemplo "Bloomberg").

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

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

- Para activos no financieros, una medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad del participante en el mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso, o mediante la venta de éste a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso.
- Para pasivos e instrumentos de patrimonio propio, el valor razonable supone que el pasivo no se liquidará y el instrumento de patrimonio no se cancelará, ni se extinguirán de otra forma en la fecha de medición. El valor razonable del pasivo refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, el cual incluye, pero no se limita, al riesgo de crédito propio de la compañía.
- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, el Grupo utiliza para su valoración la metodología de flujos de caja descontados y modelos de valoración de opciones generalmente aceptados, basándose en las condiciones del mercado, tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre de los estados financieros, incluyendo asimismo un ajuste por riesgo de crédito propio o “Debt Valuation Adjustment (DVA)” y el riesgo de contraparte o “Credit Valuation Adjustment (CVA)”. La medición del “Credit Valuation Adjustment (CVA)” / “Debt Valuation Adjustment (DVA)” se realiza basándose en la exposición potencial futura del instrumento (posición acreedora u deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio del Grupo.
- En el caso de activos financieros y pasivos financieros con posiciones compensadas en riesgo de mercado o riesgo de crédito de la contraparte, se permite medir el valor razonable sobre una base neta, de forma congruente con la forma en que los participantes del mercado pondrían precio a la exposición de riesgo neta en la fecha de medición.

Los activos y pasivos registrados a valor razonable se presentan en Nota 23.3.

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 sociedad. Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación en cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista la obligación presente (ya sea legal o implícita) por parte 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 libro de la inversión y no se amortiza ni se realiza una prueba individual de deterioro, a menos que existan indicadores de deterioro.

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

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

j) Inventarios

Los inventarios se valoran al precio medio ponderado de adquisición o valor neto de realización si éste es inferior.

El valor neto de realización es el precio de venta estimado del activo en el curso normal de la operación, menos los costos de venta aplicables.

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

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

Los activos no corrientes, incluyendo las propiedades, planta y equipo, 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 grupo 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 la venta o distribución deben indicar que es improbable que puedan realizarse cambios significativos en el plan, o que el mismo vaya a ser cancelado. La probabilidad de aprobación por los accionistas (si se requiere en la jurisdicción) debe considerarse como parte de la evaluación de si la venta o distribución es altamente probable.

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

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

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

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

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

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

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

I) Acciones propias en cartera

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

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

m) Provisiones

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

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

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

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

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

Algunas de las empresas del Grupo tienen contraídos compromisos por pensiones y otros similares con sus trabajadores. Dichos compromisos, tanto de prestación definida como de aportación definida, están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones, excepto en lo relativo a determinadas prestaciones en especie, fundamentalmente los compromisos de suministro de energía eléctrica, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

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

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

Para cada uno de los planes, si la diferencia entre el pasivo actuarial por los servicios pasados y los activos afectos al plan es positiva, esta diferencia se registra en el rubro "Provisiones por beneficios a los empleados" del pasivo del estado de situación financiera y si es negativa en el rubro "Otros activos financieros" del estado de situación financiera, siempre que dicha diferencia sea recuperable para el Grupo normalmente mediante deducción en las aportaciones futuras, teniendo en cuenta las limitaciones establecidas por la CINIIF 14 "NIC 19 Límite de un activo por prestaciones definidas, obligación de mantener un nivel mínimo de financiación y su iteración".

Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valoración, tanto de los pasivos como de los activos afectos a estos planes, incluido en límite establecido en la CINIIF 14, se registran directamente como componente de "Otro resultado integral".

Las contribuciones a planes de aportación definida se reconocen como gasto conforme los empleados prestan sus servicios.

n) Conversión de saldos en moneda extranjera

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

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

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

o) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

p) Impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio, se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades 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 por impuesto diferido relativo a la diferencia temporaria deducible, surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

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

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

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

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

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

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

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

q) Reconocimiento de ingresos y gastos

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

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

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

- Suministro de electricidad (venta y transporte): corresponde a una obligación de desempeño única que transfiere al cliente una serie de bienes/servicios distintos que son sustancialmente iguales y que tiene el mismo patrón de transferencia. Dado que el cliente recibe y consume de manera simultánea los beneficios proporcionados por la compañía, se considera una obligación de desempeño satisfecha a lo largo del tiempo. En estos casos, Enel Américas aplica un método de producto para reconocer los ingresos en la cantidad a la que tiene derecho a facturar por la electricidad suministrada hasta la fecha.
 - Generación: los ingresos se registran de acuerdo a las entregas físicas de energía y potencia, a los precios establecidos en los respectivos contratos, a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente o al costo marginal de la energía y potencia, según se trate de clientes libres, clientes regulados o comercialización de energía en el mercado spot, respectivamente.
 - Distribución: los ingresos se registran en función de las cantidades de energía suministrada a los clientes durante el período, a los precios establecidos en los respectivos contratos o a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente, según se trate de clientes libres o clientes regulados, respectivamente.

Estos ingresos incluyen una estimación del servicio suministrado y no facturado, hasta la fecha de cierre de los estados financieros (ver Nota 2.3 y Nota 28).

- Otros servicios: principalmente prestación de servicios complementarios al negocio eléctrico, construcción de obras y servicios de ingeniería y consultoría. Los clientes controlan los activos comprometidos a medida que se crean o se mejoran, por lo tanto la compañía reconoce estos ingresos a lo largo del tiempo en función del grado de avance, midiendo el progreso a través de métodos de producto (desempeño completado a la fecha, hitos alcanzados, etc.) o métodos de recursos (recursos consumidos, horas de mano de obra gastadas, etc.), según sea apropiado en cada caso.
- Venta de bienes: los ingresos por venta de bienes son reconocidos en un determinado momento, cuando los riesgos y beneficios significativos de la propiedad de los bienes han sido traspasados al comprador, lo cual ocurre generalmente en el momento de la entrega física de los bienes. Los ingresos son medidos al precio de venta independientes de cada bien, asignando cualquier tipo de contraprestación variable que corresponda.

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

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

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

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

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

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

r) Ganancia (pérdida) por acción

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

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

s) Dividendos

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

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

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

t) Gastos de emisión y colocación de acciones

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

u) Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el período, 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.

v) Moneda funcional

La administración de la Sociedad ha concluido que la moneda del entorno económico principal en el que opera es el dólar de los Estados Unidos (US\$), tomando éste como su moneda funcional.

Dicha conclusión se basa en que el US\$ es la moneda que influye fundamentalmente en las actividades de financiamiento, emisiones de capital y flujos de efectivos y sus equivalentes. Debido a lo anterior, el US\$ refleja las transacciones, hechos y condiciones que subyacen y son relevantes para la el Grupo.

Toda la información presentada en dólares americanos, ha sido redondeada a la unidad de mil (MUS\$) o de millón (MMUS\$) más cercana, excepto cuando se indique de otra manera.

5. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

a) Marco regulatorio:

Argentina

Argentina ha dado señales de intervención en el mercado eléctrico desde que se produjo la crisis en el año 2002. Inicialmente la normativa contemplaba que el precio de venta de generadores a distribuidoras se obtenía de un cálculo centralizado del precio "spot". Por su parte, el precio de compra de las distribuidoras era el promedio previsto para los próximos 6 meses, denominado Precio Estacional. Las diferencias entre el precio estacional (precio de compra) y el precio spot real (precio de venta) se liquidaban con cargo al Fondo Estacional que gestiona la Compañía Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad (CAMMESA).

Sin embargo, después de la crisis de 2002, la autoridad modificó el criterio de fijación del precio interviniendo el sistema marginalista. Primero, mediante el cálculo del precio marginal sin considerar restricciones de gas. En efecto, a pesar de que el despacho de generación todavía se basa en los combustibles reales utilizados, la Resolución SE 240/2003 establece que para el cálculo del precio marginal se deben considerar todas las unidades de generación como si no tuvieran las restricciones vigentes de suministro de gas natural. Además, el valor del agua no se considera si su costo de oportunidad es más alto que el costo de la generación con gas natural. Y segundo, mediante el establecimiento de un límite en el precio spot de Arg\$120 por MWh. No obstante, los costos variables reales de las unidades térmicas que emplean combustibles líquidos son pagados por CAMMESA a través de los Sobrecostos Transitorios de Despacho.

Además de lo anterior, con base en la pesificación y devaluación de la economía, el pago por capacidad se redujo de US\$10 a Arg\$10 por MWhrp. Posteriormente, el pago por capacidad ha aumentado ligeramente a Arg\$12.

Por otra parte, la congelación de los precios que abonan las distribuidoras provocó un desfase frente a los costos reales de la generación, lo que significó que dichos costos se recuperaran a través de diversos tipos de acuerdos particulares en base a la normativa vigente.

En este contexto, el Gobierno anunció en 2012 su intención de modificar el actual marco regulatorio por uno basado en costo medio.

En marzo de 2013, se publicó la Resolución N° 95/2013 que introdujo importantes cambios en el régimen de remuneración de los generadores y fijó nuevos precios para la potencia según el tipo de tecnología y la disponibilidad y estableció nuevos valores para la remuneración de costos variables no combustibles, además de contemplar una remuneración adicional por la energía generada.

En mayo de 2013, las generadoras del Grupo (Enel Generación Costanera, Enel Generación El Chocón, y Dock Sud) adhirieron a los términos de la Resolución N° 95/2013.

La citada Resolución marca el final del concepto marginalista como sistema de remuneración en el mercado de generación de electricidad argentino y definió, en su lugar, una remuneración por tipo de tecnología y tamaño de las centrales, fijando para cada caso un reconocimiento de costos fijos (que se determinará en función del cumplimiento de disponibilidad) y costos variables más una remuneración adicional (estos dos conceptos se determinan en función de la energía generada). Parte de la remuneración adicional se consolida en un fideicomiso para inversiones futuras.

La gestión comercial y el despacho de combustible se centralizan en CAMMESA; los Contratos del Mercado Término no pueden ser prorrogados ni renovados y los Grandes Usuarios, una vez finalizados sus respectivos contratos, deberán adquirir su demanda de CAMMESA. No obstante, la Secretaría de Energía ("SE") a través de la Nota SE 1807/13 abrió la posibilidad de que las generadoras puedan manifestar su intención de seguir manejando la gestión de cobranzas de la totalidad de su cartera de contratos, de esta manera se garantiza cierta caja y la permanencia de la relación con el cliente.

Adicionalmente, es importante mencionar que en el caso de Enel Generación Costanera, están vigentes los Contratos de Disponibilidad firmados en 2012, de los Ciclos Combinados (hasta el año 2015 y se logró su extensión para el año 2016) y de las Unidades Turbo vapor (hasta el año 2019), que permitirán a la empresa implementar un plan de inversiones en las unidades de generación de la Central Costanera, a efectos de optimizar la confiabilidad y disponibilidad de dicho equipamiento. Los acuerdos también contemplan el pago de las obligaciones del contrato de mantenimiento (Long Term Service Agreement "LTSA") de los ciclos combinados de la central.

Los valores de la Resolución SE N° 95/2013 fueron actualizados anualmente por las Resoluciones SE N° 529/2014, N° 482/2015 y Resolución SEE N° 22/2016. La Res. SE N° 529/2014 crea una remuneración para mantenimientos no recurrentes para las centrales térmicas, y la Res. SE N° 482/2015 otorga una remuneración para mantenimientos no recurrentes también a las centrales hidroeléctricas. Adicionalmente, la Res. 482/2015 crea un nuevo cargo, de 15,8 \$/MWh para centrales térmicas y 6,3 \$/MWh para centrales hidráulicas, con el objetivo de financiar inversiones, con

aplicación de febrero de 2015 hasta diciembre de 2018 solo para aquellos generadores que participen en los proyectos.

Por otro lado, el 22 de marzo de 2016, la SE emitió la Resolución SEE N°21/16, la cual convocó a ofertar nueva capacidad de generación térmica para los períodos verano 2016/17; invierno 2017 y verano 2017/18. Dentro de los requerimientos, no podían ofertarse unidades preexistentes a la fecha de publicación de la resolución; que ya estuviesen interconectadas al Sistema Argentino de Interconexión (“SADI”); o que la potencia ofrecida ya estuviese comprometida en otros acuerdos con principio de ejecución. El contrato será con CAMMESA en representación de los agentes del MEM y su vigencia será por un período entre 5 a 10 años, con una remuneración denominada en US\$ por MW por mes para la potencia, y en US\$ por MWh para la energía eléctrica generada con cada combustible, siendo la prioridad de pago equivalente a la del pago de los combustibles líquidos. El suministro y el reconocimiento del costo de los combustibles se realizarán conforme la normativa vigente en cada momento. La capacidad mínima en cada punto de conexión no puede ser inferior a los 40 MW y debe contar preferentemente con capacidad dual de consumo de combustible, y con consumo específico máximo menor a 2.500 kcal/kWh. CAMMESA informará a título indicativo posibles localizaciones para generación entre 50 MW y 150MW. El orden de mérito de las ofertas será en función de los costos crecientes debiendo estar las fórmulas de evaluación disponibles para los oferentes.

El 14 de septiembre de 2016, se publicó en el Boletín Oficial el resultado de la Licitación de Nueva Generación Térmica, adjudicándose un total de 1.915 MW (de una oferta de más de 6000 MW). Cuatro ofertas propusieron entregar la nueva energía (545 MW de potencia) al Sistema Interconectado Nacional en el mes de diciembre de 2016; diez ofertas (685 MW) plantearon hacerlo en el primer trimestre de 2017, y cuatro ofertas (229 MW) en el segundo trimestre del año próximo. Además, unas 26 ofertas se comprometieron a entrar en servicio en el segundo semestre de 2017, y otras cinco durante 2018. Así mismo, mediante Nota SEE N° 355 se instruyó a CAMMESA a invitar a una mejora de los precios a cada una de las empresas cuyas ofertas se consideraron admisibles y no resultaron finalmente adjudicadas. Como resultado de esta ampliación se adjudicaron 956 MW adicionales en siete ofertas los que serán incorporados entre el 30 de enero y el 1 de diciembre de 2017. Por último, el 28 de octubre de 2016, mediante Resolución SEE 387/E/2016 la Secretaría de Energía Eléctrica instruyó a CAMMESA a suscribir dos proyectos adicionales por un total de 234 MW. Ninguna de las entidades del Grupo Enel Américas participó de la Licitación.

El 16 de noviembre de 2016, mediante Resoluciones SEE N° 420-16 y N° 455-16, la SE convocó a aquellas entidades interesadas en desarrollar proyectos de infraestructura que contribuyan a la reducción de costos en el Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”) y al aumento de la confiabilidad en el Sistema Eléctrico Argentino, a manifestar su interés, considerando particularmente el aporte de los anteproyectos que se presenten con responsabilidad en el suministro de combustibles para la generación de energía eléctrica. El Grupo Enel ha presentado dos proyectos mutuamente excluyentes ubicados en el predio de Enel Generación Costanera, uno por 350 MW y otro por 415 MW. Se estima que el pliego para nuevos ciclos combinados sea emitido en los próximos meses, para cerrar la licitación en la primavera 2017. Por otro lado, mediante la Resolución SEE N° 287 - E/2017 del 10 de mayo de 2017, la Secretaría de Energía Eléctrica instruyó a CAMMESA a convocar a interesados a ofertar (Etapa I) nueva generación térmica de tecnología (a) cierre de ciclo combinado o (b) cogeneración, con compromiso de estar disponible para satisfacer la demanda en el MEM, adjuntando a la misma el Pliego de Bases y Condiciones correspondiente. Se presentaron 40 proyectos por un total de 4.597 MW. El día 25 de septiembre de 2017 se publica la Resolución SEE N° 820 adjudica 506 MW con un precio promedio de 17.769 US\$/MW-mes e instruye a CAMMESA a invitar a las restantes ofertas admitidas técnicamente a realizar una mejora en la oferta, con fecha límite de presentación el 06 de octubre y adjudicación el 13 de octubre de 2017 para que CAMMESA eleve su análisis a la Secretaría de Energía Eléctrica.

El 2 de febrero de 2017, se publicó la Resolución N°19/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica (“SEE”) la cual reemplaza a la Resolución SEE N° 22/2016 y establece los lineamientos para la remuneración de las centrales de generación existentes. La Resolución N° 19/2017 define una remuneración mínima de potencia por tecnología y escala, adicionalmente para las unidades térmicas se establece la posibilidad de ofrecer compromisos de disponibilidad con una remuneración diferencial igual para todas las tecnologías. El generador térmico podrá declarar en cada período de verano, el valor de potencia firme a comprometer por cada unidad durante el lapso de tres años, pudiendo discriminar por período verano e invierno (se podrán hacer ajustes en el mismo período). Como excepción y para el año 2017, se habilita la declaración de “Compromisos de Disponibilidad Garantizada” junto con la información requerida para la Programación Estacional de Invierno, siendo su vigencia desde el 1 de mayo hasta el 31 de octubre de 2017. El generador firmará un contrato de Compromiso de Disponibilidad Garantizada cuya contraparte será CAMMESA, pero que podrá cederlo a la demanda conforme lo defina la SEE. La remuneración que recibirá una unidad con compromiso de potencia será proporcional a su cumplimiento, siendo el valor mínimo calculado en base al precio mínimo. Por otro lado, el generador térmico podrá ofrecer disponibilidad de potencia adicional para períodos bimestrales, que se podrán a subasta con un precio máximo.

Respecto a las centrales hidroeléctricas, se define un nuevo esquema para evaluar la potencia, basado en la potencia real disponible (implica un mayor valor de potencia a remunerar respecto a la normativa anterior). Asimismo, presentan un valor de potencia base, y uno adicional discriminado de mayo a octubre 2017, y otro a partir de noviembre 2017.

Los valores remunerativos de la Resolución N°19/2017 están denominados en dólares, y se convertirán a tipo de cambio publicado por el Banco Central de la República Argentina correspondiente al último día hábil, siendo los plazos de vencimiento aquellos establecidos en los procedimientos de CAMMESA. Posteriormente por nota del SEE, se

establece que la conversión a pesos, se realizará al día anterior a la fecha de vencimiento, a partir de noviembre de 2017.

La resolución SEE N°1085/17, modifica, a partir del 1° de diciembre de 2017, la forma en que los agentes pagan por el uso del sistema de transporte (la remuneración del transportista no cambia porque fue fijada en su respectiva RTI), sintéticamente establece:

- Los costos asociados a la remuneración del transporte se repartirán en forma proporcional a la demanda.
- Los Agentes Generadores pagarán solo los cargos de conexión directos.
- Instruye a CAMMESA a que en 90 días proponga las modificaciones necesarias a los procedimientos comprendidos (normativa del MEM).

El miércoles 1 de agosto de 2018, se publicó la Resol ME N° 46, por medio de la cual se tomó la decisión de reducir de 5,20 a 4,20 dólares por MMBTU (en promedio) el precio del gas que se destina al segmento de generación eléctrica.

Asimismo se instruye a la SSEE a implementar un mecanismo competitivo para la provisión de gas para generación al precio máximo definido.

En ese sentido, la SSEE instruyó a CAMMESA a realizar las adquisiciones de gas natural en condiciones firmes e interrumpibles a través del Mercado Electrónico de Gas (MEGSA) para abastecimiento de la generación térmica.

Finalmente se licitó la modalidad de contratos interrumpibles para el período septiembre-diciembre de este año. El precio promedio de las ofertas fue de US\$ 3,69 por MMBTU, un 13% más barato que el precio de la Resol ME N° 46.

El miércoles 7 de Noviembre se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 2018-70-APN-SGE, mediante la cual se habilita a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM a procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica.

Inicialmente, la norma funcionara para Gas Natural y permite a los generadores obtener un margen adicional al producir con combustible propio, solo si el de Precio de compra de Gas es menor al de Precio reconocido por CAMMESA.

Con esta resolución los generadores cobran el Costo Variable de Producción (CVP) según los precios reconocidos. Quedando en CAMMESA la responsabilidad de seguir proveyendo a los demás generadores que no compren su combustible.

De un total de 60 empresas habilitadas para declarar, se registró declaración de 22 de ellas, de las cuales 6 se corresponden con Generación bajo 100% de Resolución 19/17.

En diciembre 2018, las autoridades permitieron la exportación de gas natural, estableciendo un nuevo procedimiento para autorizar exportaciones. El excedente se genera a partir de la disponibilidad de gas resultante de una mayor producción de Vaca Muerta.

Las exportaciones autorizadas se destinaron a Chile y Brasil, con un volumen total de 479.250.000 m3, en condiciones de interrupción, y por el período hasta junio de 2020 hacia Chile y unos 600 MW de electricidad a Brasil

Brasil

Las legislaciones en Brasil permiten la participación de capitales privados en el sector eléctrico, defienden la libertad de empresa en competencia para la actividad de Generación y definen criterios para evitar que determinados niveles de concentración económica y/o prácticas de mercado conduzcan a un deterioro de la libre competencia.

Respecto de los planes indicativos de las autoridades, a partir de las necesidades de contratación declaradas por los agentes de Distribución, el Ministerio de Energía participa en la expansión del sistema eléctrico, definiendo, por un lado, las cuotas de capacidad por tecnología y promoviendo, por otro, licitaciones separadas para energías térmicas, hidráulicas o renovables o directamente licitando proyectos específicos. Por otro lado, la coordinación de la operación se realiza de manera centralizada, donde un operador independiente (Operador Nacional del Sistema – ONS) coordina el despacho de carga centralizado basado en costos variables de producción y busca garantizar el abastecimiento de la demanda a mínimo costo para el sistema. El precio al cual se liquidan las transacciones del mercado spot se denomina Precio de Liquidación de las Diferencias (PLD).

Las entidades generadoras están habilitadas para vender su energía mediante contratos en el mercado regulado o en el mercado libre y transar sus excedentes/déficits a través del mercado spot. El mercado libre está dirigido al segmento de grandes usuarios, con límite 3.000 kW (este límite cambiará para 2.500 kW a partir del 1° de julio de 2019, y para 2.000 kW a partir del 1° de enero de 2020) o 500 si compran Energía Renovable No Convencional ("ERNC").

En el mercado libre, las condiciones para la compra de energía son negociables entre los proveedores y sus clientes. En cambio, en el mercado regulado, donde operan las empresas de distribución, la compra de energía debe llevarse a cabo en virtud de un proceso de licitación coordinado por la entidad gubernamental Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”). De esta manera, el precio regulado de compra para la formación de tarifas a usuarios finales se basa en los precios medios de las licitaciones, existiendo procesos independientes de licitación de energía existente y de energía nueva. Las licitaciones de energía nueva contemplan contratos de largo plazo en que nuevos proyectos de generación deben cubrir los crecimientos de demanda previstos por las distribuidoras. Las licitaciones de energía existente consideran plazos de contratación menores y buscan cubrir las necesidades de contratación de las distribuidoras que surgen del vencimiento de contratos previos. Cada proceso de licitación es coordinado centralizadamente, la ANEEL define precios máximos y, como resultado, se firman contratos donde todas las distribuidoras participantes en el proceso compran a prorrata a cada uno de los generadores oferentes.

Los mecanismos regulatorios aseguran la creación de activos/pasivos regulatorios, cuya recomposición tarifaria para los déficits en 2014, ocurrirá a partir de los reajustes tarifarios en 2015 (marzo para Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla) y abril para Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce)). Dicho mecanismo existe desde 2001, y se llama Cuenta de Compensación de Valores de la Parcela A (CVA) cuyo objetivo es mantener constantes los márgenes operacionales para el concesionario por la vía de permitir ganancias tarifarias debido a los costos de la Parcela A.

La Cuenta de Compensación de Valores (“CVA”, por su sigla en portugués) ayuda a mantener la estabilidad en el mercado y permite la creación de costos diferidos, que es compensado a través de ajustes tarifarios basados en las tasas necesarias para compensar los déficits del año anterior.

En diciembre de 2014, las distribuidoras en Brasil, incluidas Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A., firmaron una adenda al contrato de concesión que permite que estos activos regulatorios (CVA’s y otros) sean parte de los activos indemnizables al fin de la concesión, en el caso de no ser posible en el tiempo la compensación a través de las tarifas. Así, en conformidad con NIIF, se permiten la contabilización de dichos activos regulatorios (ver Nota 4.d.1).

En 2014, Brasil mostró condiciones severas de sequía. En noviembre de 2014, el sistema alcanzó el máximo riesgo de racionamiento de energía. Los niveles promedios de los embalses fueron de un 1% por debajo del último racionamiento. Sin embargo, el Gobierno confirmó la no existencia de riesgo en el suministro.

Para cubrir el sobre costo de energía, el gobierno creó la cuenta ACR a través de préstamos bancarios los que serían cancelados dentro de dos años por medio de la tarifa. Hasta el 31 de diciembre de 2014, los distribuidores utilizaron un monto aproximado de R\$18.000 millones (aproximadamente Ch\$3,7 billones) de la cuenta ACR, sin embargo, no fue suficiente para cubrir todo el déficit. En marzo de 2015, fue aprobado un nuevo préstamo a la cuenta ACR, para cubrir el déficit de noviembre y diciembre de 2014, y una extensión del plazo de pago de todos los préstamos a 54 meses a partir de noviembre 2015.

En función de los descalces entre los costos reconocidos en la tarifa y los costos reales ajenos a la gestión de la distribuidora, e intensificados por los costos implícitos de la sequía, la ANEEL, en enero de 2015, comenzó la aplicación de un Sistema Tarifario denominado “Banderas Tarifarias” que aplica un cobro mensual adicional sobre la tarifa de los consumidores, siempre que el costo marginal del sistema sea superior al estándar reglamentario. El objetivo de la ANEEL es indicarle al consumidor una el costo de la generación del mes subsecuente, y anticipándole al Distribuidor un monto que solamente obtendría en el próximo proceso de ajuste tarifario.

El Sistema de Banderas Tarifarias está compuesto por tres niveles de colores de banderas: Rojo, Amarillo y Verde, de acuerdo a lo siguiente.

	Descripción	Aplicada cuando CMO (R\$/MWh)	Adicional en Tarifa (R\$/MWh)
Verde	Condiciones favorables de generación de energía	<200	Sin adicional
Amarilla	Condiciones de generación menos favorables	>200<388,48	+ 0,025
Roja	Condiciones más costosas de generación	>388,48	+ 0,045

Desde enero de 2015 hasta la fecha de reporte de estos estados financieros, los valores han estado cambiando en función de nuevas expectativas de costos futuro de la generación.

En resumen, con este sistema tarifario el costo de generación que actualmente es traspasado al cliente sólo una vez al año (cuando se realiza el reajuste tarifario anual), pasará a tener una variación mensual y con ello el cliente podrá gestionar mejor su consumo eléctrico. Es decir, los consumidores notarán un menor reajuste a sus tarifas, puesto que ya están pagando un mayor valor tarifario durante el mes. En resumen, el Sistema de Banderas establecido por la ANEEL, señala con precisión el costo real de la energía generada, lo que permite a los consumidores el uso consciente de la energía eléctrica.

A partir del 1 de febrero de 2016, la bandera Roja se separó en dos niveles: R\$3,00 y R\$4,50 aplicados a 100 kWh consumidos. También la bandera amarilla se redujo del valor de R\$2,50 a R\$1,50, aplicado a 100 kWh (y fracciones). La evolución positiva de la temporada de lluvias durante el año 2016, ha mejorado las condiciones hidrológicas, combinado con la reducción de la demanda y la adición de nuevas plantas para el sistema eléctrico brasileño, permitieron el cambio de color de banderas tarifarias en los últimos meses, en marzo y noviembre de 2016 la bandera fue de color amarillo y los otros meses de 2016 han sido de color verde.

A partir de 2017, los valores de las banderas son:

- Bandera tarifa verde: condiciones favorables de generación
- Bandera Tarifa amarilla: R\$2,00 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 1: R\$3,00 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 2: R\$3,50 por 100 (kWh)
- Bandera tarifa verde: se activará en los próximos meses cuando el valor de la última planta de CVU para ser enviados es inferior a R \$211.28 / MWh;

Tarifa Bandera amarilla: se activará en los próximos meses cuando el valor de la última planta de CVU a comprobar es igual o superior a R\$211.28 / MWh e inferior a R\$422.56 / MWh; y

Tarifa señal de alerta: se activará en los próximos meses cuando el valor de la última planta de CVU a comprobar es igual o superior a R\$422.56 / MWh, según los siguientes niveles de aplicación:

Nivel 1: se activará en los próximos meses cuando el valor del costo unitario variable - CVU última planta a comprobar es igual o superior a R\$422.56 / MWh e inferior a R\$610 / MWh; y

Nivel 2: se disparará en los próximos meses cuando el valor de la variable de costo unitario - CVU última planta a comprobar es igual o mayor que el límite de R\$610 / MWh.

Hubo una alteración metodológica en la propuesta relativa a la métrica de accionamiento. Ahora el accionamiento de las banderas tiene en cuenta la definición de costo del riesgo hidrológico, donde hay relación indirecta entre la profundidad del déficit de generación hidráulica y el precio de la energía eléctrica de corto plazo. La composición de esas dos variables en sistema de gatillo hace que la recaudación prevista, con los valores propuestos, se acerque más a los costes incurridos.

A partir de noviembre de 2017, los valores de las banderas son:

- Bandera tarifa verde: condiciones favorables de generación
- Bandera Tarifa amarilla: R\$1,00 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 1: R\$3,00 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 2: R\$5 por 100 (kWh)

Subastas de energía de los últimos años

Respecto a las subastas de energía en régimen regulado, con el objetivo de recomponer la oferta de energía, se realizaron en 2015 seis subastas con energía asignada:

- 01 subasta A-1: 1.954 MW-medios, asignados a Hidro (94%), Biomasa (4%) y Gas (2%); desde 1 a 3 años de suministro de energía.
- 04 subastas A-3 y reserva:
 - 97 MW-medios, asignados a las Eólicas (30%) y Biomasa (70%), a un precio promedio R\$200 MWh;
 - 233 MW-medios, asignados al Solar a un precio promedio R\$301,8 MWh;
 - 314,3 MW-medios, asignados a las Eólicas (72%), Hidro (15%), Gas (7%) y Biomasa (6%) a un precio promedio R\$189 MWh.
 - 508 MW-medios, asignados a las Eólicas (52%) y Solar (48%), a un precio promedio R\$249 MWh.
- 01 subasta A-5: con 1.147 MW-medios, asignados a Gas (76%), Hidro (18%) y Biomasa (7%) a un precio promedio R\$259,2 MWh.

Adicionalmente, se realizó una Subasta de Contratación de Concesiones de Centrales Hidroeléctricas a través del régimen de cuota, en la cual el vendedor adjudica su energía firme (3.223 MW-medios) y potencia (6.061 MW) por un Ingreso Anual de la Operación en Generación.

En 2016, hubo dos subastas con el siguiente resultado:

- 01 subasta A-5: 202 MW-medios, asignados a Gas (2%), Hidro (58%) y Biomasa (40%) a un precio promedio R\$198,59 MWh.
- 01 subasta A-1: 21 MW-medios a un precio promedio de R\$118,15 MWh.

En 2017, hubo cuatro subastas: (i) A-4, el 18/12/2017, se subastó 2.202 MW de energía a un precio promedio de R \$ 144.51 por MWh (3% hidroeléctrica, 4% termoeléctrica, 16% viento y 77% solar); (ii) A-6, el 20/12/2017, con la subasta de 27,366 MW de energía a un precio promedio de R \$ 189,45 por MWh (3% hidroeléctrica, 72% termoeléctrica, 25% eólica); (iii) A-1 y A-2, el 22/12/2017, en la A-1 fueron 288 MW de energía promedio comercializada a un precio promedio de R \$ 177,46 por MWh y en la A-2 fueron 423 MW de energía operado a un precio promedio de R \$ 174.52 por MWh.

En 2018, hubo tres subastas con el siguiente resultado:

- 01 subasta A-4: 356,19 MW-medios, asignados a Hidro (6,6%), Biomasa (9,7%), Eólica (16,2%) y Solar (67,5%) a un precio promedio R\$124,75 MWh.
- 01 subasta A-6: 1.228,59 MW-medios, asignados a Gas (26,6%), Hidro (18,9%), Biomasa (0,9%) y Eólica (53,6%) a un precio promedio R\$140,87 MWh.
- 01 subasta A-1 y A-2, el 07/12/2018, en la A-1 fueron 4 MW de energía promedio comercializada a un precio promedio de R \$ 142,99 por MWh y en la A-2 fueron 359 MW de energía operado a un precio promedio de R \$ 161,35 por MWh

Prorrato por temas judiciales

A finales de septiembre de 2016, ANEEL, en función de algunas decisiones judiciales referente a la suspensión de cobro de parte del cargo CDE hacia algunos industriales (miembros de la Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres - ABRACE), tuvo que recalculer el prorrato entre los demás consumidores. A pesar de tener el traspaso de ítems de la Parcela A, el déficit generado por las pérdidas de los ingresos será incluido en el próximo reajuste de tarifas de las distribuidoras.

Tasa mensual CDE: compensación de descuentos dados a los consumidores con orden judicial

La resolución N°1.576, autorizó a las distribuidoras de energía a compensar los menores importes facturados (debido a las acciones en la justicia contra ítems de la Cuenta de Desarrollo Energético) en las cuotas mensuales de CDE.

La diferencia entre la tarifa normal y la tarifa con una orden judicial debe deducirse de la cuota mensual del CDE. Este ajuste de cuentas no se llevará a cabo a través de tarifas. No habrá activo regulatorio para ser incluido en las tarifas. Hay que compensar en la cuota mensual del CDE todo el descuento dado a los consumidores con orden judiciales, es decir, el pago mensual de las cuotas, serán menores que las cuotas definidas en la resolución.

Generación Distribuida

En mayo de 2015, el regulador inició un proceso de Audiencia Pública con la sociedad para cambiar la normativa referente a la micro/mini generación distribuida con el objetivo de hacerla más viable. Lo relevante es que se permite que se instalen sistemas de generación (de cualquier fuente renovable, hasta 3MW para hidrología y 5MW para otras fuentes) en locales distintos de donde está la carga.

El 24 de noviembre de 2015, ANEEL mediante Resolución N°687/15 aprobó la regulación de la micro-generación y mini-generación distribuida vía un mecanismo de compensación de energía.

A contar del 27 de octubre de 2017, se permite el uso de cualquier fuente de energía renovable, así como la cogeneración calificada, llamando micro-generación distribuida, la planta de generación con una potencia instalada de hasta 75 kilovatios (kW) y mini-generación distribuida con potencia por encima de 75 kW y menor o igual a 5 MW, conectado a la red de distribución a través de las instalaciones de unidades de consumo. En la misma fecha la reglamentación prohíbe el encuadramiento como micro-generación distribuida de las centrales generadoras que ya hayan sido objeto de registro, concesión, permiso o autorización, o hayan entrado en operación comercial o hayan tenido su energía eléctrica contabilizada en el ámbito de la CCEE o comprometida directamente con concesionaria o permissionaria de distribución de energía eléctrica, debiendo la distribuidora identificar esos casos.

Cuando la cantidad de energía generada en un mes determinado es mayor que la energía que se consume en ese período, el consumidor se queda con créditos que pueden ser utilizados para reducir la factura del mes siguiente. El período de validez de los créditos de energía se incrementó de 36 a 60 meses, y también pueden ser utilizados para derivar el consumo de las unidades de consumo del mismo propietario situadas en otro lugar, siempre que el área de servicio sea de un mismo distribuidor. Este tipo de uso de los créditos fue llamado "autoconsumo a distancia".

Otra de las novedades de la norma se refiere a la posibilidad de instalación de generación distribuida en condominios (empresas de múltiples unidades de consumo). En esta configuración, la energía generada se puede distribuir en porcentajes definidos por los propios consumidores.

ANEEL también creó la figura de "generación compartida", permitiendo que las distintas partes interesadas se unan en un consorcio o una cooperativa, instalen pequeños equipos de generación, como paneles fotovoltaicos y micro-aerogeneradores, micro distribuidor y utilicen la energía generada para reducir las facturas de los miembros del consorcio o cooperativa.

En cuanto a los procedimientos necesarios para conectar el micro o mini-generador a la red de distribución, la ANEEL estableció reglas que simplifican el proceso: se establecieron modelos de formularios para que los realice el consumidor para la solicitud de acceso y el término para que el distribuidor pueda conectar las plantas de 75 kW, que fue de 82 días, se redujo a 34 días. Además, a partir de enero de 2017, los consumidores podrán hacer la solicitud y realizar el seguimiento del progreso de su orden por el distribuidor a través de Internet.

En 2018 ANEEL hizo una Consulta Pública, CP 10/2018 para discutir la modernización de las reglas aplicables a micro y minigeneración distribuida - Resolución Normativa n° 482/2012 donde busca evaluar alternativas para reducir la pérdida de receita de las distribuidoras.

Resolución 771

La Audiencia Pública n° 81/2016 resultó en el mejoramiento relacionado con la facturación de las pérdidas técnicas de la acometida de las unidades consumidoras, en los casos de medición externa (SMC - Sistema de medición centralizada) ubicada en postes u otras estructuras de propiedad de la Distribuidora.

Se estableció forma de cálculo para descontar en la factura del consumidor las pérdidas ocurridas en los ramales de conexión en el caso de sistemas de medición externa;

Resolución 237

El 6 de junio de 2016, el Ministerio de Minas y Energía ("MME") firmó la Resolución 237 que permite a las distribuidoras de energía solicitar al MME que sus inversiones en sistemas de distribución en alta tensión y en subestaciones sean clasificadas como prioritarias. Esta clasificación permite el acceso a emisiones de "debentures de infraestructura", que son bonos financieros con plazos más largos que los bonos regulares y que cuentan con beneficios tributarios para los acreedores. La extensión de este beneficio a las empresas distribuidoras de energía fue resultado de una acción de las Distribuidoras y de las Asociación Brasileña de las Distribuidoras de Energía ("ABRADEE") junto al Ministro de Minas y Energía ("MME").

Medida Provisional N° 735

La Medida Provisional N° 735, del 22 de junio de 2016, determinó los siguientes cambios:

1) Encargos Sectoriales:

- El 1 de enero de 2017, la Cámara de Comercialización de Electricidad ("CCEE") reemplazará a Eletrobrás como la encargada de realizar las actividades de cobro de las cuotas de Reserva Global de Reversión ("RGR"), Cuenta de Desarrollo Energético ("CDE") y Cuenta de Consumo de Combustible ("CCC"), así como en la gestión de los fondos para el pago de los montos relativos a la administración y el funcionamiento de estos fondos sectoriales.
- A partir del 1 de enero de 2030, el reparto de las cuotas anuales de la CDE será proporcional al mercado consumidor de energía eléctrica atendido por las distribuidoras y por los concesionarios de distribución y transmisión, expresado en MWh. No se tendrá más en cuenta la región geográfica en que se encuentra la concesión. Entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2029, se definirá una reducción gradual y uniforme hasta la eliminación de la proporción actual (4,53 para las cuotas de las regiones Sur, Sureste y las cuotas de las regiones Norte y Noreste).
- A partir del 1 de enero de 2030, el costo por MWh de las cuotas anuales de CDE pagados por los consumidores será prorrateado de acuerdo con su nivel de tensión en la siguiente proporción:
 - Alta Tensión = $1/3 \times$ costo de Baja Tensión
 - Media Tensión = $2/3 \times$ costo de Baja Tensión
- Entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2029, el costo por MWh de las cuotas anuales de la CDE tendrá un ajuste gradual y uniforme para llegar a las proporciones expuestas anteriormente.

2) Tasa de Itaipú

Itaipú es una planta hidroeléctrica binacional que se consolidó por el Tratado Internacional firmado entre Brasil y Paraguay el 26 de abril de 1973, con el objetivo de cumplir con el aprovechamiento hidroeléctrico de los recursos hidráulicos del río Paraná propiedad de los dos países, (desde e incluyendo el salto Grande de Siete caídas Guaira hasta la desembocadura del río Iguazú).

La tasa de traspaso de energía de Itaipú es fijo en dólares por kilovatio de potencia contratada mensual. Las empresas distribuidoras deben pagar a Eletrobras mensualmente, en la cuenta de Comercialización de Energía Eléctrica de Itaipú, la cantidad que resulte de multiplicar la cuota mensual de la potencia contratada por la tasa de transferencia de energía de Itaipú, ambos aprobados por la ANEEL.

A partir del 1 de enero de 2016, según el Artículo N°6 de la medida Provisional N° 735, se estableció una nueva tasa de traspaso de energía de Itaipú la que será incluida en la tarifa en el costo total del factor multiplicador de 15,3 sobre el costo de cesión de energía que se refiere el Acuerdo entre Brasil y Paraguay sobre la base financiera del Anexo C del Tratado de Itaipú.

3) Subastas

- Para las concesiones de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica que no serán renovadas, se faculta al Gobierno Federal promover la oferta de venta/subasta de la nueva concesión por el período de 30 años.

Ley N° 13.203: Ampliación del descuento a los beneficiarios en las Tarifas de Uso del Sistema de Distribución ("TUSD") y Tarifas de Uso del Sistema de Transmisión ("TUST")

La ley N° 13.203, publicada el 8 de diciembre de 2015, ha ampliado el alcance de los beneficiarios del descuento en las TUSD y TUST, así como también, el tamaño de la generación y el destino de la energía, cuando ésta se considera y es utilizada para la auto-producción:

- Para los proyectos de energía hidroeléctrica con una potencia igual o inferior a 3.000 kW y los basados en energía solar, eólica, biomasa y cogeneración calificada, cuya potencia inyectada en los sistemas de transporte o distribución es inferior o igual a 30.000 kW, ANEEL deberá establecer el porcentaje de reducción no inferior al 50%, el cual se aplicará a las tarifas TUSD/TUST, centrándose en la producción y consumo de energía:
 - i) Comercializados por las explotaciones; y
 - ii) Dirigido a la auto-producción, para las empresas que entrarán en operación comercial a contar del 1 de enero de 2016.
- Para proyectos basados en energía solar, eólica, biomasa y cogeneración calificada, ANEEL deberá establecer un porcentaje de reducción no inferior al 50% el que se aplicará a las tarifas TUSD/TUST, centrándose en la producción y el consumo de energía de este tipo de iniciativas, comercializados o destinados a ser auto-producción, cuya potencia inyectada en los sistemas de transporte o distribución sea superior a 30.000 kW y menor o igual a 300.000 kW y cumplir con cualquiera de los siguientes criterios:
 - i) Sean proyectos originados como resultado de la subasta de compra de energía del 1 de enero de 2016; o
 - ii) Sean proyectos cuya autorización para entrar en operación comercial es a contar del 1 de enero de 2016.

Para la regulación de la Ley, ANEEL estableció la Audiencia Pública N°38 (que remplazará la Resolución N°77/2004). A medida que estos descuentos den como resultado un aumento significativo en los valores que están subvencionados por el CDE (descuentos de tarifas) implicará un aumento en las tarifas de los consumidores de Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A., ANEEL propone un porcentaje fijo del 50% para el descuento para estos nuevos desarrollos (el mínimo estipulado por la ley).

Tarifa Blanca

El 12 de septiembre de 2016, la ANEEL aprobó la Resolución Normativa N° 733/2016, que establece las condiciones para la aplicación de tarifa horaria para baja tensión (BT), la "tarifa blanca".

La "tarifa blanca" es una nueva opción de tarifa que muestra a los consumidores la variación del valor de la energía en el día y en la hora de su consumo. Se ofrecerá a los consumidores que se conectan en baja tensión (127, 220, 380 o 440 V, grupo B) y los pertenecientes al grupo A (alta tensión) que pueden optar por la tarifa de baja tensión.

La Resolución N° 733/2016 establece lo siguiente con respecto a la Tarifa Blanca:

- Empieza la aplicación en enero de 2018 para los consumidores que ya están conectados con un consumo superior a 500 kWh / mes (media de 12 ciclos) y nuevas conexiones;

- Empieza la aplicación en enero de 2019 para los consumidores que ya están conectados con un consumo superior a 250 kWh / mes (media de 12 ciclos);
- Después de enero de 2020 para cualquier consumidor;
- El costo de la energía, en esta opción de tarifas, se obtiene en períodos hora de pico, intermedio y de menor actividad y son aprobados por la ANEEL en las revisiones periódicas de las distribuidoras.
- No pueden hacer la elección para la “tarifa blanca” los consumidores de bajos ingresos (según reglamentación específica de la ANEEL) y el alumbrado público.
- El costo del medidor es asumido por el Distribuidor, excepto el medidor con funciones adicionales;
- Una posible adaptación de las instalaciones de la unidad de consumo será costeadada por su propietario.

Reajuste Tarifario para Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla)

Enel Distribución Río S.A. firmó, el 14 de marzo de 2017, el Nuevo Contrato de Concesión (Sexta modificación) como resultado de las audiencias públicas N° 095 y N° 058. En estas audiencias se discutieron los reglamentos y la aplicación de procedimientos de tarifas para los distribuidores que se inscriben, por elección, para la aplicación de modificaciones en las reglas del contrato de concesión, de acuerdo con el Decreto N° 2194/2016.

Estas nuevas reglas fueron aplicadas para la determinación de este reajuste de 2017, las que incluyen, entre otros cambios, el uso del índice IPCA en remplazo del índice general de precios de mercado (“IGP-M”), se trasladó la parte de los ingresos irrecuperable de la Parcela B a la Parcela A y se aplicaron nuevos índices de pérdidas regulatorias. Como resultado, ANEEL aprobó un reajuste promedio de -6,51% para Enel Distribución Río S.A. Para los consumidores de baja tensión, sobre todo residencial, el reajuste promedio a aplicar será de -6,24%. En cuanto a los clientes de media y alta tensión, el reajuste promedio a aplicar será de -7,12%.

Transferencia de Otras Instalaciones de Transmisión (Demais Instalações de Transmissão – DIT) para las compañías de distribución

En 13 de febrero de 2017, ANEEL emitió la Resolución No. 758/2017 estableciendo las condiciones generales para la incorporación de instalaciones de voltaje por debajo de 230 kV (Red Básica) (denominadas “DIT”) pertenecientes a compañías transmisoras de energía eléctrica a las propiedades, plantas y equipos de las concesionarias que prestan servicios de distribución de energía eléctrica.

Las siguientes DIT serán transferidas a Enel Distribución Río S.A. en su primera revisión tarifaria ordinaria después de 1 de enero de año 2019. Enel Distribución Ceará S.A. no recibirá ninguna DIT.

Otras Instalaciones de Trasmisión (DIT)	Km	Clasificación	Situación Operacional	Distribuidora Responsable	Trasmisora Propietaria
IMBARIE	-	SE DIT	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas
IRIRI	-	SE DIT	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas
Línea de Transmisión 138 KV ADRIANOPOLIS/MAGE RJ	48	LD	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas
Línea de Trasmisión 138 KV CAMPOS/IRIRI RJ	98	LD	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas
Línea de Transmisión 138 KV IMBARIE/ARIANOPOLIS RJ	15	LD	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas
Línea de Transmisión 138 KV IRIRI/ROCHA LEAO RJ	12	LD	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas
Línea de Transmisión 138 KV ROCHA LEAGO /MGE RJ	108	LD	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas

ANEEL considera que esta medida mejorará la eficiencia operativa del sistema eléctrico. La incorporación de las DIT a las compañías distribuidoras se realizará en la primera revisión de las tarifas que tendrá lugar a partir del 1 enero de 2019. De acuerdo a regulación vigente, en ese momento, estas líneas de transmisión y subestaciones serán parte de las propiedades plantas y equipos de la compañía distribuidora, y consideradas para el propósito del cálculo de las tarifas. Se realizará el pago de una indemnización a las compañías distribuidores equivalente al valor de los activos no depreciados transferidos, dentro de los 30 días posteriores a la revisión tarifaria del distribuidor que recibe las DIT.

Ajuste en la tarifa de energía de todas las distribuidoras para devolver en el mes de abril el costo del Encargo de Energía de Reserva (EER) incluido el mayor en los reajustes.

ANEEL a través de la Resolución N° 2.214 / 2017 publicó de nuevo las tarifas de todas las distribuidoras del sector eléctrico para devolver en el mes de abril los valores más altos de costo de Angra III incluido en las tarifas.

En el período del 1 al 30 de abril, la tarifa de energía de Enel Distribución Rio, de Enel Distribución Ceará y de Enel Distribución Goias fue reducida para devolver en un mes los valores referentes a los costos de Angra III. El objetivo es revertir los efectos de la inclusión de la parcela del Encargo de Energía de Reserva (“EER”) correspondiente a la contratación de la planta de Angra III de una sola vez. Recordando que, por el proceso natural del reajuste tarifario de las distribuidoras, esos valores serían devueltos a los consumidores en 12 meses.

El procedimiento se dividió en dos etapas: en la primera, durante el mes de abril, la tarifa será reducida para revertir los valores de Angra III incluidos desde el proceso tarifario anterior y, al mismo tiempo, dejará de considerar el costo futuro del EER de esa usina. En la segunda etapa, que comienza en el 1º / 5 y permanece hasta el próximo proceso tarifario de cada distribuidora, la tarifa dejará de incluir el (i) costo futuro del EER de Angra III y (ii) para las distribuidoras que ya pasaron por el reajuste en 2017, como es el caso de Enel Distribución Rio, los valores de devolución en 12 meses que ya estaban incluidos en la tarifa.

Cambio de la fecha de revisión de Enel Distribución Goias de octubre 2017 a octubre 2018

En Reunión Pública, ANEEL aprobó el pedido de la ENEL de cambiar la fecha de Revisión tarifaria de la Enel Distribución Goias para 2018, tras discusión del tema en Audiencia Pública. Con la decisión, la revisión se realizará en oct / 2018 y cada 5 años a partir de ahí, siendo la nueva fecha de corte para inversiones 30 / abr / 2018. En sustitución, en oct / 2017 ocurrirá un reajuste ordinario.

Además de trabajar en la calidad de la información, la postergación nos permitirá recuperar dentro de la Base de Remuneración costos del pasado asignados como OPEX (capitalización de costos adicionales) y reconocer de inmediato las inversiones realizadas en el primer año de actuación de ENEL en la empresa, desde que inmovilizados hasta abr / 2018.

Reajuste Enel Distribución Goias

El 17 de octubre de 2017, ANEEL homologó el reajuste tarifario de Enel Distribución Goias por medio de la Resolución N° 2.317. El reajuste tarifario anual de Enel Distribución Goias conduce a un efecto medio en las tarifas a percibir por los consumidores del 14,65%, siendo del 12,03% en promedio, para los consumidores conectados en la Alta Tensión y del 15,89% para los consumidores conectados en la Baja Tensión.

Resultado Audiencia Pública 066/17- WACC

En 06/03/18, Aneel aprobó el resultado de la AP066, instituida para revisión del costo medio ponderado de capital regulatorio del segmento de distribución referente al Submódulo 2.4 de los Procedimientos de Regulación Arancelaria - Proret.

El Directorio, por unanimidad, decidió revocar la previsión de actualización del costo ponderado de capital en el año 2018 y aprobar nueva versión del Submódulo 2.4 de los Procedimientos de Regulación Arancelaria - PRORET, que establece la anticipación de la revisión metodológica para el año 2019, con aplicación a partir de enero de 2020.

Resultado Audiencia Pública 052/17 – Costo Operacional

En 06/03/18, Aneel aprobó el resultado de la AP052 con actualización de los parámetros relacionados a la definición de los Costos Operativos Regulatorios - Submódulo 2.2 y 2.2A de los Procedimientos de Regulación Arancelaria - Proret. La eficiencia de Enel Ceará se mantuvo inalterada en un 100%, permaneciendo a empresas como una de las distribuidoras más eficientes en gestión de costos operativos de Brasil según Aneel.

Índice de Eficiencia de Costo Operativo

Enel Ceará	100%
Enel Goias	78,37%
Enel Rio	59,50%

Reajuste Enel Distribución Rio

En 13/03/18, Aneel homologó el resultado provisional de la Cuarta Revisión Tarifaria Periódica de Enel Distribución Rio, a partir del 15 de marzo de 2018, consolidada tras la evaluación de las contribuciones aportadas en la Audiencia Pública n° 078/2017.

El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de 21,04 %, siendo del 19,94% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y del 21,46% para los conectados en Baja Tensión – BT. Fijó el componente T del Factor X en el 0,00% y las pérdidas técnicas en el 9,1%.

Reajuste Tarifario para Enel Distribución Ceará S.A.

En 17/04/18, Aneel homologó el resultado provisional del reajuste de Enel Distribución Ceará, a partir del 22/04/2018.

El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de 4,96 %, siendo del 7,96% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y del 3,8% para los conectados en Baja Tensión – BT.

Revisión Tarifaria para Enel Distribución Goiás S.A.

El 16/10/18, Aneel homologó el resultado de la revisión de Enel Distribución Goiás, a partir del 22/10/2018.

El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de 18,54%, siendo del 26,52% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y del 15,31% para los conectados en Baja Tensión – BT.

Reajuste Tarifario Enel Distribución São Paulo (ex Eletropaulo)

El 04/07/18, Aneel homologó las tarifas aplicables para los consumidores. El resultado de este proceso incurrió en un índice de reajuste tarifario de +16,4%, compuesto por reajuste económico de +10,5% y reajuste financiero de +5,9%. Retirándose el reajuste financiero del año anterior (0,6%), el efecto medio para el consumidor fue de +15,8%, siendo más grande para los consumidores conectados en Alta Tensión (+17,7%) mientras aquellos conectados en la baja tensión percibieron un incremento reducido, de 15,1%.

Reajuste Enel CIEN

La resolución nº 2408, de 22 de octubre, estableció los ingresos anuales permitidos (RAP) para las concesionarias de servicio público de transmisión de energía eléctrica, por la disponibilidad de las instalaciones de transmisión bajo su responsabilidad.

Los valores de Enel CIEN son: Garabi I (RAP: 172.667.795,35 y PA ajustado: R\$ - 6,579,727.76) y Garabi II (RAP: R\$ 179,367,079,58 y PA ajustado: R\$ - 6.834.803,35).

Recarga de vehículos eléctricos

Por medio de la Resolución Normativa nº 819 de 2018, Aneel estableció los procedimientos para las actividades de recarga de vehículos eléctricos.

La distribuidora puede, a su criterio, instalar estaciones de recarga en su área de concesión destinadas a la recarga pública de vehículos eléctricos, debiendo ser clasificadas en la subclase estación de recarga de vehículos eléctricos de la clase consumo propio (Tarifas de Grupo A - MT y AT o Tarifa B3 - BT).

En el caso de que se produzca un ingreso en la estación de recarga de la distribuidora, ésta puede darse a precios libremente negociados, aplicando a la actividad los procedimientos y las condiciones para la prestación de actividades accesorias, en los términos de la Res. 581/2013 (reversión parcial a modicidad tarifaria y contabilización separado); La prestación de actividades recarga de vehículos eléctricos por la distribuidora se da por su cuenta y riesgo, y los activos que componen la infraestructura de las estaciones de recarga no compondrán su base de activos;

Se permite la recarga de vehículos eléctricos de propiedad distinta del titular de la unidad consumidora, incluso para fines de explotación comercial a precios libremente negociados;

La instalación de estación de recarga deberá ser comunicada previamente a la distribuidora, en caso de instalación, resulte en la necesidad de creación o alteración de la unidad consumidora;

Las informaciones de las estaciones de recarga deben ser enviadas por la distribuidora a Aneel, cada seis meses y de forma consolidada (enero y julio);

En caso de que sea necesaria la adecuación en la red eléctrica y del sistema de medición, los costos seguirán los criterios dispuestos en la reglamentación vigente;

Cualquier consumidor interesado podrá registrar junto a Aneel, por medio de formulario propio, la estación de recarga en unidad consumidora de su titularidad;

Los equipos de recarga públicos deben ser compatibles con protocolos abiertos de dominio público para la comunicación y la supervisión y control remoto.

Los equipos de recarga de vehículos eléctricos deberán observar las normas y los estándares establecidos por la distribuidora, así como las demás normas aplicables expedidas por los órganos oficiales competentes, incluyendo la reglamentación de Aneel;

Se prohíbe la inyección de energía eléctrica en la red de distribución a partir de los vehículos eléctricos, así como la participación en el Sistema de compensación de energía (Res. 482);

Se aplican integralmente las reglas de resarcimiento de daños eléctricos a las instalaciones de recarga de vehículos eléctricos, pudiendo la distribuidora establecer normas específicas de seguridad eléctrica para las instalaciones (sólo BT);

Enel Generación Fortaleza

La Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza (en adelante CGTF), planta térmica del grupo Enel en Brasil movida a gas natural, está sin suministro de combustible por la rescisión unilateral del contrato de suministro por Petrobras. La planta fue construida bajo las directrices del Programa Prioritario de Termoelectricidad (PPT), programa de gobierno establecido durante el período de racionamiento de energía que ocurrió en el país en 2001 que pretendía estimular la construcción de plantas termoeléctricas en el sistema. Para ello, el gobierno aseguró el financiamiento de los proyectos por el BNDES, así como el suministro de combustible por Petrobras por hasta 20 años. La fórmula de reajuste del precio de gas de los contratos de combustible era regulada y definida a través de Portaria publicada por el Ministerio de Minas y Energía.

En ese contexto, Enel accionó la justicia contra Petrobras con miras a reestablecer el suministro de gas a la usina, alegando que Petrobras no puede rescindir unilateralmente el contrato una vez que éste era garantizado por la Unión a través de un programa de gobierno, el PPT. Nosotros conseguimos una liminar que determinaba a Petrobras el suministro de gas para la planta, que fue rechazada el 02/07/2018. Enel recurrió a la decisión y en la instancia judicial, la Corte Especial del Tribunal Regional Federal (TRF) ha concedido una nueva liminar para obligar a Petrobras a retornar el suministro del gas a la CGTF en las condiciones del contrato firmado en el ámbito del PPT. El 11 de diciembre de 2018, Petrobras fue notificada de la decisión, la cual seguirá vigente hasta el juzgamiento del recurso de apelación. Petrobras puede presentar recurso ante el Superior Tribunal de Justicia, en Brasilia.

Cabe destacar que, durante los últimos meses, Enel Brasil ha trabajado con el Gobierno y parlamentarios para encontrar la mejor solución a los problemas relacionados con el sector eléctrico antes mencionados, y con el rechazo del PLC N° 77/2018 (antiguo PL10.332), actuaremos institucionalmente junto a los Ministerios para buscar la publicación de una reglamentación interministerial que atienda la solución del suministro de gas en el marco del PPT y junto a las asesorías de los Presidenciables para definir encaminamiento de los temas consensuados que no fueron aprobados en el PLC 77/18.

Además, en 03 de agosto de 2018, CGTF ingresó con requerimiento junto al Regulador ANEEL de efecto suspensivo las obligaciones contractuales donde se requiere: (i) determinación del suministro de gas o determinación que Petrobras entregue energía para CGTF bajo sanción de exposición del mercado de corto plazo asociada a falta de suministro de gas; (ii) reconocimiento de excluyente de responsabilidad de CGTF por Ato de Poder Público por rompimiento del Programa de Estado ("PPT") entre el período del 01.07.2018 hasta la fecha de inicio de la operación, en las condiciones establecidas por la solución excepcional de MME, alejando la aplicación de cualquier penalidad y obligaciones contractuales, comerciales y regulatorias incidentes sobre CGTF.

Hasta el momento no hubo decisión final por Aneel, pues en las últimas reuniones del Directorio en que el proceso fue deliberado, hubo pedidos de vista por otros Directores. Así, seguimos trabajando junto al Directorio de Aneel para una solución positiva.

Propuesta de solución para la falta de liquidez del mercado a corto plazo

El mercado a corto plazo brasileño está sin liquidez desde 2015, año en que varios límites en la justicia se concedieron a los generadores hidráulicos por su asunción de riesgos no hidrológicos. Esto porque el despacho térmico realizado fuera del orden de mérito de costo, la importación de energía sin garantía física y el impacto de las usinas estructurantes (usinas Belo Monte, Jirau y Santo Antonio) desplazaron su generación y las expusieron al mercado a corto plazo por cuenta de factores no gerenciables y ajenos al riesgo hidrológico. De esta forma, las liminares eximían a los generadores hidráulicos a pagar sus deudas en el mercado a corto plazo, valor que hoy llega a R \$ 6,95 mil millones y representa cerca de 70% del valor contabilizado total del mercado.

En sustitución al PLC 77/2018 que ha sido rechazado, se presentó una enmienda al PLS 209/2015 que calcula el impacto de los riesgos no hidrológicos asumidos por las usinas hidráulicas y las resarce a través de la extensión de su plazo de otorgamiento, con la condición de la desistencia de los procesos judiciales y del pago de sus deudas. Esta solución tiene como objetivo solucionar el impasse de los generadores hidráulicos y restablecer la liquidez del mercado a corto plazo brasileño.

Además de la solución legislativa, está en discusión en Aneel un acuerdo con base en la Ley 13.203/2015 que reconoce el resarcimiento de los impactos del año de 2015 como activo regulatorio a ser recibido a través de extensión del plazo de otorga. También hay la condición de desistencia de los procesos judiciales y pago de sus deudas.

Consulta Pública Aneel- N° 15

Aneel abrió una consulta pública para obtener subsidios acerca de la metodología y actualización de la WACC para los segmentos de distribución, transmisión y generación (cotistas).

Propone tres alternativas de metodologías:

Alternativa A

- Mantenimiento de la metodología actual (WACC / CAPM)
- Sustitución de algunas series ulteriores en el cálculo
- Compatibilización de las ventanas de datos utilizadas en Dx / Tx / Gx

Alternativa B

- Mantenimiento de la metodología actual (WACC / CAPM)
- "Nacionalización" del cálculo de la WACC
- Compatibilización de las ventanas de datos utilizadas en Dx / Tx / Gx

Alternativa C

- Adopción de una metodología alternativa para definir la WACC a ser adoptada

Los agentes tuvieron hasta el 30/09/18 para contribuir. En resumen, Enel contribuyó con los siguientes elementos:

1- con el objetivo de obtener parámetros coherentes para el cálculo del WACC, entiende que son herramientas que el regulador debe disponer al calcular el WACC:

- a) Tratamiento estadístico adecuado a las series de datos utilizados, con la utilización de la media como medida de tendencia central para todas las series y con la retirada de eventuales outliers, a fin de traer mayor consistencia y robustez a los resultados;
- b) La correcta selección de las series de datos para reflejar correctamente los reales riesgos que enfrentan los distribuidores de distribución, especialmente para el parámetro beta.
- c) En el caso del parámetro del activo libre de riesgo, el uso de otros criterios para elegir las series (como Convexity), que no exclusivamente la duración como modelo de evaluación de la sensibilidad de un flujo de capital al tiempo de la duración en función de cambios en las tasas de interés.

2- La reducción verificada en el cálculo del parámetro beta con base en el mercado americano no guarda coherencia con el actual riesgo del negocio del segmento de distribución en Brasil

3-corroboración la actual metodología de cálculo del costo de capital de terceros y refuta la sustitución de su cálculo a partir de datos del mercado secundario de debentures

Audiencia Pública nº 61/2018

Las Superintendencias de ANEEL están trabajando en conjunto para componer la base de Datos Geográficos de la Transmisión (BDGT) que será utilizada en el futuro para diversas finalidades, tales como, levantamiento de los activos y atributos de las instalaciones de transmisión, soporte a los procesos de revisión del ingreso anual y análisis técnicos de los apagones en el sistema de transmisión.

En este contexto, ANEEL ha compuesto la lista de los activos y sus atributos para componer la base de datos. La creación de la BDGT acarreará en la publicación de una Resolución Normativa específica, que definirá las principales cuestiones relacionadas con las obligaciones y plazos.

La propuesta es que la regulación de la BDGT entre en vigor en la cierra de publicación de la norma. Con relación a la parte contable en la BDGT el plazo será en hasta 6 (seis) meses después de la ANEEL crear la rutina de carga y de estos datos.

El período de contribución es de 20/12/2018 a 17/02/2019.

Audiencia Pública nº 60/2018

La ANEEL decidió por la apertura de la Audiencia Pública, con miras a recoger subsidios e informaciones adicionales para el perfeccionamiento de la reglamentación de conformidad de tensión.

En resumen, el problema a tratar está relacionado con el perfeccionamiento de las etapas de control del proceso de medición de muestras, en particular la etapa de instalación de la medición, extracción y tratamiento de los datos. Según el regulador, se verifica actualmente una baja capacidad de fiscalización en estas etapas del proceso, en que se detecta reducida trazabilidad.

Por lo tanto, el problema analizado en el Análisis del Impacto Regulatorio se centró en el refuerzo de la capacidad de fiscalización y en la reducción de asimetría de la información, en las etapas de instalación de las mediciones y tratamiento de los datos de esas mediciones. El plazo establecido por el regulador para la recepción de las contribuciones cierra el 18/02/2019.

Audiencia Pública nº 56/2018

Fue instaurada por la ANEEL la Audiencia Pública para recoger subsidios e informaciones adicionales para perfeccionamiento de la propuesta de adecuación del artículo 24 de la Resolución Normativa nº 414/2010, que trata de la atribución impuesta al Observatorio Nacional de realización de estudios referentes al tiempo necesario de utilización de iluminación pública y de iluminación en vías internas de condominios en consideración a las especificidades de cada localidad.

El artículo 24 de la REN 414/2010 prevé la realización de estudios por el Observatorio Nacional (ON) para alteración del tiempo a ser considerado para consumo de la energía eléctrica en iluminación pública y en vías internas de condominios. Sin embargo, el ON solicitó a ANEEL la exclusión de esta asignación, pues no posee elementos suficientes para la realización de los estudios en comento.

La ANEEL presenta 4 alternativas para resolver el problema anterior: siendo:

- Mantener la actual reglamentación.
- Sólo retirar la realización de los estudios por el ON y mantener la posibilidad de realizar estudios por los interesados.
- Cambiar la reglamentación, retirando la realización de estudios por el ON y realizando estudios a través de herramientas ya existentes (por la ANEEL), manteniendo la posibilidad de realización de estudios por los interesados.
- Cambiar la reglamentación, retirando la realización de estudios por el ON y promoviendo una licitación (por la ANEEL) para contratar los estudios para el cálculo del tiempo de iluminación artificial por Municipio, manteniendo la posibilidad de realización de estudios por los interesados.
- Cambiar la reglamentación, retirando la realización de estudios por el ON y obligando a las distribuidoras a realizar los estudios para todos los municipios de su área de actuación en un determinado plazo (1 año).

Audiencia Pública nº 28/2018

Fue instaurada por la ANEEL segunda fase de la Audiencia Pública para recabar subsidios e informaciones adicionales para perfeccionar la propuesta de revisión del Módulo 5 de los Procedimientos de Distribución - PRODIST y del perfeccionamiento del proceso de lectura constante en la Resolución Normativa nº 414/2010.

Entre las propuestas presentadas por la ANEEL, se destacan:

- Impedimento de acceso: La alternativa propuesta en la primera fase de la AP nº 28/2018 fue la distribuidora ofrecer una lista mínima de soluciones al consumidor, obligatoria en los casos del impedimento de acceso y opcional, para los demás. Ahora, ANEEL propone que las distribuidoras ofrezcan soluciones a su criterio, considerando su realidad operacional y la de la localidad de las unidades consumidoras.
- Impedimento de acceso - Instrumentos que comprueben la visita del lector: La propuesta inicial consideraba que la distribuidora debía presentar comprobación de que estuvo en la unidad consumidora con impedimento de acceso. Como algunas distribuidoras, informaron que ya hacen uso de técnicas de georreferenciación y de fotografías para la comprobación del impedimento, la ANEEL entendió que es necesaria la adecuación de las demás distribuidoras.
- Impedimento de acceso - Cobro por la lectura frustrada: La ANEEL mantuvo la propuesta inicial de mantener la reglamentación vigente, es decir, no permitir que la distribuidora cubra al consumidor cuando hay un intento frustrado de lectura, incluso por su responsabilidad.
- Impedimento de acceso – Facturación: valor a ser facturado, mientras persista el impedimento: La ANEEL optó por realizar la facturación considerando la media aritmética de los últimos doce meses. Criterio para el ajuste de la facturación, después de la regularización de la lectura: Limitación de cobro retroactivo, con período de limitación con la aplicación de lo dispuesto en el artículo 113 de la REN 414/2010.
- La propuesta de ANEEL prevé que la auto-lectura será una prerrogativa de la distribuidora, que puede evaluar los beneficios y los riesgos de delegar esa actividad al consumidor. Por lo tanto, los problemas derivados de la auto-lectura deberán ser tratados de forma equivalente a las fallas derivadas de los lectores contratados por las distribuidoras, o sea, habiendo facturación incorrecta, por motivo de la auto-lectura, se debe considerar la aplicación del artículo 113 de la Resolución Normativa nº 414, de 2010.
- Lectura Plurimensal: La ANEEL propone mantener la reglamentación vigente, permitiendo esa modalidad sólo para consumidores ubicados en áreas rurales.

- A las unidades consumidoras facturadas por estimación (artículos 72 y 91 de la REN 414/2010) por la no obligación de la instalación de la medición, a ejemplo de la iluminación pública, semáforos y otros, se evaluó no ser razonable que la facturación no ocurra en el mes civil como si hubiera un calendario ficticio de lectura. Así, la agencia propone que, en esas situaciones, la facturación corresponda obligatoriamente al mes civil, para mejorar la comprensión del consumidor en relación a los días facturados y evitar la proporcionalidad de las banderas arancelarias.
- Sobre la posibilidad de postergar la recepción de facturas de bajo valor, la ANEEL entendió ser una práctica oportuna. Así la propuesta es permitir tal procedimiento, siempre que la acumulación de las facturas no ocurra por más de tres ciclos y que el consumidor pueda, en cualquier momento, optar por no tener sus facturas acumuladas.

La ANEEL pretende definir la vigencia de los cambios a partir del inicio del año 2020.

Audiencia Pública nº 46/2018

En el período de 04 de octubre al 03 de diciembre, fue instaurada por la ANEEL la Audiencia Pública nº 46/2018, con el objetivo de recoger subsidios e informaciones adicionales para el perfeccionamiento referente a la revisión de la reglamentación de la continuidad del suministro de energía eléctrica.

Se trata de la primera fase del proceso de perfeccionamiento, en el que se discutirán las alternativas presentadas en el Análisis de Impacto Regulatorio.

El objetivo es incentivar la mejora de la calidad del servicio, abordando los siguientes temas: foco de las compensaciones por la violación de los indicadores individuales de continuidad, formulación de las compensaciones, repases tarifarios y estructura de los indicadores de continuidad. En cuanto a la compensación, la propuesta es actualizar los límites establecidos para garantizar la mejora de la calidad para los consumidores con niveles de servicio por debajo de lo esperado, a partir de valores compensados más elevados.

La formulación de la compensación se simplificará, con exclusión de los límites trimestrales y anuales. Se propone modificar la base de cálculo del valor a ser compensado, que retira de las compensaciones ítems no manejables por las distribuidoras, como la compra de energía y los gastos sectoriales.

Otra propuesta es que las interrupciones de origen externo no sean consideradas en las compensaciones. Así, las distribuidoras serán responsabilizadas sólo por eventos que ocurran en su área de actuación, alineando la regulación brasileña a la práctica internacional. El cálculo de los indicadores, sin embargo, continuará contabilizando todas las parcelas que impactan en los consumidores.

El período de contribución concluyó el 03/12/2018 y la segunda fase de la audiencia pública se abrió en el primer semestre de 2019.

Decreto N ° 9.642, de 27 de diciembre de 2018

La ANEEL, en el uso de sus atribuciones regimentales, vedó la aplicación acumulativa de los descuentos arancelarios, prevaleciendo aquel que otorgue el mayor beneficio al consumidor.

Despacho N ° 18, de 4 de enero de 2019

La ANEEL, en el uso de sus atribuciones regimentales, recibió la decisión liminar judicial determinando la suspensión del inciso II del artículo 113 de la Resolución 414/2010, ordenando que, cuando ocurra un error de facturación por motivos atribuibles a la distribuidora, el límite de retroceso de la devolución a los consumidores será de 10 años en lugar de 36 meses, según determina la resolución.

Colombia

En 1994, se publicaron la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142) y la Ley Eléctrica (Ley 143), mediante las cuales se definieron los criterios generales y las políticas que rigen la prestación de los servicios públicos domiciliarios en Colombia, y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia.

La Ley Eléctrica viabiliza el enfoque constitucional, regula las actividades de generación, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad, crea un ambiente de mercado y competencia, fortalece el sector y delimita la intervención del Estado. Teniendo en cuenta las características de cada una de las actividades o negocios, se estableció como lineamiento general para el desarrollo del marco regulatorio, la creación e implementación de reglas que permitieran la libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad, en tanto que la directriz para los negocios de transmisión y distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios, buscando en todo caso condiciones de competencia donde esta fuera posible.

La principal institución del sector eléctrico es el Ministerio de Minas y Energía que a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), elabora el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD) son las encargadas, respectivamente, de regular y fiscalizar a las empresas del sector, adicionalmente la Superintendencia de Industria y Comercio es la autoridad nacional para temas de protección de la competencia.

El mercado eléctrico se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores pueden transar la energía por medio de contratos bilaterales o a través de un mercado de corto plazo denominado "Bolsa de Energía", que opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda. Además, para promover la expansión del sistema, se realizan subastas de largo plazo de energía firme, dentro del esquema de "Cargo por Confiabilidad". La operación y la administración del mercado la realiza XM, que tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho (CND) y Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).

Perú

Las normas principales que integran el marco regulatorio para las actividades eléctricas en Perú son:

- Ley de Concesiones Eléctricas (DL 25844) y su Reglamento (DS 009-93-EM),
- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28.832), y sus Reglamentos, DS N° 019-2007-EM (Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los usuarios regulados del SEIN), DS N° 027-2007-EM (Reglamento de transmisión), DS N° 052-2007-EM (Reglamento de licitación de suministro de electricidad), DS N° 022-2009-EM (Reglamento de usuarios libres de electricidad) y DS N° 026-2016-EM (Reglamento de Mercado Mayorista de Electricidad),
- Decreto Legislativo de promoción de generación con fuentes renovables no convencionales en el Perú (DL 1002) y su Reglamento (DS 050-2008-EM).
- Decreto Legislativo que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú (DL 1221) y su Reglamento (DS 018-2016-EM).
- Decreto Legislativo que modifica diversas normas del marco normativo eléctrico del Perú (DL 1041) y su Reglamento (DS 001-2010-EM).
- Ley que Afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País (Ley 29970) y su Reglamento (DS 038-2013-EM),
- Ley Antimonopolio y Oligopolio del Sector Eléctrico (Ley 26876) y su Reglamento (DS 017-98-ITINCI)
- Ley de Creación del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería "OSINERGMIN" (Ley 26734) y su Reglamento (DS 054-2001-EM)
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (DS 020-97-EM)
- Reglamento de Conservación del Medio Ambiente en las Actividades Eléctricas (DS 029-94-EM) y Actividades de hidrocarburos (DS 015-2006-EM).
- Ley Marco sobre el Cambio Climático (Ley 30754)

La Ley 25844, indica que el sector eléctrico peruano está dividido en tres grandes segmentos: generación, transmisión y distribución, de forma tal que más de una actividad no pueda ser desarrollada por una misma empresa. El sistema eléctrico peruano está conformado por un solo sistema eléctrico denominado Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), además de algunos sistemas eléctricos aislados.

De acuerdo con la Ley antes mencionada, la operación de las empresas de generación se sujetará a las disposiciones del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES, con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. El COES administra las transferencias de potencia y de energía entre las generadoras considerando las inyecciones y retiros de contratos, y valoriza mensualmente dichas transferencias, así como las compensaciones a los titulares de los sistemas de transmisión y compensaciones a otras generadoras conforme a la regulación establecida por OSINERGMIN al respecto.

La Ley 28832 tiene como sus principales objetivos i) asegurar la suficiencia de generación eléctrica eficiente, que reduzca la exposición del sistema eléctrico a la volatilidad de precios y al riesgo de racionamiento por falta de energía; y asegurar al consumidor una tarifa eléctrica competitiva; ii) reducir la intervención administrativa en la determinación de precios de generación mediante soluciones de mercado; y iii) propiciar competencia efectiva en el mercado de generación.

Los principales cambios introducidos por la Ley, están referidos a la participación en el mercado de corto plazo de las empresas de generación, las empresas de distribución y los grandes clientes libres, incluyéndose por tanto a distribuidores y clientes libres como integrantes del COES, modificándose la estructura de este organismo. Adicionalmente, se introdujo el mecanismo de licitaciones que deberán seguir las empresas distribuidoras de electricidad para efectos de celebrar contratos de suministro de electricidad con empresas generadoras destinados a abastecer el servicio público de electricidad y optativamente para el caso de usuarios libres.

La venta de energía que efectúen los generadores a distribuidores que estén destinadas al servicio público de electricidad, se realizará a Precios de Nivel de Generación que se calculan como el promedio ponderado de Contratos sin Licitación y Contratos resultantes de Licitaciones. Tal disposición tiene por finalidad establecer un mecanismo que promueva las inversiones en nueva capacidad de generación a través de contratos de suministro de electricidad de largo plazo y precios firmes con empresas distribuidoras.

Mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM se aprueba el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (Reglamento MME). Entre los principales aspectos del Reglamento MME destacan: incorpora la definición "MME" que está conformado por el mercado de corto plazo ("MCP") y los mecanismos de asignación de servicios complementarios, inflexibilidades operativas y asignación de rentas de congestión. Los participantes autorizados a comprar en el MCP son: los generadores para atender sus contratos de suministro; los distribuidores para atender a sus usuarios libres, hasta por un 10% de la máxima demanda; y, los grandes usuarios, para atender hasta por un 10% de su máxima demanda. El COES calculará los costos marginales de energía y costos marginales de congestión, valorizará diariamente con carácter provisional las transacciones en el MME y los resultados se pondrán a disposición de los participantes en el portal web del COES. Las Rentas por Congestión se asignarán entre los Participantes conforme a lo establecido en el Procedimiento respectivo. Los participantes deberán contar con garantías de pago de sus obligaciones en el MME, además se incorporan las acciones por parte del COES ante el incumplimiento de las obligaciones de pago por parte de un participante.

El Decreto Legislativo 1002, crea un régimen promocional para fuentes de energía renovables no convencionales "RER" mediante subastas para tecnologías específicas con un mecanismo de ingresos garantizados pagado por la demanda mediante un cargo tarifario en el peaje de conexión. Tiene como objetivo incorporar hasta un equivalente del 5% de la demanda de energía eléctrica mediante recursos de energía renovable.

El Decreto Legislativo 1221, modifica varios artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas DL N° 25844, introduciendo principalmente los siguientes cambios en el ámbito de la distribución:

- El Ministerio de Energía y Minas determinará para cada concesionario de distribución una Zona de Responsabilidad Técnica con la posibilidad de ampliar su actual zona de concesión asumiendo zonas rurales aledañas, cuyas obras pueden ser financiadas por el Estado y recibidas por los concesionarios con reconocimiento de costos de Operación y Mantenimiento reales auditados.
- Establece la realización de estudios y fijación de Valor Agregado de Distribución (VAD) individualmente para cada concesionario de distribución que preste el servicio a más de 50,000 suministros, de acuerdo al procedimiento que fije el Reglamento.
- El reconocimiento de un cargo adicional para los proyectos de Innovación tecnológica previamente aprobados por el OSINERGMIN, equivalente a un porcentaje máximo de los ingresos anuales.
- Incentivos por mejora de calidad de servicio partiendo de la calidad real hasta alcanzar el valor meta objetivo.

Mediante Decreto Supremo N° 018-2016-EM se modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, las principales modificaciones son: incorpora la posibilidad de instalar suministros con medición inteligente, la propiedad de dichas instalaciones serán de la distribuidora y sus costos de inversión, O&M serán considerados en el VAD; se pre-publicarán las Zonas de Responsabilidad Técnica (ZRT) propuestas; los proyectos de innovación tecnológica estarán comprendidos en el VAD y se compensarán mediante un cargo por potencia. Asimismo, con relación a los clientes que pueden optar por pertenecer al mercado regulado o libre, el Decreto Supremo N° 018-2016 mantuvo las siguientes disposiciones:

- El rango para los clientes que pueden optar por ser regulados o libres se mantuvo entre 200 y 2500 kW.
- El cambio de condición debe notificarse al suministrador actual al menos con un año de antelación. El usuario debe mantenerse en la nueva condición al menos por 3 años.
- Los clientes cuya máxima demanda sea mayor a 2 500 kW son necesariamente clientes libres.

El Decreto Legislativo No.1041, modifico diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas (DL N° 25844) y la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832).

Mediante Decreto Supremo N° 001-2010-EM se reglamentó el DL 1041, donde se modifica el marco normativo eléctrico, para el despacho de gas natural y la remuneración de potencia y energía. Adicionalmente, se crea un régimen especial remunerativo para la reserva fría que sería licitada por PROINVERSION, para evitar racionamiento por déficit de generación. En cuanto al régimen de transmisión, finalmente se modificó la responsabilidad de pago de la base tarifaria del Sistema Garantizado de Transmisión para asignarla exclusivamente a los usuarios.

La Ley 29970 extiende el mecanismo de ingresos garantizados de la Ley N° 27133 a proyectos de seguridad energética y promueve participación de empresas del Estado dichos en proyectos. Crea un sistema de compensación de costos de gas natural en el norte y sur con cargo al peaje de transmisión. Esta ley crea un mecanismo de subsidio a ser pagado por la demanda eléctrica para financiar infraestructura de gas natural (transporte, almacenamiento, respaldo y otros) y de generación con gas natural, que resulte de los procesos de planificación y adjudicación conducidos por el Estado. En este marco se licitó el Proyecto Gasoducto Sur Peruano (GSP), contrato que fue finalizado en febrero 2017 debido a que el concesionario no cumplió con el cierre financiero dentro del plazo contractual establecido.

Mediante Ley N° 30754, se promulgó la Ley Marco Sobre el Cambio Climático. Se rige bajo los principios de la Ley 28611, Ley General del Ambiente; la Ley 28245, Ley Marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental, la Política Nacional del Ambiente, y la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Permitirá al Estado emitir normas relacionadas con el desarrollo de generación RER, vehículo eléctrico e inversiones sostenibles en consistencia con el Acuerdo de París.

Mediante Decreto Legislativo N° 1394 se modifican artículos de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental SEIA, y la Ley de creación del SENACE. El objetivo es fortalecer el funcionamiento de las autoridades competentes, con la finalidad de modernizar y asegurar una oportuna y eficiente evaluación de los instrumentos de gestión ambiental.

Mediante Decreto Legislativo 1451 se modificó el artículo 122 de la Ley de Concesiones Eléctricas, el cual define los criterios de restricción a la integración vertical u horizontal en el sector. La modificación incorpora disposiciones para aquellos casos de integración vertical que no califiquen como actos de concentración conforme a la normatividad de la materia.

Mediante Decreto Supremo N°033-2017-EM, se dispone que el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, aprobado mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM entra en vigencia a partir del 1 de Enero del 2018.

Mediante Decreto Supremo N°040-2017-EM, se modifican los artículos 95 y 96 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, relacionados con la operación del sistema en casos de Situación Excepcional y con la información de las unidades de generación entregada por los agentes que impliquen inflexibilidades operativas; se modifica el artículo 7 del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad respecto de la asignación de costos para Inflexibilidades Operativas; y se modifica la Décimo Sexta Disposición Final de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos respecto a que en los periodos de Situación Excepcional no se aplica sanciones y/o compensaciones.

Mediante Decreto Supremo N°043-2017-EM, se modifica el artículo 5 del Decreto Supremo 016-2000-EM, estableciendo que las generadoras que usen gas natural como combustible deben declarar el precio único de gas una vez al año con vigencia desde el primero de julio, salvo el primer periodo de declaración. El COES verifica que el valor declarado sea como mínimo el resultado de aplicar una fórmula que considera la Cantidad Diaria Contractual, el consumo específico, contratos *take or pay* y el precio de suministro de gas natural sin incluir transporte y distribución.

Mediante Decreto Supremo N° 005-2018-EM, se modifica diversos artículos del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, aprobado por Decreto Supremo N° 026-2016-EM, con el objeto de precisar aspectos relacionados con la participación, garantía, incumplimiento, baja o exclusión de los participantes en el MME.

Mediante Decreto Supremo N° 017-2018-EM, se establece el Mecanismo de Racionamiento ante situaciones que pongan en Emergencia el abastecimiento de gas natural, entendiéndose como Emergencia el desabastecimiento total o parcial de gas natural en el mercado interno, debidamente calificada por el Ministerio de Energía y Minas.

Mediante Decreto Supremo N° 022-2018-EM (modificado por D.S. N° 026-2018-EM), se modifica el Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad, aprobado por Decreto Supremo N° 052-2007-EM, con la finalidad de establecer disposiciones sobre el procedimiento de evaluación de las propuestas de modificación de los Contratos resultantes de Licitaciones.

Energías renovables no convencionales

- *En Brasil*, ANEEL realiza subastas por tecnología teniendo en consideración el plan de expansión fijado por la Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”), la entidad encargada de la planificación, de manera que se alcance el valor de capacidad de energía renovable no convencional fijado como meta.
- *En Colombia*, en 2014 se promulgó la Ley N° 1.715, creando un marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, donde se establecieron lineamientos sobre declaratoria de utilidad pública, incentivos tributarios, arancelarios y contables. Como parte de la reglamentación, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto N° 2.469 de 2014, el cual estableció los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración. En 2014, la CREG publicó la resolución No. 132 mediante la cual se define la metodología para determinar la energía firme de plantas geotérmicas para acceder al Cargo por Confiabilidad. Así mismo, la CREG publicó la Resolución N° 24 de 2015, que regula la actividad de autogeneración a gran escala, y la UPME publicó la Resolución N° 281 de 2015 que define el límite de autogeneración a pequeña escala igual a 1MW.

Adicionalmente, la CREG expidió las resoluciones 11 y 212 de 2015, que promueven mecanismos de respuesta de la demanda. Así mismo, la autoridad regulatoria publicó la resolución 61 de 2015 para determinar la metodología para calcular la energía firme de plantas eólicas con el fin de permitir su participación en el esquema de Cargo por Confiabilidad, la cual fue recientemente modificada por la resolución No.167 de 2017. El Ministerio de Minas y Energía publicó en 2015 el Decreto N° 1.623, que reglamenta las políticas de expansión de cobertura, y el Decreto N° 2.143 que define los lineamientos para la aplicación de los incentivos fiscales y tributarios establecidos en la Ley N° 1.715. En 2016, la UPME publicó la Resolución N° 45, que define los procedimientos para solicitar los certificados que avalan los proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía (“FNCE”) y la lista de bienes y servicios exentos de arancel o de impuesto al valor agregado (“IVA”).

Durante el año 2017, la CREG publicó el Documento 161 mediante el cual planteó cuatro alternativas para la integración de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCE) al parque generador, entre las que se encuentran: i) Prima verde, ii) Contratos de largo plazo pague lo generado, iii) Contratos de largo plazo de energía media y iv) Contratos de largo plazo pague lo contratado.

Por su parte, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (“MADS”), publicó el 3 de agosto de 2016, la Resolución N° 1.283 de 2016, por la cual se establece el procedimiento y requisitos para la expedición de la certificación de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energías renovables (“FNCE”) y gestión eficiente de la energía, para obtener los beneficios tributarios que tratan los artículos 11, 12, 13 y 14 de la antes mencionada Ley N° 1.715 de 2014. Así mismo, el MADS publicó el 11 de agosto de 2016, la Resolución N° 1.312, la cual adopta los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental, requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de fuentes de energía eólica continental, así como la Resolución 1.670 del 15 de agosto de 2017 mediante la cual adoptó los términos de referencia para la elaboración del Estudio de impacto Ambiental - EIA, requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de energía solar fotovoltaica

Por último, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, mediante Decreto 2.462 del 28 de diciembre de 2018 establece que solo requerirán de Diagnóstico Ambiental de Alternativas – DAA, los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa que provienen de biomasa para generación de energía con capacidad instalada superior a 10 MW, excluyendo las fuentes de energía solar, eólica, geotérmica y mareomotriz.

En febrero 2017, la Comisión de Regulación de Energía y Gas expidió a través de la Resolución N° 243 de 2016 la metodología para el cálculo de la Energía Firme de las plantas solares fotovoltaicas, necesaria para la participación de esta tecnología en las asignaciones del Cargo por Confiabilidad. Dicha resolución fue recientemente modificada por la resolución No.201 de 2017.

En septiembre 2017, el Ministerio de Minas y Energía emitió el decreto 1543, por el cual se reglamente el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía – FENOGE, cuyo objetivo es financiar programas de FNCE y gestión eficiente de la energía, a través de su fomento, promoción, estímulo e incentivo, a través del patrimonio autónomo. Se podrán financiar parcial o totalmente, entre otros, programas y proyectos dirigidos al sector residencial de estratos 1, 2 y 3, tanto para la implementación de soluciones de autogeneración a pequeña escala, como para la mejora de eficiencia energética mediante la promoción de buenas prácticas, equipos de uso final de energía, adecuación de instalaciones internas y remodelaciones arquitectónicas.

El Manual Operativo del FENOGE, que contiene aspectos relacionados con: fuentes de financiación, destinación de los recursos, estructura organizacional, metodología de presentación y selección de proyectos y el proceso de ejecución, fue publicado recientemente mediante la Resolución MME 41407 de 2017.

En febrero se expidió la Resolución CREG 030 de 2018 con los procedimientos simplificados para autorizar la conexión de Autogeneradores Distribuidos de Pequeña Escala (menores a 1 MW), Autogeneradores de Gran Escala hasta 5 MW y Generadores Distribuidos (definidos hasta 0,1 MW) que emplean Fuentes de Energías

Renovables No Convencionales (FNCER). En el caso de recursos menores a 100 kW se definió un procedimiento mediante un formulario de registro ante el Distribuidor, sin necesidad de estudios de conexión que supone plazos muy cortos de revisión de la solicitud (5 días), así como de pruebas y conexión (2 días), que exige en todo caso condiciones técnicas mínimas en materia de protecciones y seguridad eléctrica.

En marzo se expide el Decreto del Ministerio de Minas y Energía N° 0570 de 2018, por el cual se dictan los lineamientos de política pública para la contratación de Energía de Largo Plazo. Los objetivos del Decreto son: fortalecer la resiliencia de la matriz de generación a través de la diversificación del riesgo, promover la competencia y la eficiencia en la formación de precios a través de proyectos nuevos y existentes, mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático, a través del aprovechamiento de los recursos renovables disponibles, fortalecer la seguridad energética nacional y reducir las emisiones de GEI, de acuerdo con compromisos COP 21. El Ministerio de Minas y Energía, la CREG, la UPME, y demás entidades competentes, tienen un plazo de 12 meses a partir de la entrada en vigencia del Decreto para actualizar la normatividad vigente que permita, el planeamiento, conexión, operación, y medición para la integración de los proyectos de generación de energía eléctrica que se desarrollen a partir de la aplicación del mecanismo.

Dando continuidad al citado Decreto, el Ministerio de Minas y Energía expide las Resoluciones 40791 y 40795 de agosto de 2018, finalizando el ciclo de construcción de la política pública que permitirá cumplir con los objetivos de fortalecer, complementar y diversificar la matriz energética del país y marcando un hito histórico como lo es el lanzamiento de la primera subasta de energía eléctrica a largo plazo en el país. Como elemento fundamental de la expedición de estas resoluciones, se crea una subasta de energía de largo plazo que permitirá, entre otros, la mayor incorporación de energías renovables al sistema energético nacional.

A través de las resoluciones 41307 y 41314 de 2018 de diciembre de 2018, el Ministerio de Minas y Energía convocó oficialmente a la primera subasta de energía eléctrica de contratación a largo plazo, que se llevará a cabo el 26 de febrero de 2019 y busca diversificar, complementar e impulsar la competitividad de la matriz energética, haciéndola más resiliente a la variabilidad climática, aportando a la reducción de emisiones de dióxido de carbono y garantizando la seguridad energética del país.

Este proceso adjudicará 1.183.000 megavatios-hora año, a través de contratos de energía media anual a largo plazo con una vigencia de 12 años. La fecha de inicio de las obligaciones de los proyectos de generación que sean asignados será el 1 de diciembre de 2021.

La subasta solo tendrá en cuenta proyectos de generación de energía cuya fecha inicial de operación sea posterior al 31 de diciembre de 2017, los cuales serán evaluados con base en cuatro criterios: resiliencia, complementariedad de los recursos, seguridad energética regional y reducción de emisiones de CO₂.

El Ministerio de Minas y Energía publicará la minuta del contrato a más tardar la primera semana de enero de 2019, mientras que la Unidad de Planeación Minero-Energética UPME, entidad responsable de la administración del mecanismo, revelará los pliegos de bases y condiciones específicas para la subasta en la misma fecha.

- *En Perú*, existe un porcentaje objetivo de hasta el 5% de participación de Energías Renovables No Convencionales ("ERNC") en la matriz energética del país. Es un objetivo no vinculante y la autoridad regulatoria, el OSINERGMIN, realiza subastas con cuotas diferenciadas por tecnología y con precios límites para cumplirlo.

En el 2016, se llevó a cabo la Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables (RER), habiéndose adjudicado a trece proyectos entre los cuales tenemos dos Centrales de Biomasa, dos Centrales Solares, tres Centrales Eólicas y seis Centrales Hidroeléctricas. Con estas centrales de generación se incorporarán 430,1 MW al SEIN. La fecha referencial de la puesta en operación comercial de los proyectos de generación RER de esta subasta es hasta el 2020. Las tarifas medias por MWh de adjudicación fueron; Biomasa US\$77, Eólica US\$37, Solar US\$48 e Hidráulica US\$46.

- *En Argentina*, el 21 de octubre de 2015, se publicó la nueva Ley 27.191 de Energías Renovables en la Argentina, modificando a la ley vigente Ley N° 26.190. La nueva regulación pospone para el 31 de diciembre de 2017 el objetivo de alcanzar el 8% de participación en la demanda nacional con generación de fuentes renovables y establece como objetivo de segunda etapa alcanzar un 20% de participación para el año 2025, fijando objetivos intermedios del 12%, 16% y 18% para finales de los años 2019, 2021 y 2023. La Ley 27.191, crea un Fondo Fiduciario (FODER) que podrá financiar obras; otorga beneficios impositivos a los proyectos de energía renovable; y establece la no aplicación de tributos específicos, regalías nacionales, provinciales y municipales hasta el 31 de diciembre de 2025. Los clientes categorizados como Grandes Usuarios (>300 Kw) deberán cumplir individualmente con los objetivos de participación de renovables, estableciéndose que el precio de estos contratos no podrá ser superior a US\$113 por MWh, y fijando penalidades a quienes no cumplan con los objetivos.

El Decreto N° 531/16, publicado el 30 de marzo de 2016, reglamenta a la Ley 27.191 y a la modificada Ley 26.190, en ciertas formalidades, a saber:

- Designa la autoridad de aplicación en el Ministerio de Energía y Minería ("MEyM").
- Se habilita a generadores/comercializadores a realizar contratos con demanda igual o mayor 300 KW o con Distribuidoras que actúen en su nombre.
- CAMMESA realizará licitaciones públicas para abastecer a los consumidores con una demanda menor a 300 KW.
- Todas las compras de CAMMESA estarán garantizadas por el Fondo Fiduciario (FODER).
- El FODER se conformará por aportes del Tesoro y por un cargo específico aplicado a la demanda abastecida por CAMMESA.
- Los objetivos deberán cumplirse con energía renovables generada por instalaciones en el país.
- Para poder utilizar los beneficios fiscales se debe tener un certificado de inclusión en régimen de fomento de energía renovable expedido por la autoridad.

El MEyM, CAMMESA, y un Comité Ejecutivo, estarán a cargo de la definición de metodología de determinación de multas, cumplimiento de objetivos, uso del FODER y el pliego de licitaciones.

Las Resoluciones MEyM 71/2016 y 72/2016, ambas publicadas el 17 de mayo de 2016, continuando con la Ley 27.191 y su Decreto Reglamentario N° 531/16, dieron inicio al Proceso de Convocatoria Abierta para la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista de energía renovables con un requerimiento total de 1.000 MW bajo el denominado "Programa Renovar-Ronda 1" divididos de la siguiente manera: 600 MW Eólico; 300 MW Solar; 65 MW Biomas; 20 MW Mini-Hidro; y 15 MW Biogas.

La subasta está organizada en base a sobre cerrado con precio máximo por tecnología definido por el gobierno. CAMMESA es el comprador de la energía con precios en US\$ por MW (sin indexación) y con contratos por un plazo de 20 años.

Se presentaron 123 ofertas por un total de 6.366 MW, de las cuales calificaron 105 (42 para energía eólica por 2.870 MW, 50 para energía solar por 2.305 MW, 8 por Biomasa y Biogas por 23 MW y 5 para Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos por 11 MW). El 30 de septiembre de 2016, se realizó la apertura de las ofertas económicas quedando la mayor parte de las ofertas ubicadas por debajo del Precio Máximo de Adjudicación estipulado por el Ministerio: para la energía eólica el precio mínimo fue de 49 US\$/MWh y para la solar de 59 US\$/MWh. Finalmente, mediante la Ronda 1 del Programa RenovAr se adjudicaron 29 proyectos por un total de 1.142 MW.

Posteriormente se realizó una nueva ronda del Programa (Ronda 1.5) en la que se adjudicaron 30 proyectos por un total de 1281,5 MW y un precio promedio de 54 US\$/MWh (765,4 MW eólico y 516,2 MW solar).

El Programa RenovAr (Ronda 1+ Ronda 1.5) adjudicó un total de 59 proyectos por 2.423,5 MW, con un precio ponderado de 57,44 US\$/MWh. Todos los proyectos de la Ronda 1 ya firmaron sus contratos, y posteriormente se realizará lo mismo con los contratos de la Ronda 1.5.

El 17 de agosto de 2017, por medio de la Resolución MEyM 275-E/2017 se realiza la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional a interesados en ofertar la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación en el marco del "Programa RenovAr (Ronda 2)". Mediante el mismo se pretende adjudicar 1200 MW (550 MW eólica y 450 MW solar). La fecha para la presentación de ofertas es el 19 de octubre y la adjudicación se realizará el 29 de noviembre.

Posteriormente vía la Resolución 473/2017, se invitó a los proyectos calificados, pero no adjudicados, siguiendo la orden de mérito original hasta agotar un cupo adicional del 50% de la convocatoria original.

En total, por la Ronda 2 del Programa RevovAr se adjudicaron 88 proyectos por 2.043 MW en 18 provincias a un precio promedio de 51,5 USD/MWh.

Por otro lado, el 18 de agosto de 2017, se publicó la Resolución MEyM 281/2017 que establece el régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable. Posteriormente mediante disposición N°1/18 de la subsecretaría de energía renovable se regula diversos aspectos administrativos.

En septiembre 2018 la subsecretaría de Energías Renovables presentó la Ronda 3 del programa RenovAr, conocida como MiniRen, que tiene como principal característica el aprovechamiento de las capacidades disponibles en redes de media tensión y el fomento del desarrollo regional de nuestro país.

El programa RenovAr MiniRen ofrece 400 MW de potencia en todo el país, para ser conectados en redes de media tensión de 13,2 kV, 33 kV y 66 kV. La potencia máxima permitida por proyecto es de 10 MW, mientras que la mínima de 0,5 MW.

En cuanto a la parte contractual, los proyectos adjudicados firmarán un contrato de abastecimiento de energía eléctrica (PPA) con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), del mismo

modo que en las rondas anteriores, y un acuerdo de adhesión al FODER para garantizar 3 meses de facturación de los proyectos contratados.

El cronograma de la Ronda 3 comenzó en octubre con la publicación de los pliegos, y continuará a partir de marzo 2019 con el período de presentación de ofertas, el proceso de calificación, adjudicación y firma de contratos que finalizará en julio del 2019.

Por otro lado, de la Ronda 2 se firmaron un total de 82 proyectos por 1.969,1 MW sobre 88 proyectos adjudicados. La Secretaría de Energía del Ministerio de Hacienda informo que finalizó el plazo de firma de contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable.

Límites a la integración y concentración.

En general, en todos los países 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. En efecto, en Argentina y Colombia hay restricciones específicas para que las compañías generadoras o distribuidoras puedan ser accionistas mayoritarias de empresas de transmisión.

En cuanto a la concentración en un sector específico, en Argentina no se establece límites específicos a la integración vertical u horizontal. En Perú las integraciones de tipo vertical u horizontal en el sector por encima de límites establecidos, están sujetas a autorización del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual ("INDECOP"), autoridad antitrust, que puede imponer condiciones de conducta comerciales. En Colombia, ninguna empresa podrá tener directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización de electricidad, por otro lado para la actividad de generación se establecen dos criterios, uno que revisa los límites de participación en función de la concentración del mercado (índice HHI) y el tamaño de los agentes según su Energía Firme, y otro que revisa condiciones de pivotalidad en el mercado según la disponibilidad de los recursos frente a la demanda del sistema. Adicionalmente, en Colombia aquellas empresas creadas con posterioridad a la Ley de Servicios Públicos de 1994, únicamente pueden desarrollar actividades complementarias de generación-comercialización y distribución-comercialización. Finalmente, en el caso de Brasil, con los cambios en el sector eléctrico derivados de la Ley N° 10.848/2004 y del Decreto N° 5.163/2004, la ANEEL fue gradualmente perfeccionando el reglamento, eliminando los límites a la concentración, por no ser más compatible con el entorno regulatorio vigente. En el caso de consolidaciones o fusiones entre agentes de un mismo segmento, la normativa exige contar con la autorización del regulador.

Mercado de clientes no regulados

En todos los países las compañías distribuidoras pueden realizar suministro a sus clientes bajo la modalidad regulada o bajo condiciones libremente pactadas. Los límites para el mercado no regulado en cada país son los siguientes:

País	kW umbral
Argentina	> 30 kW
Brasil	> 3.000 kW o > 500 kW (1)
Colombia	> 100 kW o 55 MWh-mes
Perú	> 200 kW (2)

(1): El límite > 500 kW se aplica si se compra energía proveniente de fuentes renovables, las cuales son incentivadas por el Gobierno mediante un descuento en los peajes.

(2): Se estableció en el DS 018-2016-EM que:

- La demanda de los clientes que pueden optar entre mercado regulado o libre (aquellos cuya demanda está entre 200 y 2.500 kW) se mide por cada punto de suministro.
- Los clientes regulados cuya demanda supere a 2.500 kW, permanecerán como regulados durante 1 año.
- Los clientes cuya demanda por cada punto de suministro sea mayor a 2.500 kW necesariamente son clientes libres.

b) Revisiones tarifarias:

Aspectos Generales

En los países en los que el Grupo opera, el precio de venta a clientes se basa en el precio de compra a generadores más un componente asociado al valor agregado de la actividad de distribución. Periódicamente, el regulador fija este valor a través de procesos de revisión de tarifas de distribución. De esta forma, la actividad de distribución es una actividad esencialmente regulada.

Argentina

En Argentina, la primera revisión de tarifas de Edesur prevista para el año 2001 fue suspendida por la autoridad por la crisis económico-financiera del país, lo que significó que las tarifas estuvieron congeladas a partir de ese año. La recomposición tarifaria para Edesur comenzó con la entrada en vigencia del Acta Acuerdo en 2007. En 2008, se efectuó hasta la fecha el último reajuste tarifario (efecto positivo en valor agregado de distribución, VAD) por inflación (aplicación del mecanismo de monitoreo de costos, MMC, previsto en el Acta de Acuerdo).

En noviembre de 2012, el ENRE aprobó la Resolución N° 347, que autorizó la inclusión en la factura de un cargo fijo, diferenciado entre distintas categorías de clientes, destinado a financiar inversiones y mantenimiento correctivo a través de un fideicomiso (FOCEDE). Asimismo, en julio de 2012, el ENRE designó un veedor en Edesur, designación que sigue vigente y que no supone la pérdida de control de la compañía.

En mayo de 2013, se publicó la Resolución SE N° 250/13 que autorizó la compensación de la deuda que Edesur registra por concepto de los ingresos derivados de la aplicación del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE) hasta febrero de 2013, con el crédito a favor que surge del reconocimiento del MMC por los períodos semestrales comprendidos entre mayo de 2007 y febrero de 2013. Adicionalmente, la Resolución instruyó a CAMMESA a emitir a favor de Edesur las denominadas Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir ("LVFVD"), por los valores excedentes de la compensación mencionada, y autorizó a CAMMESA a recibir estas liquidaciones como parte de pago de las deudas de Edesur.

Posteriormente, la Resolución SE N° 250/13 fue complementada y extendida hasta diciembre 2014, por las notas SE N° 6852, N° 4012, N°486 y N° 1136. Los efectos contables de dichas compensaciones afectan positivamente los resultados financieros de la compañía. Sin embargo, a la fecha se mantiene aún pendiente la Revisión Tarifaria Integral ("RTI") contemplada en el Acta Acuerdo de Renegociación a fin de adecuar los ingresos a los costos y obligaciones de Edesur.

Con fecha 11 de marzo de 2015, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 32/2015, que entre los puntos más importantes, estableció lo siguiente: (i) aprobar un aumento transitorio para Edesur con vigencia a partir del 1° de febrero de 2015 destinado exclusivamente al pago de la energía que se adquiere al mercado eléctrico, de salarios y de provisiones de bienes y servicios; dicho aumento, a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), surge de la diferencia entre un cuadro tarifario teórico y el cuadro tarifario vigente para cada categoría de usuarios, de acuerdo con los cálculos del Ente Nacional Regulador de la Electricidad ("ENRE"), que no se trasladará a tarifa sino que fue cubierto mediante transferencias de CAMMESA con fondos del Gobierno Nacional; (ii) considerar a partir del 1° de febrero de 2015 los fondos del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE) como parte de los ingresos de Edesur, también a cuenta de la RTI; (iii) reiterar el procedimiento del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) hasta el 31 de enero de 2015; e (iv) instruir a CAMMESA a emitir LVFVD por los montos que hubiere determinado el E.N.R.E. en virtud de los mayores costos salariales de la Sociedad originados por la aplicación de la Resolución N° 836/2014 de la Secretaría de Trabajo. Adicionalmente, permite la cancelación de saldos remanentes a favor del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) mediante un plan de pagos a definir. Asimismo, instruyó al E.N.R.E. a iniciar las acciones previas del proceso de la RTI. Como consecuencia de la Resolución N° 32/2015, se reconocieron ingresos por Ch\$352.108 millones, los cuales se presentaron en el estado de resultados integrales consolidados como sigue: Ch\$264.987 millones por el ítem (i) clasificados como "Otros ingresos, por naturaleza" y Ch\$644 millones en la línea "Ingresos financieros"; Ch\$33.972 por el ítem (ii) clasificados como "Ingresos de actividades de la operación" (Ventas de Energía); Ch\$11.551 millones por el ítem (iii) clasificados como "Otros ingresos, por naturaleza"; y Ch\$40.953 millones por el ítem (iv) clasificados como "Otros ingresos, por naturaleza".

Si bien la Resolución SE N° 32/2015 representó un primer paso hacia la mejora de la situación económica de Edesur, la misma prevé que las inversiones sigan siendo financiadas con endeudamiento mediante mutuos con CAMMESA, restando resolver mecanismos que permitan el repago de los saldos remanentes a favor del MEM, como así también las actualizaciones de los ingresos que contemplen los aumentos en los costos operativos. Las tarifas, por su parte, permanecen congeladas desde el año 2008.

El 16 de diciembre de 2015, mediante el Decreto N° 134/2015 el gobierno argentino declaró la emergencia para el Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017, instruyendo al recién creado Ministerio De Energía y Minería (MEyM) a elaborar, poner en vigencia, e implementar en el programa de acciones que sean necesarias en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con

el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas.

En cumplimiento de estas instrucciones, el día 27 de enero de 2016, se publicó la Resolución MEyM N° 6/2016 la cual aprueba la Reprogramación Trimestral de Verano (período febrero 2016 - abril 2017) para el Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM"), calculada según "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios", sincerado de los costos de la energía eléctrica, a través de una reducción en los subsidios y la creación de esquemas de precios diferenciales para los clientes residenciales que ahorren y una nueva Tarifa Social. La resolución es un paso importante hacia la reconstrucción de la cadena de pago del mercado eléctrico.

En coordinación con la anterior, el día 28 de enero de 2016, se publicó la Resolución MEyM N° 7 del dirigida específicamente a las distribuidoras Edesur S.A. y Edenor S.A., la cual resuelve instruir al ENRE para que efectúe, a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), un ajuste del valor agregado de distribución ("VAD") en los cuadros tarifarios de estas distribuidoras, aplicando para ello el Régimen Tarifario de Transición. Adicionalmente, instruyó dejar sin efecto el PUREE y a aplicar una Tarifa Social al universo de usuarios que resulten de la aplicación de los criterios definidos por la norma, y finalmente, a que se lleve a cabo la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de estas distribuidoras, la que deberá entrar en vigencia antes del 31 de diciembre de 2016.

Por otra parte, reflejando la intención de la nueva administración del gobierno de volver a los fundamentos de la Ley 24.065 publicada en 1992, y de lograr una normalización del sector eléctrico, con fecha 29 de enero de 2016, el ENRE emitió las resoluciones N° 1 y 2. La Resolución N°1/2016 contiene el nuevo cuadro tarifario que se debe aplicar a cada categoría de clientes a partir del 1 de febrero de 2016 según los lineamientos de la Resolución MEyM N°7/2016, así como también el cambio en el reglamento de suministro a fin de adecuarlo a la facturación mensual. Por su parte, la Resolución N°2/2016, establece la finalización del Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución Eléctrica ("FOCEDE"), establece un nuevo mecanismo para los fondos cobrados por la Resolución ENRE N°347 del año 2012, dejando de ser depositados los mismos en un fideicomiso para pasar a una cuenta corriente en alguna entidad bancaria reconocida por el Banco Central de la República Argentina.

Avanzando con el proceso, el día martes 5 de abril de 2016, el ENRE publicó las Resoluciones N° 54 y N° 55. La Resolución N° 54 resolvió llevar adelante el procedimiento tendiente a la contratación de los servicios de consultoría para la realización de la RTI de Edesur, y aprueba el pliego de bases y condiciones particulares al efecto. Por su parte, la Resolución N° 55 aprobó el programa para la RTI en el año 2016, definiendo los criterios y metodología a los que deberá sujetarse Edesur para realizar los estudios tarifarios en dicho proceso, como asimismo el plan de trabajo. Para la elaboración de las propuestas tarifarias, el ENRE informó los parámetros de calidad objetivo y los criterios de gestión que deberán ser contemplados por Edesur, así como también la tasa de rentabilidad que se deberá tener en cuenta para el cálculo del costo propio de distribución.

EL 8 de agosto de 2016, continuando con el proceso de renegociación tarifaria, el ENRE emitió la Resolución N° 463/16, la cual detalla los parámetros de calidad de servicio técnico y calidad y valores de costo de energía no suministrada requeridos para la realización de la RTI.

En forma similar, el 29 de agosto de 2016, a través de la Resolución ENRE 492/16, fueron definidos los Parámetros de Calidad de Servicio Comercial y Producto Técnico. La mencionada resolución contiene señales económicas hacia el cumplimiento de plazos y reducciones de tiempos de reposición del suministro.

Por otra parte, con fecha 30 de agosto de 2016, el ENRE procedió a informar que el valor de Tasa de Rentabilidad sería de 12,46% antes de Impuestos y 8,10% después de Impuestos.

Edesur hizo la entrega formal de los informes solicitados por la Resolución ENRE N° 55/16. El 1 de septiembre de 2016, en cumplimiento del cronograma establecido, los informes de Red Ideal y Plan de Inversiones Plurianuales, y el 6 de septiembre de 2016, los informes relacionados con los fundamentos y criterios de la propuesta en cuanto a (i) los costos de explotación; (ii) el requerimiento de ingresos y calculo tarifario, (iii) la estructura tarifaria y traslado de costos a consumidores mayoristas; (iv) El mecanismo de actualización del costo propio de distribución; y (v) el resultado y modelo económico financiero.

El día 28 de septiembre de 2016, el ENRE a través de la Resolución N° 522/2016, resolvió convocar el 28 de octubre de 2016 a una Audiencia Pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones sobre las Propuestas Tarifarias presentadas por las empresas distribuidoras para el próximo período quinquenal; ello dentro del Proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) y con carácter previo a definir las tarifas a aplicar por las distribuidoras en dicho quinquenio.

El día 30 de diciembre de 2016, el ENRE publicó la Resolución N° 626, aprobando el documento denominado "Resolución Final Audiencia Pública" con el objeto de poner en conocimiento y responder las opiniones vertidas sobre las Propuestas Tarifarias presentadas por las empresas y con carácter previo a definir las tarifas a aplicar, y trasladar a consideración de la Subsecretaría de Coordinación de Política Tarifaria del Ministerio de Energía y Minería aquellos temas planteados en la misma, que no son competencia de dicho organismo.

Las comunicaciones resolutorias conteniendo el nuevo Cuadro Tarifario y Régimen Tarifario se realizaron durante el mes de febrero de 2017.

El 1 de febrero 2017, el ENRE publicó la Resolución N° 64, la cual cierra el proceso de la RTI y que como resultado de la misma establece la remuneración anual reconocida a EDESUR S.A. en la suma de Arg\$14.539.836.941 (MUS\$944.448).

Con relación a la aplicación de la nueva estructura y cargos tarifarios, el MEyM entendió oportuno y conveniente instruir al ENRE a limitar el incremento del VAD surgido como resultado del proceso de RTI a aplicar a partir del 1 de febrero de 2017, a un máximo de 42% con respecto al VAD actualmente vigente, debiendo completar la aplicación del remanente del valor del nuevo VAD, en dos etapas: la primera en noviembre de 2017 y la segunda, en febrero de 2018.

Además, dispuso que el ENRE debe reconocer a Edesur S.A. y a Edenor S.A., la diferencia del VAD que se produce por la aplicación de la gradualidad del incremento tarifario reconocido en la RTI, en 48 cuotas a partir del 1 de febrero de 2018, las cuales se incorporarán al valor del VAD resultante a esa fecha.

La nueva normativa también fija la forma de actualización de los ingresos de la distribuidora por efecto de variación de los precios de la economía y todas las demás cuestiones relacionadas con la calidad de la prestación de servicio y el reglamento de suministro.

Una vez establecidos los cuadros tarifarios de distribución, incluyendo la instrucción impartida por el MEyM, y lo establecido en la Resolución SEE N° 20/2017 sobre los precios estacionales con vigencia a partir de la facturación correspondiente al 1 de febrero de 2017, se encuentra superada la etapa de transición tarifaria de Edesur y el Acta Acuerdo, pasando Edesur a regirse por lo establecido en su contrato de concesión.

En cumplimiento de lo requerido por el Artículo N° 29 de la Resolución ENRE N° 64/17 (Seguimiento físico del plan de obras) el día 20 de marzo EDESUR envió una nota Ratificando el Plan de Inversiones oportunamente Informado para la RTI (en términos físicos), En la misma se indicó en la misma la posibilidad de adecuar el mismo en el futuro ante cambios en la demanda. Y la necesidad de la pronta resolución de los Pasivos y Activos a fin de facilitar el acceso a financiación para su cumplimiento.

Asimismo, conforme a la Ley de Procedimientos Administrativos, el día 20 de marzo de 2017, Edesur S.A. presentó formalmente un recurso ante el ENRE conteniendo sus cuestionamientos sobre la resolución ENRE N° 64/17, los que básicamente se centran en el tratamiento de las servidumbres, algunos criterios de optimización en la definición de la base de capital, el tratamiento dado para el reconocimiento de ciertas cargas impositivas y objeciones al régimen de calidad. Destacamos el hecho de que las observaciones y pedidos de aclaratoria presentados sean aceptadas o rechazadas por el regulador no alterarían en forma significativa el resultado de la RTI.

Con fecha 26 de julio de 2017, el ENRE emitió su Resolución N° 329/2017, la cual define el procedimiento para la facturación de los ingresos diferidos establecidos por la Resolución ENRE N° 64/2017 (Artículo 4°). Indicando que "La acreencia correspondiente a cada categoría tarifaria, será la suma de los valores mensuales devengados, reconocidos por categoría tarifaria"; estableciendo la certeza de cobro al recalculando cada año la acreencia no recuperada sustrayendo lo realmente percibido de la acreencia inicial, y recalculando las cuotas restantes de modo de cubrir la acreencia remanente; y el mecanismo para la actualización de la misma ". Los cargos así calculados serán ajustados, en tanto componentes del CPD, de acuerdo a lo establecido en la "cláusula gatillo" y en el "Mecanismo de Ajuste".

Con fecha 17 de mayo de 2017 se sancionó la Ley 27351 de ELECTRODEPENDIENTES, la cual establece la gratuidad y continuidad del suministro eléctrico, conjuntamente con la prioridad de atención, para aquellas personas que por cuestiones de salud requieran de un suministro eléctrico constante y en niveles de tensión adecuados para poder alimentar el equipamiento médico prescrito por un médico matriculado y que resulte necesario para evitar riesgos en su vida o su salud. En este marco el día 26 de julio de 2017 mediante la Resolución ENRE 292, dicho organismo regulador, estableció la gratuidad del servicio y del costo de conexión para esta categoría de usuarios de las empresas EDENOR y EDESUR. En esta misma línea, el día 25 de septiembre el Ministerio de Salud mediante la Resolución 1538-E creó el "Registro de Electrodependientes por Cuestiones de Salud". Restando a la fecha la reglamentación de las cuestiones operativas en cuanto a garantizar la continuidad del suministro, al resarcimiento a las empresas distribuidoras (Ley 27351 ARTÍCULO 11.- El Poder Ejecutivo designará la autoridad de aplicación de la presente ley y asignará las partidas presupuestarias necesarias para el cumplimiento de sus fines.) y los límites de responsabilidad de cada uno de los actores involucrados.

Con fecha 1 de noviembre de 2017 el ENRE publicó la Resolución 525 haciendo lugar parcialmente al Recurso de Reconsideración interpuesto por EDESUR contra la Resolución ENRE 64/2017, aceptando su planteo en cuanto al tratamiento de las servidumbre y solicitándole a la empresa que en el término de 60 días de notificada la presente, remita el plan anual de regularización de las servidumbres a desarrollar durante el periodo 2017/2021, de igual forma en cuanto a los reconocimientos de gastos CAMMESA, tasas y otros que deben estar presentes en los futuros ajustes ex-post y modificaciones menores al régimen de calidad y otros reconocimientos.

En un hecho inédito el día 27 de octubre de 2017 el ENRE, en cumplimiento de la resolución del Ministerio de Energía y Minería N° 403 del 26 de octubre de 2017, mediante las resoluciones 526 y 527 convocó a Audiencia Pública para el 17 de noviembre de 2017 en el Palacio de las Aguas. En la cual se tratarían en primer lugar los nuevos precios de referencia de la potencia y energía y los de referencia de la potencia y estabilizados de referencia de la energía para distribuidores en el nodo equivalente a cada uno de ellos correspondientes al Período Estacional de Verano 2017-2018; Plan estímulo al ahorro de energía eléctrica; tarifa social y metodología de distribución, entre la demanda del MEM, del costo que representa la remuneración del transporte de energía eléctrica en extra alta tensión y, entre la demanda de la respectiva región, la correspondiente al transporte por distribución troncal. Y en segundo lugar informar el impacto que tendrán en la factura de los usuarios de las empresas distribuidoras las medidas que el Ministerio de Energía y Minería ha de implementar como resultado de la Audiencia Pública que dicho Ministerio ha convocado por Resolución MEyM 403/2017, en relación a los precios del Mercado Eléctrico Mayorista, al retiro de subsidios del transporte de energía eléctrica, y a los criterios de reparto entre los usuarios del transporte de la remuneración de los Transportistas que este Ente resolviera en oportunidad de la Revisión Tarifaria Integral de Transporte de Energía Eléctrica.

Como resultado de la misma el día 1° de diciembre mediante la Resolución 602 el ENRE resolvió aprobar los nuevos valores del Costo Propio de Distribución de EDESUR, mediante la aplicación de los mecanismos previstos en la RTI. Conjuntamente emitió los Cuadros Tarifarios que reflejan los Precios Estacionales (generación y transporte) contenidos en la resolución de Secretaría de Energía Eléctrica 1091 del año 2017. Así, como también los nuevos esquemas de subsidio por Tarifa Social y bonificación por ahorro de consumo para usuarios residenciales.

Como continuación del mismo hecho, el día 31 de enero de 2018, el ENRE aprobó los nuevos valores con vigencia a partir del 1° de Febrero de 2018. Estos cuadros incluyen una nueva reducción de subsidios del precio mayorista, llevándolo hasta un valor del 90% del precio estacional operado en 2017. Además, mantienen los subsidios a la tarifa social y una bonificación del plan estímulo, por reducción del consumo eléctrico de menor alcance.

En cuanto a la componente del Valor Agregado de Distribución, se incorporó a este cuadro tarifario, la tercera cuota del aumento del Costo Propio de Distribución correspondiente a la RTI, la parte proporcional del ingreso diferido producido por dicho escalonamiento, el Mecanismo de Monitoreo de Costos correspondiente al período y la aplicación del Factor de Eficiencia. Reflejando, este último, el cumplimiento por parte de EDESUR del Plan de Inversión comprometido en la RTI toda vez que se alcanzó el valor previsto.

De esta forma la tarifa de EDESUR alcanza los 2,2828 \$/kWh sin impuestos a partir del 1° de febrero de 2018. Paralelamente y con el objeto de retomar las condiciones estructurales de normalidad, el Gobierno Nacional Argentino decidió no prorrogar la vigencia de la Ley de Emergencia Eléctrica (vigente hasta el 31 de diciembre de 2017) y la de Emergencia Económica (vigente hasta el 6 de enero de 2018).

Por otra parte, con fecha 17 de abril de 2017, el MINEM emitió una nota mediante la cual instruye a la Secretaría de Energía Eléctrica (SEE) a determinar en un plazo de 120 días hábiles si existen obligaciones pendientes del Acta Acuerdo y el tratamiento a otorgarse, y a emitir durante los 30 días subsiguientes un informe de resolución final. A estos efectos, la SEE solicitó a Edesur, ENRE y CAMMESA la información pertinente.

Durante el mes de diciembre de 2017 el Ministerio de Energía y Minería (MINEM) presentó su propuesta y criterios para considerar el tratamiento de los pasivos regulatorios. En dicha propuesta, el MINEM aclara que acepta condonar la deuda comercial por compra de energía a Cammesa, las multas con destino al Estado y la diferencia de las sanciones por ajustes aplicados según interpretación del ENRE. Mientras que las sanciones con destino a los usuarios son aplicadas a inversiones adicionales con fondos provenientes del Estado y la deuda con CAMMESA por los préstamos de mutuo y las sanciones preexistentes al Acta Acuerdo destinado a usuarios, las debería pagar la empresa.

En el marco del procedimiento iniciado, con fecha 28 de diciembre de 2017, el MINEM emitió otra nota mediante la cual comunica a CAMMESA que con relación a las acreencias que pudieran corresponderle a la distribuidora respecto del Estado Nacional en virtud de lo previsto en las Actas Acuerdo por hechos y omisiones que hubieren ocurrido hasta la entrada en vigencia de los cuadros tarifarios resultantes de la RTI, descontadas las obligaciones a cargo de las concesionarias que se determinen pendientes de cumplimiento originadas en dicho período, el Estado Nacional toma a su cargo las obligaciones que Edesur mantiene con CAMMESA por la compra de energía eléctrica en el MEM. Lo anterior, en ejercicios de la facultad prevista por el artículo 15 de la Ley N° 27.341 y en base a lo establecido en dicho artículo en relación con las obligaciones de las empresas distribuidoras a las que no se les hubiera reconocido ingresos. Con fecha 29 de diciembre de 2017, Edesur prestó conformidad a los términos de esta nota. Asimismo, la Sociedad deberá prestar conformidad a la determinación que el MINEM efectuará de las obligaciones pendientes de cumplimiento en relación con el Acta Acuerdo y de las condiciones y modalidades contempladas para la compensación de dichas obligaciones y de las obligaciones mencionadas en este párrafo, previo desistimiento de cualquier reclamo administrativo, arbitral o judicial contra el Estado Nacional relacionado con la aplicación del Acta Acuerdo. De no prestarse tal conformidad, la cesión de deuda quedará sin efecto.

A la fecha se han intercambiado borradores con el Ministerio de Energía y Minería (MINEM), obteniéndose mejoras en cuanto a plazos y tasas quedando elementos a consideración final del mismo. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, dicho proceso no ha finalizado.

El día 7 de marzo, mediante el Decreto PEN 187/18 el Poder Ejecutivo Nacional publicó el nuevo organigrama del Ministerio de Minería y Energía. Y, con posterioridad, mediante la resolución 64/2018 del Ministerio de Energía y Minería las funciones de la Secretaria de Energía Eléctrica fueron transferidas a la nueva Sub Secretaria Energía Eléctrica.

Continuando con lo informado anteriormente el día 20 de abril se procedió a la Inicialización del Acuerdo para la solución del Activo y Pasivo Regulatorio en los términos previamente negociados. Siendo los próximos pasos su envío por parte de las Autoridades a la Procuración y SIGEN para su validación.

En otro orden de cosas el día 25 de abril el ENRE emitió la resolución 119 la cual, haciendo uso de la figura de "Afectación Extraordinaria de la Prestación del Servicio" establecida en la RTI, instruyó a EDESUR a abonar un resarcimiento a los usuarios residenciales (tarifa T1R) por las interrupciones entre el 1 y el 6 de marzo de 2017 (seis -6- días) y en el comprendido entre el 14 y el 20 de julio de 2017 (siete -7- días), cuyas interrupciones fuesen de duración mayor o igual a 20 horas. Ascendiendo, dicho resarcimiento, a 49 millones de pesos.

Durante el pasado mes de mayo se debatió La Ley sobre Razonabilidad en las Tarifas de Servicios Públicos buscando retrotraer las mismas al valor que tenían en noviembre de 2017 y que su actualización no sea mayor que la variación salarial. El proyecto fue aprobado por las Cámaras de Diputados y Senadores y luego vetada el día viernes 1 de junio (publicada B.O.) por el Presidente Ing. Macri.

Por otra parte, el día 31 de mayo el organismo de control emitió la Resolución ENRE 0170 la cual resuelve aprobar el régimen sancionatorio por apartamiento del Plan de Inversiones presentados por las empresas distribuidoras al momento de la RTI. Resolución que se está recurriendo en vista de que la misma introduce una modificación al Contrato de Concesión vigente.

Finalmente, el día sábado 16 de junio el gobierno nacional anunció el recambio de los ministros de Producción y Energía. Nombrando Dante Sica como Ministro de Producción y Minería y a Javier Iguacel como Ministro de Energía. El cual se desempeñaba como titular de la agencia de Vialidad Nacional. Nacido en 1974, es un ingeniero en petróleo egresado del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA) con una larga trayectoria en la industria petrolera.

Estos cambios se suman a la salida del jueves 14 de junio del presidente del Banco Central Federico Sturzenegger, reemplazado por Luis Caputo, y de la eliminación del Ministerio de Finanzas incorporándolo al Ministerio de Hacienda.

El 19 de julio de 2018 pasado el organismo de control emitió la Resolución ENRE 0199, la que eleva el control de calidad del actual Comuna/Partido a Alimentador MT. Penaliza desvíos de 2, 3 ó más veces por sobre los indicadores teóricos que le corresponderían a cada alimentador para cumplir el nivel de calidad objetivo de la RTI. Aplica cuando hay afectación de 100 ó más clientes, por valores de 300 kWh y 600 kWh por usuario. Con vigencia a partir del Semestre 45 (septiembre 2018-febrero 2019). A la fecha, la nueva normativa fue analizada en forma conjunta con las áreas legales y técnicas procediéndose a presentar un recurso sobre la misma.

El día 30 de julio de 2018, y en el marco de la intención del Ministerio de Energía de dotar de mayor gradualidad a los aumentos tarifarios se firmó un compromiso entre el MINE y EDESUR por el cual EDESUR recibirá el 50% del aumento que correspondiente al mecanismo de ajuste previsto en la tarifa a partir del 1° de agosto, recibiendo el 50% restante en 6 cuotas ajustadas a partir del 1° de febrero de 2018 y manteniendo el Plan de Inversión Acordado en la RTI. El mismo compromiso fue también firmado por la empresa EDENOR en forma simultánea.

Como contrapartida el MINE se comprometió formalmente a impulsar la Aprobación (por parte de la Procuraduría de la Nación y la SIGEN) y la posterior firma del Acuerdo inicializado el 20 de abril por la Solución al Activo y Pasivo Regulatorio correspondiente al período de Transición Contractual. También se comprometió a avanzar con la firma de una nueva Addenda al Acuerdo Marco (suministros colectivos de barrios carenciados) atendiendo a las propuestas realizadas por EDESUR.

Adicionalmente, en forma verbal, se comprometió a reanudar las gestiones para la aprobación de la Resolución asociada a la Remuneración de la Subtransmisión brindada por EDESUR (PAFTT) y pendiente de la RTI.

En virtud del compromiso acordado, el 1° de agosto de 2018 se aplicó el 50% (7,925%) del aumento correspondiente a la aplicación del MMC de agosto de 2018 al Valor Agregado de Distribución. Conjuntamente con dicho aumento se reanudó la senda de eliminación de subsidios al precio mayorista de la energía, que había quedado retrasado por la devaluación de junio y julio. Con un aumento cercano al 50%, el cual llevó al precio de las Grandes Usuarios de las Distribuidoras (demanda mayor a 300 kW-mes) a \approx 2.700 \$/MWh y al resto de la demanda de las distribuidoras a \approx 1400 \$/MWh. Adicionalmente se aplicaron los ajustes ex-post correspondientes a la devolución de los costos de Transporte AT del Cuadro Tarifario anterior (modificación de normativa) y a los montos reconocido como compensación del impuesto a Débitos/Créditos y de las Tasas de Seguridad e Higiene.

Por otra parte, el MINE aprovechó la oportunidad para modificar los TOPES a la Tarifa Social (máximo % de facturación respecto a un cliente residencial normal), disminuyendo de esta forma los subsidios a esta tarifa y las distorsiones provocadas en este concepto a las Distribuidoras que aún se encuentran pendientes de solución y en análisis por parte del ENRE. Independientemente de lo cual se procedió a recurrir la resolución el día 13 de agosto.

El 23 de agosto de 2018, el ENRE, mediante la resolución 222, rechazó el recurso interpuesto por EDESUR contra el régimen sancionatorio por el apartamiento del Plan de Inversiones presentado en la RTI y publicado el 31 de mayo de 2018. A su vez el 5 de septiembre, EDESUR presentó un nuevo Recurso de Alzada en Subsidio contra dicha resolución.

En cuanto al Acuerdo para la solución del Activo y Pasivo Regulatorio, más allá del retraso en los plazos, se continúan cumpliendo los avances administrativos para la firma definitiva del acuerdo. Habiendo la Subsecretaría de Energía Eléctrica solicitado, la última semana de septiembre, tanto al ENRE como a las empresas involucradas la información conducente y necesaria para su elevación a la Procuraduría de la Nación y la SIGEN.

En otro orden de cosas, el día 18 de septiembre ingresó al Congreso el Proyecto de Ley de Presupuesto 2019 con déficit primario cero previsto para dicho año. Y el día 25 de septiembre el economista Guido Sandleris fue nombrado presidente del Banco Central en reemplazo de Luis Caputo.

Por otra parte, el pasado 1 de noviembre, el Poder Ejecutivo Nacional publicó el Decreto 986/2018 que busca alcanzar la instalación de un total de 1.000 MW de potencia dentro del plazo de 12 años. Para la obtención de la autorización de conexión, el usuario deberá cumplir con una serie de requisitos que establecerá la Autoridad de Aplicación, la que además establecerá los requisitos para la evaluación técnica y de seguridad que el Distribuidor deberá realizar sobre la red de distribución, los Equipos de Generación Distribuida y elementos asociados.

Volviendo al ámbito de la distribución eléctrica, el 10 de diciembre, el ENRE publicó la resolución 318/2018 en la que aprobó la metodología y actualizó los valores de remuneración por el servicio de sub-transmisión (PAFTT) que se brindan entre las distribuidoras EDESUR, EDENOR y EDELAP con vigencia desde el 6 de marzo de 2017. Lo anterior había quedado pendiente en la Revisión Tarifaria Integral. Este mecanismo permite remunerar los costos de operación y mantenimiento, además del reconocimiento de las pérdidas correspondientes y el traslado a la tarifa, de los costos que devengue EDESUR por dicho concepto. El neto acumulado a la fecha representa para Edesur ingresos aproximados de 60 millones de pesos argentinos (~1,5 MUSD).

Adicionalmente, mediante la Resolución de Secretaría de Gobierno de Energía N° 366 del 27 de diciembre de 2018 informó nuevo costo de abastecimiento es de aproximadamente de 68 u\$s/MWh, el que resulta ser un 13% inferior al fijado en agosto de 2018 en virtud de las mejoras en los contratos de gas obtenida por CMMESA y la baja del precio internacional del petróleo. Por su parte los futuros Precios Estacionales a ser transferidos a la tarifa de los usuarios finales continuando con el sendero de reducción de subsidios previsto por las autoridades pasando de alrededor del 30% en febrero a 15% de subsidio en agosto de 2019. Sin embargo, dichos precios traducidos en moneda local significan un aumento inicial del 26% en febrero de 2019 y posteriores aumentos del 6% en mayo y agosto de 2019.

Es intención del Gobierno informar todas las modificaciones tarifarias durante el mes de enero con el fin de evitar que el tema se filtre en la campaña electoral para la elección presidencial de octubre.

Por su parte, para EDESUR se espera que los aumentos de VAD se otorguen en marzo y en diciembre de 2019, en forma similar a lo ocurrido en el año 2017 también electoral. Al igual que en dicha oportunidad todos los diferimientos serán reconocidos y actualizados a la fecha de aplicación.

Adicionalmente, el día 7 de enero de 2019 mediante el decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 28 se oficializó al Licenciado Gustavo Sebastián LOPETEGUI en el cargo de Secretario de Gobierno de Energía en virtud de la renuncia Ingeniero Javier Alfredo IGUACEL en forma posterior a la conferencia de prensa que comunicó los aumentos de tarifas previstos.

El día 4 de diciembre de 2018 se aprobó la Ley 27.467 de Presupuesto 2019, la cual en su artículo N° 124, y como parte de las negociaciones para su aprobación, incluyó la transferencia administrativa del control y de las erogaciones en materia de subsidios a la Tarifa Social desde el Estado Nacional a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y Provincia de Buenos Aires a partir del 1° de enero de 2019. A la fecha de los presentes estados contables continúan pendiente esta situación.

Brasil

En Brasil existen tres tipos de modificación tarifaria: (i) Revisiones periódicas, las cuales se realizan según lo establecido en los contratos de concesión (en Enel Distribución Ceará cada 4 años y en Enel Distribución Río cada 5 años) que corresponden a la revisión de tarifa normales ("RTO"); (ii) Reajustes anuales pues a diferencia de otros países, en Brasil la tarifa no se indexa automáticamente con la inflación, ("IRT"); y (iii) Revisiones extraordinarias ("RTE"), cuando se produzcan eventos relevantes que pueden alterar el equilibrio económico financiero de las distribuidoras.

En septiembre de 2012, el Gobierno aprobó la Medida Provisoria N° 579, uno de cuyos objetivos fue reducir algunos gravámenes y recargos especiales de la tarifa eléctrica que pagaba el cliente final, y que en adelante serían cubiertos con presupuesto estatal. En enero de 2013, la Medida Provisoria se convirtió en la Ley 12.783, la que dio origen a la realización de Revisiones Tarifarias Extraordinarias, con un promedio de reducción de un 18% en todo el país. Para Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A., esta reducción tarifaria tuvo efecto desde finales de enero de 2012 hasta abril de 2013 (momento en el cual entraron en vigencia los reajustes anuales respectivos).

ANEEL finalizó en abril de 2014, el proceso de revisión periódica de tarifas de Enel Distribución Río S.A. para el periodo 2014-2019, con efecto retroactivo a contar del 15 de marzo de 2014.

El 1 de marzo de 2015, a través de la Resolución N° 1858/2015, Enel Distribución Ceará S.A. tuvo una revisión extraordinaria, incrementándose su tarifa un 10,28% para hacer frente a los aumentos en los cargos por concepto de la Cuenta de Desarrollo Energético) y los costos de compra de energía.

La última revisión tarifaria periódica de Enel Distribución Ceará S.A. se realizó en 2015 (la primera de nuestras empresas distribuidoras en usar la nueva metodología del cuarto ciclo tarifario) para el período 2015-2019, y ha sido aplicada desde el 22 de abril de 2015, y es provisional porque no se aprobaron las metodologías de revisión tarifaria en el tiempo. El aumento adicional promedio de las tarifas fue de 11,69%, según el aprobado en la Resolución N° 1882/2015. En 2016, se calculará la revisión final y las diferencias positivas y negativas derivadas de la aplicación de la nueva metodología se incluirán en el reajuste de 2016.

Enel Distribución Ceará S.A. empezará a usar la metodología del cuarto ciclo tarifario para su revisión tarifaria en marzo de 2019, pero en marzo de 2015 tuvo un incremento promedio anual ordinario final del 37,3% (Resolución 1869/2015), esencialmente debido a incrementos en la Parte A.

Finalmente, todavía en el ámbito del Cuarto Ciclo, se aprobó, el 17 de noviembre de 2015, el módulo 2.3 de los Procedimientos de Revisión Tarifaria, referente al cálculo de la Base de Remuneración, en el cual se crea un Banco de Precios de Referencia para valoración de algunas partidas de la base de remuneración en las siguientes revisiones tarifarias.

Con respecto a Enel Cien, la ANEEL aprobó el resultado de la primera revisión periódica, que se aplicó a contar del 1 de julio de 2015, con una disminución de un 7.49% en las tasas, según el aprobado en la Resolución N° 1.902/2015.

En Sesión de Directorio celebrada el 8 de marzo de 2016, la ANEEL homologó el reajuste tarifario de Enel Distribución Río a partir del 15 de marzo de 2016. El reajuste fue un aumento promedio de 7,38% para todos los clientes de Enel Distribución Río (7,15% para los consumidores de baja tensión y 7,89% para los consumidores de alta tensión).

El 12 de abril de 2016, la ANEEL a través de la Resolución N° 2061, aprobó los resultados definitivos de la cuarta revisión tarifaria periódica ("RTP") de Enel Distribución Ceará S.A., cuyos efectos fueron incluidos en el reajuste tarifario de 2016.

El 19 de abril de 2016, la ANEEL mediante la Resolución N° 2.065 estableció las tarifas de energía de Enel Distribución Ceará S.A. resultante del proceso de reajuste anual de tarifas 2016, donde el aumento medio percibido por los consumidores fue de un 12,97%.

Colombia

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) define la metodología de remuneración de las redes de distribución. Los cargos de distribución se revisan cada cinco años y se actualizan mensualmente de acuerdo con el Índice de Precios al Productor (IPP). Estos cargos incluyen el valor nuevo de remplazo de todos los activos en funcionamiento; el gasto de administración, operación y mantenimiento (AOM), así como los activos no eléctricos utilizados en el negocio de distribución.

Los cargos de distribución vigentes para Codensa fueron publicados por la CREG en octubre de 2009.

La revisión actual de los cargos de distribución regulados se inició en el año 2013 con la publicación de las bases de la metodología de remuneración propuestas por la CREG en la Resolución N° 43 de 2013. Dichas bases fueron complementadas con el desarrollo de los Propósitos y Lineamientos para la Remuneración de la Actividad Distribución para el período 2015-2019 contenidos en la Resolución CREG N° 079 de 2014.

La Comisión de Regulación emitió la Resolución CREG N° 95 de 2015 donde se define la metodología para el cálculo de la tasa de remuneración regulada (WACC) para las actividades de distribución y transmisión eléctrica, así como para la distribución y transporte de gas natural.

En febrero de 2018 la Comisión de Regulación publicó la Resolución CREG 015 de 2018 que decide de manera definitiva la Metodología de Remuneración de Distribución para el nuevo periodo tarifario, en la que se determinan la

remuneración de la base de activos existente, la presentación de planes de inversiones, la remuneración de gastos de operación y mantenimiento y se define sendas de mejoramiento de pérdidas y calidad del servicio. Posteriormente producto de los comentarios enviados por los agentes en julio de 2018 se expidió la resolución CREG 085 de 2018 mediante la cual se aclaran y corrigen algunas disposiciones de la resolución CREG 015. Se espera que para el año 2019, según agenda indicativa de la CREG se aprueben los nuevos cargos que fueron solicitados al regulador de acuerdo con la metodología anteriormente mencionada.

En septiembre la Comisión publicó la Resolución CREG 114 de 2018, por la cual se determinan los principios y condiciones generales que deben cumplir los mecanismos para la comercialización de energía eléctrica para que sus precios sean reconocidos en el componente de costos de compras de energía al usuario regulado.

Perú

En Perú, el proceso para la determinación de la tarifa de distribución se lleva a cabo cada 4 años, y se denomina "Fijación del Valor Agregado de Distribución" ("VAD"). Excepcionalmente, el último proceso tuvo una duración de 5 años, dado que se requería de un año para implementar las últimas reformas aprobadas en 2015 mediante Decreto Legislativo 1221.

En tal sentido, en el mes de noviembre de 2017 se aprobaron los Términos de Referencia para los estudios de costos que las empresas de distribución presentan al regulador a fin de iniciar el proceso de fijación del VAD del periodo 2018-2022. Al respecto, durante el año 2018, el regulador revisó los estudios de costos propuestos, efectuó observaciones, y las empresas de distribución sustentaron técnicamente sus propuestas.

A lo largo del 2018, se llevó a cabo el proceso de determinación del VAD para Enel Distribución correspondiente al periodo 2018-2022. Al final de dicho proceso tarifario, en general, se mantienen los ingresos anuales que percibía la empresa antes del inicio del proceso, los cuales correspondían al periodo tarifario 2013-2017.

Cabe señalar que la regulación peruana, sigue la teoría de la empresa modelo eficiente, de manera que en cada periodo regulatorio se establecen los costos de inversión eficientes, y de operación y mantenimiento estándar que serán reconocidos a cada empresa de distribución bajo los parámetros y criterios definidos por el Osinergmin (Organismo Regulador). Antes de la reforma aprobada por D.L. N° 1221 la empresa modelo se fijaba por sectores de distribución típicos, que en la práctica significaba agrupar las empresas que en algunos casos contaban con características distintas; mientras que a partir este periodo regulatorio, la empresa modelo eficiente se construye individualmente para cada distribuidora con más de 50 000 clientes.

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

6.1.- Proceso de reorganización societaria.

I. Antecedentes Generales

Con fecha 28 de Abril de 2015, la Sociedad informó a la SVS (actualmente CMF) mediante un hecho esencial que el Directorio de la compañía 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 es resolver ciertas duplicidades y redundancias que derivan de su compleja estructura societaria existente a esa fecha y la generación de valor para todos sus accionistas, manteniendo los beneficios derivados de la pertenencia al Grupo Enel SpA.

La fase de “División” del proceso de reorganización se llevó a cabo como sigue:

La reorganización comenzó con la división de Enersis, y sus subsidiarias Empresa Nacional de Electricidad S.A. (“Endesa Chile”) y Chilectra S.A. (“Chilectra”).

Endesa Chile y Chilectra realizaron las divisiones de sus negocios fuera de Chile y sus activos y pasivos relacionados, resultando en la creación de Chilectra Américas S.A. (“Chilectra Américas”) como una nueva sociedad de la división de Chilectra y la creación de Endesa Américas S.A. (“Endesa Américas”) como una nueva sociedad de la división de Endesa Chile. A estas dos nuevas se les asignaron las participaciones (fundamentalmente, participaciones accionariales en sociedades domiciliadas en Argentina, Brasil, Colombia y Perú) y los correspondientes activos y pasivos de los negocios fuera de Chile de Chilectra y Endesa Chile. Después de las divisiones, cada una de las sociedades continuadora, Endesa Chile y Chilectra, retuvieron las participaciones y los correspondientes activos y pasivos de los negocios que actualmente desarrollan en Chile.

Siguiendo las divisiones de Endesa Chile y Chilectra, Enersis realizó la división de sus negocios en Chile y los correspondientes activos y pasivos, resultando en la creación de una nueva sociedad denominada Enersis Chile S.A., (“Enersis Chile”), a la cual le fueron asignados las participaciones y correspondientes activos y pasivos de los negocios de Enersis en Chile, incluyendo las participaciones en Endesa Chile y Chilectra (después de las divisiones de estas sociedades como se describió previamente). Después de la división, la sociedad continuadora de la división, Enersis cuyo nombre fue modificado a “Enersis Américas S.A.”, se le asignaron las participaciones e inversiones en las sociedades Endesa Américas y Chilectra Américas, y eventuales pasivos que se asignarían al negocio escindido.

Con fecha 1 de marzo de 2016, habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Enersis, Endesa Chile y Chilectra. De esta manera, la nueva sociedad Enersis Chile es la sociedad holding del negocio chileno radicado en Endesa Chile y Chilectra, y la sociedad continuadora Enersis Américas conservó la calidad de sociedad holding del negocio internacional comprendiendo la participación en Endesa Américas y Chilectra Américas.

El 4 de octubre de 2016, las juntas extraordinarias de accionistas de Enersis Chile, Endesa Chile y Chilectra aprobaron el cambio de razón social de estas sociedades por Enel Chile S.A., Enel Generación Chile S.A. y Enel Distribución Chile S.A., respectivamente. El cambio de nombre se concretó finalmente el 18 de octubre de 2016, a través de la modificación de los estatutos de cada una de estas sociedades.

La fase de “Fusión” del proceso de reorganización se llevó a cabo como sigue:

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 28 de septiembre de 2016, los respectivos accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, votaron y aprobaron con más de dos tercios de las acciones con derecho a voto de cada una de las entidades, la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas con y en Enersis Américas, siendo Enersis Américas la sociedad continuadora, bajo el nuevo nombre de “Enel Américas”. Con fecha 1 de diciembre de 2016, se materializó la Fusión, incorporándose en Enersis Américas la totalidad del patrimonio de Endesa Américas y de Chilectra Américas, sucediendo la primera en todos sus derechos y obligaciones a las segundas, las que se disolvieron de pleno derecho sin necesidad de liquidación.

Enel Américas continuará transando sus acciones públicamente en las Bolsas de Valores en Chile y sus ADS en la Bolsa de Valores de Nueva York (“NYSE”). En la fusión, las acciones y ADS de Endesa Américas y las acciones de Chilectra Américas fueron convertidas en acciones y ADS de Enersis Américas, como fuere aplicable, y Endesa Américas y Chilectra Américas dejaron de transar en las Bolsas de Valores en Chile y Endesa Américas dejó de transar en la Bolsa de Valores de Nueva York.

Para información detallada con respecto al proceso de fusión y sus efectos en el capital emitido y otros ítems de patrimonio referirse a Nota 27.1.1.

II. Aspectos Contables

Al 31 de diciembre de 2015, habiéndose cumplido los requisitos establecidos en la NIIF 5 “Activos no corrientes disponibles para la venta y operaciones discontinuadas”, se realizaron los siguientes registros contables:

(i) Activos y pasivos

Todos los activos y pasivos relacionados con el negocio de generación y distribución en Chile fueron considerados como “Activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios”, o como “Pasivos no corrientes o grupo de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta, según corresponda, habiéndose procedido a reclasificar sus saldos de acuerdo a lo indicado en la nota 4.k.

(ii) Otros resultados integrales acumulados en el patrimonio neto

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

Reservas generadas por	01-03-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Diferencias de cambio por conversión	(17.187)	19.155
Coberturas de flujo de caja	190.388	(203.776)
Ganancias o pérdidas sobre activos financieros a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(25)	25
Otras reservas	934	13.082
Total	174.110	(171.514)

(iii) Ingresos y gastos

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

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

ESTADO DE RESULTADOS Ganancia (pérdida)	29-02-2016 MUS\$
Ingresos de actividades ordinarias	595.706
Otros ingresos, por naturaleza	3.788
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	599.494
Materias primas y consumibles utilizados	(350.008)
Margen de Contribución	249.486
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	4.980
Gastos por beneficios a los empleados	(23.808)
Gasto por depreciación y amortización	-
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(1.433)
Otros gastos por naturaleza	(24.536)
Resultado de Explotación	204.689
Otras ganancias (pérdidas)	-
Ingresos financieros	3.791
Costos financieros	(12.743)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	1.913
Diferencias de cambio	(31)
Resultado por unidades de reajuste	393
Ganancia (pérdida) antes de impuestos, operaciones discontinuadas	198.012
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones discontinuadas	(27.749)
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS	170.263
Ganancia (Pérdida) operaciones discontinuadas atribuibles a:	
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a los propietarios de la controladora	115.174
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a participaciones no controladoras	55.089
TOTAL RESULTADO INTEGRAL OPERACIONES DISCONTINUADAS	170.263

Con la clasificación de las actividades de generación y distribución de energía en Chile como operaciones discontinuadas, estas líneas de negocio no se desglosan en la Nota 35 "Información por segmento".

A continuación, se presenta el desglose por naturaleza de los resultados integrales totales procedentes de operaciones discontinuadas al 29 de febrero de 2016, dichos resultados forman parte de los Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza por el período terminado el 30 de marzo de 2016:

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	29-02-2016 MUS\$
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS	170.263
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, neto de impuestos	
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	-
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, neto de impuestos	
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión	(2.773)
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medibles a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	-
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	(20.441)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	18.712
Total Otro Resultado Integral de Operaciones Discontinuadas	(4.502)
RESULTADO INTEGRAL TOTAL OPERACIONES DISCONTINUADAS	165.761
Resultado integral de operaciones discontinuadas atribuible a:	
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	112.481
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	53.280
TOTAL RESULTADO INTEGRAL OPERACIONES DISCONTINUADAS	165.761

(iv) Flujos de efectivo

A continuación, se presentan los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de operación, inversión y financiación atribuibles a las Operaciones discontinuadas al 29 de febrero de 2016:

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO RESUMIDOS	29-02-2016 MUS\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	224.787
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(68.237)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(130.432)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	26.118
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	2.701
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	28.819
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	203.140
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	231.959

6.2.- Operación Central Rio Negro (CODENSA).

En el mes de octubre de 2018 la Junta Directiva de Codensa aprobó iniciar el proceso de venta de la Pequeña Central Hidroeléctrica PCH Rio Negro.

La PCH Rio Negro se recibió producto de la fusión con la Empresa de Energía de Cundinamarca - EEC en el año 2016. Considerando que CODENSA fue constituida después del año 1992 le es aplicable la restricción de integración vertical y por lo tanto no puede operar ni representar comercialmente ningún activo de generación, por lo tanto, a la fecha se ha iniciado el proceso de venta con la asesoría de la banca de inversión.

El plan de venta se está llevando a cabo con la banca de inversión Bancolombia, basados en un cronograma que finaliza dicha venta en el año 2019.

Teniendo en cuenta el proceso de venta y lo establecido en la NIIF 5 "Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta y Operaciones Discontinuadas" previo a la clasificación como activo no corriente mantenido para la venta, la PCH Rio Negro ha sido registrada al valor razonable; lo anterior implicó reconocer una pérdida por deterioro de MUS\$5.234, (ver Nota 31), la cual ha sido determinada de acuerdo con la valoración realizada.

A continuación, se presentan los activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta al 31 de diciembre de 2018.

	31-12-2018 MUS\$
Propiedades, planta y equipo	5.825
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	5.825
Otros pasivos no financieros no corrientes	3.835
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	3.835

7. COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y ADQUISICIONES

7.1 ADQUISICIÓN DE ENEL DISTRIBUCIÓN GOIÁS (EX CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.)

Con fecha 14 de febrero de 2017, nuestra filial Enel Brasil S.A., y previa obtención de las autorizaciones pertinentes por parte de la autoridad antitrust, el Conselho Administrativo de Defesa Econômica ("CADE") y del regulador sectorial, la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), procedió a la firma del respectivo contrato de compraventa, pago y transferencia de acciones por el 99,88% del capital social de Enel Distribución Goiás, por un monto total de R\$2.269 millones (aproximadamente US\$720 millones), fecha desde la cual aplica la contabilización de compra establecida en NIIF 3, Combinaciones de Negocios.

Establecida en 1956 y con sus oficinas principales en Goiania, Enel Distribución Goiás opera en un territorio que cubre más de 337 mil kilómetros cuadrados, con una concesión vigente hasta el año 2045 y una base de 2.828.459 de clientes.

La compra de Enel Distribución Goiás fue financiada completamente con fondos recaudados en el aumento de capital de Enel Américas aprobado a fines del año 2012. Esta adquisición incrementa el número de clientes en 2.828.459 de Enel Brasil llegando a un total de 9.817.668 (el total de clientes antes de la incorporación correspondía a 6.989.209).

La moneda funcional de Enel Distribución Goia es el Real Brasileño (R\$). Enel Américas ha convertido los efectos iniciales de la combinación de negocios a su moneda de presentación usando el tipo de cambio vigente a la fecha de la adquisición. Al cierre de cada período de reporte los estados financieros de Enel Distribución Goiás son convertidos siguiendo el criterio contable detallado en la nota 2.7.3.

A partir de la fecha de adquisición, Enel Distribución Goiás contribuyó ingresos de actividades ordinarias por MUS\$1.519.239 y pérdidas antes de impuestos por MUS\$30.826 a los resultados de Enel Américas para el período terminado el 31 de diciembre de 2017. Si la adquisición hubiese ocurrido el 1 de enero de 2017, se estima que, para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2017, los ingresos de actividades ordinarias consolidados habrían incrementado en MUS\$1.624.297 y la ganancia consolidada antes de impuesto habría disminuido en MUS\$35.585.

Activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición

Activos netos adquiridos identificables	Valor razonable MR\$	Valor razonable MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	29.643	9.538
Otros activos no financieros corrientes	198.054	63.727
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	973.382	313.199
Inventarios	24.618	7.921
Activos por impuestos corrientes	2.173	699
Otros activos financieros no corrientes	89.514	28.802
Otros activos no financieros no corrientes	698.435	224.731
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	204.480	65.794
Activos intangibles distintos de la plusvalía	5.936.985	1.910.306
Propiedades, planta y equipo	42.998	13.835
Activos por impuestos diferidos	-	-
Otros pasivos financieros corrientes	(480.165)	(154.500)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	(1.754.071)	(564.395)
Otras provisiones corrientes	(33.965)	(10.929)
Otros pasivos financieros no corrientes	(562.823)	(181.096)
Otras cuentas por pagar no corrientes	(1.584.665)	(509.888)
Otras provisiones no corrientes	(712.465)	(229.245)
Pasivo por impuestos diferidos	(529.958)	(170.521)
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	(273.502)	(88.003)
Total	2.268.668	729.975

Determinación de la plusvalía

	MR\$	MUS\$
Contraprestación transferida en efectivo	2.268.667	729.975
(-) Valor neto activos adquiridos y pasivos asumidos	(2.268.667)	(729.975)
Monto plusvalía comprada	-	-

A continuación, se muestran los montos pagados para obtener el control de Enel Distribución Goiás:

Efectivo y equivalentes al efectivo para obtener el control de Enel Distribución Goiás	MUS\$
Importes por la adquisición pagados en efectivo y equivalentes al efectivo	(729.975)
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en la entidad adquirida	9.573
Total neto	(720.402)

7.2 ADQUISICIÓN DE ENEL DISTRIBUCIÓN SAO PAULO S.A. (“EX ELETROPAULO METROPOLITANA DE ELETRICIDADE DE SAO PAULO S.A.”)

Con fecha 17 de abril de 2018, la filial Enel Brasil S.A., a través del vehículo 100% de su propiedad Enel Investimentos Sudeste S.A. (Enel Sudeste), lanzó una Oferta Pública de Acciones (OPA) voluntaria sobre todas las acciones emitidas por la distribuidora de energía eléctrica brasileña Enel Distribución Sao Paulo S.A., condicionada a la adquisición de más del 50% de tales acciones de manera de obtener el control de la misma.

Con fecha 4 de Junio, Enel Sudeste recibió la aprobación de la autoridad brasileña de la Libre Competencia, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”). En esta misma fecha se confirmó el éxito de la OPA y la adquisición de la subasta inicial, que fue perfeccionada mediante el pago del precio y transferencia de las acciones a favor de Enel Sudeste, la que tuvo lugar el día 7 de junio de 2018, fecha desde la cual aplica la contabilización de compra establecida en NIIF 3, Combinaciones de Negocios. En concreto, se adquirieron 122.799.289 acciones, todas de una misma clase, que correspondían al 73,38% del capital social de Enel Distribución Sao Paulo S.A. por un total de MR\$5.552.984 (aproximadamente a US\$1.484 millones).

Complementando lo anterior, con fecha 11 de Junio de 2018, la Agência Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) emitió nota técnica aprobando la toma de control de Enel Distribución Sao Paulo S.A., la cual se produjo con la compra de las acciones citadas en los párrafos precedentes. Esta nota técnica fue publicada por la Aneel con fecha 26 de Junio de 2018.

Atendiendo a que los accionistas de Enel Distribución Sao Paulo S.A. tenían plazo hasta el día 4 de julio de 2018 para vender a Enel Sudeste el remanente de acciones, al mismo precio ofrecido en la OPA (45,22 Reales brasileños por acción), durante los meses de junio y julio se perfeccionaron incrementos de participación adicionales. En efecto, los días 22 y 30 de junio y 2 y 4 de julio de 2018 se adquirieron 4.692.338, 4.856.462, 14.525.826 y 9.284.666 acciones, respectivamente, equivalentes a un total de MR\$1.516.362 (aproximadamente de US\$ 384 millones). Estas adquisiciones posteriores representaron un aumento desde el 73,38% hasta el 95,05%.

Con fecha 19 de septiembre de 2018 el Consejo de Administración de Enel Distribución Sao Paulo S.A. aprobó un aumento de capital social de la compañía por un valor de MR\$1.500.000, mediante la emisión de 33.171.164 de nuevas acciones. Enel Sudeste concurrió a este aumento de capital, adquiriendo 33.164.964 de las nuevas acciones (aproximadamente de US\$ 395 millones) con lo cual incrementó su participación hasta el 95,88% de la compañía.

La moneda funcional de Enel Distribución Sao Paulo S.A. es el Real Brasileño (R\$). Enel Américas ha convertido los efectos iniciales de la combinación de negocios a su moneda de presentación usando el tipo de cambio vigente a la fecha de la adquisición. Al cierre de cada período de reporte los estados financieros de Enel Distribución Sao Paulo S.A. son convertidos siguiendo el criterio contable detallado en la nota 2.7.3.

Enel Distribución Sao Paulo S.A. posee un área bajo concesión que abarca 4.526 km², la cual concentra la mayor parte del producto interno bruto y la más alta densidad demográfica en Brasil, con 1.581 unidades consumidoras por km², lo que corresponde al 33,3% del total de energía eléctrica consumida en el Estado de Sao Paulo y el 9,3% del total de Brasil. Atiende una demanda de aproximadamente 7,2 millones de unidades consumidoras, cuenta con 7.355 colaboradores propios, y dispone de una infraestructura conformada por 156 subestaciones.

A partir de la fecha de adquisición, Enel Distribución Sao Paulo S.A. contribuyó ingresos de actividades ordinarias por MUS\$2.214.855 e ingresos antes de impuestos por MUS\$39.227 a los resultados de Enel Américas para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018. Si la adquisición hubiese ocurrido el 1 de enero de 2018, se estima que, para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2018, los ingresos de actividades ordinarias consolidados habrían incrementado en MUS\$3.587.161 y el resultado antes de impuesto habría disminuido en MUS\$14.678.

Activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición

Activos netos adquiridos identificables	Valor razonable provisional MR\$	Valor razonable provisional MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.037.105	273.439
Otros activos no financieros corriente	400.311	105.544
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	3.948.137	1.040.949
Inventarios	275.129	72.539
Activos por impuestos corrientes	41.179	10.857
Otros activos financieros no corrientes	3.205.469	845.140
Otros activos no financieros no corrientes	1.056.711	278.608
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	205.249	54.115
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11.055.574	2.914.866
Propiedades, planta y equipo	65.804	17.350
Propiedad de inversión	44.049	11.614
Activos por impuestos diferidos	3.229.417	851.455
Otros pasivos financieros corrientes	(2.266.501)	(597.576)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	(3.551.676)	(936.420)
Otras provisiones corrientes	(759.862)	(200.342)
Otros pasivos no financieros corrientes	(600.990)	(158.454)
Otros pasivos financieros no corrientes	(2.505.299)	(660.537)
Otras cuentas por pagar no corrientes	(567.355)	(149.586)
Otras provisiones no corrientes	(2.788.278)	(735.146)
Pasivo por impuestos diferidos	(3.009.203)	(793.394)
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	(3.327.621)	(877.347)
Total	5.187.349	1.367.674

Si dentro del período de un año a contar de la fecha de adquisición, nueva información obtenida acerca de hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, da origen al reconocimiento de activos o pasivos adicionales, se revisará la contabilización de la adquisición y se efectuarán las correcciones que procedan, siguiendo el criterio descrito en Nota 2.7.

Determinación de la plusvalía

	MR\$	MUS\$
Contraprestación transferida en efectivo	7.069.345	1.863.874
Participaciones no controladoras asumidas en la adquisición	256.616	67.658
(-) Valor neto activos adquiridos y pasivos asumidos	(5.187.349)	(1.367.674)
Monto provisional plusvalía comprada	2.138.612	563.858

La plusvalía es atribuible principalmente al valor de las sinergias que se esperan lograr a través de la integración de Enel Distribución Sao Paulo en el Grupo. Estas sinergias están relacionadas, entre otras, con la generación de nuevos negocios, eficiencias en inversiones y costos administrativos.

A continuación, se muestran los montos pagados para obtener el control de Enel Distribución Sao Paulo S.A.:

Efectivo y equivalentes al efectivo para obtener el control de Enel Distribución Sao Paulo	MUS\$
Importes por la adquisición pagados en efectivo y equivalentes al efectivo	(1.863.874)
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en la entidad adquirida	273.439
Total neto	(1.590.435)

8. HIPERINFLACION ARGENTINA

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

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

Los activos y pasivos no monetarios fueron reexpresados desde Febrero de 2003, última fecha en que un ajuste por inflación fue aplicado para propósitos contables en Argentina. En este contexto, cabe mencionar que el Grupo efectuó su transición a NIIF el 1 de enero de 2004, aplicando la excepción de costo atribuido para las Propiedades, plantas y equipos.

Para propósitos de consolidación en Enel Américas y como consecuencia de la aplicación de NIC 29, los resultados y la situación financiera de nuestras subsidiarias Argentina, fueron convertidos al tipo de cambio de cierre (\$Arg/USD) al 31 de diciembre de 2018, de acuerdo a lo establecido por la NIC 21 "Efectos de las variaciones en los tipos de cambio de la moneda extranjera", cuando se trata de una economía hiperinflacionaria (ver Nota 2.7.4). Anteriormente, los resultados de las subsidiarias argentinas se convertían a tipo de cambio medio del período, como ocurre para la conversión de los resultados del resto de las subsidiarias en operación en otros países cuyas economías no son consideradas hiperinflacionarias.

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

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

	Índice general de precios
Inflación histórica acumulada hasta 31 de diciembre de 2017	652,29%
Desde enero a diciembre de 2018	47,83%

La aplicación por primera vez de NIC 29 dio origen a un ajuste positivo en los resultados acumulados de Enel Américas, por un monto de MUS\$ 961.107 (neto de impuestos) al 1 de enero de 2018, de los cuales MUS\$668.693 son atribuibles a los accionistas de Enel Américas. Por otra parte, durante el ejercicio 2018, la aplicación de esta normativa generó un ingreso financiero de MUS\$270.380 (antes de impuesto). Ver nota 34.

A continuación se presenta un resumen de los efectos en los Estados de Situación Financiera Consolidados y Estado de Resultados Integrales Consolidados de Enel Américas:

ACTIVOS	Ajuste inicial al 01-01-2018 MUS\$	Efectos Hiperinflación del período MUS\$	Diferencia de conversión MUS\$	Saldo final Hiperinflación al 31-12-2018 MUS\$
Inventarios corrientes	5.861	2.099	(2.886)	5.074
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	5.861	2.099	(2.886)	5.074
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	512	128	(252)	388
Activos intangibles distintos de la plusvalía	8.163	4.042	(4.020)	8.185
Plusvalía	29.432	8.495	(14.492)	23.435
Propiedades, planta y equipo	1.219.598	556.270	(600.494)	1.175.374
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES	1.257.705	568.935	(619.258)	1.207.382
TOTAL ACTIVOS	1.263.566	571.034	(622.144)	1.212.456
PASIVOS				
Pasivo por impuestos diferidos	302.459	111.518	(148.930)	265.047
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES	302.459	111.518	(148.930)	265.047
TOTAL PASIVOS	302.459	111.518	(148.930)	265.047
PATRIMONIO				
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	668.693	324.542	(329.230)	664.005
Participaciones no controladoras	292.414	134.974	(143.984)	283.404
PATRIMONIO TOTAL	961.107	459.516	(473.214)	947.409
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	1.263.566	571.034	(622.144)	1.212.456

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS Ganancia (pérdida)	Efecto Aplicación NIC 29 MUS\$ (I)	Efecto Aplicación NIC 21 MUS\$ (II)	Total Ajustes MUS\$ (III)
Ingresos de actividades ordinarias	279.128	(425.640)	(146.512)
Otros ingresos, por naturaleza	3.436	(8.489)	(5.053)
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	282.564	(434.129)	(151.565)
Materias primas y consumibles utilizados	(136.703)	222.594	85.891
Margen de Contribución	145.861	(211.535)	(65.674)
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	9.092	(15.909)	(6.817)
Gastos por beneficios a los empleados	(48.709)	76.287	27.578
Gasto por depreciación y amortización	(133.813)	14.060	(119.753)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	63.256	18.621	81.877
Otros gastos por naturaleza	(27.213)	39.638	12.425
Resultado de Explotación	8.474	(78.838)	(70.364)
Otras ganancias (pérdidas)	5	(24)	(19)
Ingresos financieros	13.292	(33.256)	(19.964)
Costos financieros	(33.526)	68.025	34.499
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	259	(616)	(357)
Diferencias de cambio	(200)	(37.573)	(37.773)
Resultado por unidades de reajuste	270.380	-	270.380
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	258.684	(82.282)	176.402
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(117.301)	30.386	(86.915)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	141.383	(51.896)	89.487
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	141.383	(51.896)	89.487
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	119.402	(23.364)	96.038
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	21.981	(28.532)	(6.551)
GANANCIA (PÉRDIDA)	141.383	(51.896)	89.487

- (i) Corresponde a los resultados que surgen de la posición neta de activos y pasivos monetarios, según define NIC 29. Este resultado se determina mediante la reexpresión de los activos y pasivos no monetarios, como así también de aquellas cuentas de resultados que no se determinen de una base ya actualizada.
- (ii) Corresponde a la diferencia que surge al convertir los resultados de las subsidiarias argentinas a tipo de cambio de cierre, como define NIC 21 cuando se trata de economías hiperinflacionarias, versus tipo de cambio medio, que es la metodología que anteriormente se aplicaba a las empresas argentinas y al resto de las subsidiarias de Enel Américas que operan en otros países de la región (economías no hiperinflacionarias).
- (iii) Suma de (i) + (ii).

9. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

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

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Efectivo en caja	4.647	8.410
Saldos en bancos	784.957	655.226
Depósitos a corto plazo	1.065.378	629.716
Otros instrumentos de renta fija	49.303	179.411
Total	1.904.285	1.472.763

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. Los otros instrumentos de renta fija corresponden 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 efectivo y efectivo equivalente, es el siguiente:

Moneda	Saldo al	
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Pesos Chilenos	151.714	475
Pesos Argentinos	101.209	219.761
Pesos Colombianos	372.361	322.022
Real Brasileño	633.635	470.360
Nuevo Sol Peruano	129.263	145.950
Dólares Estadounidenses	513.667	306.590
Euros	2.436	7.605
Total	1.904.285	1.472.763

- c) La siguiente tabla presenta los principales flujos utilizados en "Otros pagos por actividades de operación" incluidos en el Estado de Flujos de Efectivo:

Otros pagos de actividades de operación	Saldo al		
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$
Pagos por otros impuestos (VAT, ICMS, PIS/COFINS, Impuestos a las ventas, Impuestos aduaneros, impuestos transferencias bancarias) (1)	(2.774.024)	(1.921.496)	(1.228.307)
Pagos por recaudación realizadas por contrato Codensa Hogar (2)	(514.595)	(566.795)	(452.883)
Pagos por la cuenta de desarrollo energético (CDE) (3)	(926.642)	(608.591)	(249.856)
Otros pagos varios de actividades de operación (4)	(1.012.571)	(532.677)	(383.035)
Total otros pagos por actividades de operación	(5.227.832)	(3.629.559)	(2.314.081)

- (1) Los principales componentes de pagos por otros impuestos son los siguientes:

- ICMS: ICMS: Es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte. Los pagos por concepto de ICMS fueron MUS\$2.154.158, MUS\$1.411.772 y MUS\$857.582 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente.
- Impuestos PIS/COFINS: En Brasil, el "Programa de Integração Social" (PIS), es un impuesto de contribución social que pagan las compañías, cuyo objetivo es financiar el pago del seguro de desempleo y de ayuda a trabajadores de baja renta, mientras que el "Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social" (COFINS), es un impuesto de contribución federal, aplicado sobre los ingresos brutos provenientes de las ventas comerciales. Los montos totales pagados por PIS/COFINS fueron MUS\$474.826, MUS\$347.608 y MUS\$203.095 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente.
- Pagos por impuestos a las ventas en Perú por MUS\$81.694, MUS\$70.271 y MUS\$88.084 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente.

- (2) Nuestra filial Colombiana Codensa, firmó un acuerdo con un tercero no relacionado para desarrollar un negocio con los clientes de Codensa. En virtud de este acuerdo, Codensa administra la recaudación de las cuentas por cobrar de la otra parte del acuerdo, dado que ellas son facturadas como parte de las facturas que Codensa emite mensualmente a sus clientes. Los pagos están relacionados con los montos mensualmente cobrados bajo el

acuerdo de administración de cobranza, mientras que los cobros se presentan como “Otros cobros de actividades de la operación”.

- (3) En Brasil, la Ley 10,438/2002 creó la “Conta de Desenvolvimento Energético” (Cuenta de Desarrollo Energético - CDE). La CDE es un fondo gubernamental cuyo objetivo es promover el desarrollo de fuentes alternativas de energía, promover la globalización de los servicios energéticos y subsidiar clientes residenciales de baja renta. El fondo es financiado mediante cargos incluidos en las tarifas a clientes y generadores y contribuciones gubernamentales.
- (4) Otros pagos varios de actividades de operación incluyen diversos tipos de pagos individualmente no significativos que están relacionados con actividades de la operación.

d) La siguiente tabla detalla los cambios en los pasivos que se originan por actividades de financiación del Grupo al 31 de diciembre de 2018 y 2017, incluyendo aquellos cambios que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo. Los pasivos que se originan por actividades de financiación son aquellos para los cuales flujos de efectivo fueron, o flujos de efectivo serán, clasificados en el estado de flujos de efectivo como flujos de efectivo de actividades de financiación:

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al					Cambios que no representan flujos de efectivo							Saldo al	
	01-01-2018 (1)	Flujos de efectivo de financiamiento				Adquisición de subsidiarias	Ventas de subsidiarias	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Costos financieros (2)	Nuevos arrendamientos financieros	Otros cambios		31-12-2018 (1)
		MUS\$	Provenientes MUS\$	Utilizados (3) MUS\$	Intereses Pagados MUS\$									
Préstamos bancarios (Nota 21.1)	1.501.723	933.146	(744.730)	(99.667)	88.749	248.027	-	-	(129.975)	165.292	-	22.093	1.895.909	
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 21.1)	3.178.008	3.605.019	(3.475.288)	(289.093)	(159.362)	1.123.222	-	-	(337.715)	315.051	-	(60.605)	4.058.599	
Arrendamiento financiero (Nota 21.1)	104.492	-	(31.619)	(7.037)	(38.656)	22.677	-	-	(2.992)	8.170	28.143	139	121.973	
Otros préstamos (Nota 21.1)	219.735	-	(81.340)	(15.709)	(97.049)	-	-	-	(23.776)	28.152	-	60.816	187.878	
Instrumentos derivados de cobertura (Nota 23)	3.284	5.474	-	(28.046)	(22.572)	-	-	15.601	(133.070)	27.064	-	1.148	(108.545)	
Instrumentos derivados de no cobertura (Nota 23)	3.162	15.926	-	-	15.926	-	-	(14.065)	1.920	(22.958)	-	(206)	(16.221)	
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 13.1 b)	-	2.686.387	-	-	2.686.387	-	-	-	(86.820)	52.820	-	-	2.652.387	
Otras Cuentas por pagar	112.086	-	-	-	-	-	-	-	-	21.028	-	-	133.114	
Total	5.122.490	7.245.952	(4.332.977)	(439.552)	2.473.423	1.393.926	-	1.536	(712.428)	594.619	28.143	23.385	8.925.094	

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al					Cambios que no representan flujos de efectivo							Saldo al	
	01-01-2017 (1)	Flujos de efectivo de financiamiento				Adquisición de subsidiarias	Ventas de subsidiarias	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Costos financieros (2)	Nuevos arrendamientos financieros	Otros cambios		31-12-2017 (1)
		MUS\$	Provenientes MUS\$	Utilizados (3) MUS\$	Intereses Pagados MUS\$									
Préstamos bancarios (Nota 21.1)	964.845	783.342	(305.915)	(74.135)	403.292	55.421	-	(775)	(11.659)	94.163	-	(3.564)	1.501.723	
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 21.1)	3.154.734	580.365	(573.994)	(237.702)	(231.331)	-	-	-	11.920	230.212	-	12.473	3.178.008	
Arrendamiento financiero (Nota 21.1)	125.190	-	(46.975)	(5.984)	(62.959)	-	-	-	(175)	5.882	17.605	8.949	104.492	
Otros préstamos (Nota 21.1)	63.001	125.345	(221.232)	(25.941)	(121.828)	271.607	-	(8.667)	(13.346)	28.874	-	94	219.735	
Instrumentos derivados de cobertura (Nota 23)	21.069	230	(15.958)	-	(15.728)	-	-	(10.688)	(3.371)	8.874	-	3.128	3.284	
Instrumentos derivados de no cobertura (Nota 23)	-	174	(12.878)	-	(12.704)	-	-	13.235	105	2.526	-	-	3.162	
Préstamos de empresas relacionadas	-	257.453	(257.956)	(229)	(732)	-	-	-	503	229	-	-	-	
Otras cuentas por pagar	118.969	13.995	(26.751)	-	(12.756)	-	-	-	(21.925)	27.798	-	-	112.086	
Total	4.447.808	1.760.904	(1.461.659)	(343.991)	(44.746)	327.028	-	(6.895)	(37.948)	398.558	17.605	21.080	5.122.490	

- (1) Saldo correspondiente a la porción corriente y no corriente.
- (2) Corresponde al devengamiento de intereses.
- (3) El monto de Pagos de préstamos de los ejercicios 2018 y 2017 por MUS\$4.301.358 y MUS\$1.127.892, respectivamente, corresponde al Flujo de Financiamiento Utilizado en Préstamos bancarios, Obligaciones con el público no garantizadas y Otros préstamos de esta conciliación.

10. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

La composición de otros activos financieros al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es la siguiente:

Otros activos financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados (1)	105.372	49.757	14	1.104
Activos financieros medidos a costo amortizado (1)	24.358	43.737	-	27
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados CINIIF 12 (2)	-	-	2.371.635	1.312.871
Activos financieros a valor razonable con cambio en otro resultado Integral	-	-	753	-
Activos financieros medidos a costo amortizado CINIIF 12 (3)	12.655	14.286	354.344	413.435
Instrumentos Derivados Cobertura	44.424	2.168	69.729	19.932
Instrumentos Derivados No Cobertura	23.584	404	-	4.898
Total	210.393	110.352	2.796.475	1.752.267

- (1) Los montos incluidos en activos financieros medidos a valor razonable y activos financieros a costo amortizado, 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 4.g.2 (por ejemplo, con vencimiento superior a 90 días desde el momento de la inversión).
- (2) Corresponden a acuerdos de concesión los cuales incluyen a Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goiás S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A. (cuyos saldos al 31 de diciembre de 2018 son MUS\$871.657, MUS\$487.241, MUS\$33.507 y MUS\$979.230, respectivamente). La legislación vigente establece, entre otros aspectos, que el Gobierno, en su calidad de concedente, utilizará el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para efectuar el pago que le corresponde a las empresas concesionarias, como concepto de indemnización, por aquellos activos que no hayan sido amortizados al final del período de concesión. Mensualmente las distribuidoras ajustan los importes en libros del activo financiero, computado el valor presente de los flujos de efectivo estimados, utilizando la tasa de interés efectiva al pago que le corresponde al fin de la concesión, ver nota 4.d.1.
- (3) Correspondiente a acuerdo de concesión en Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande), ver nota 4.d.1.

11. OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS

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

Otros activos no financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
IVA Crédito Fiscal y Otros Impuestos	41.606	88.115	113.441	97.520
Fondo de aportaciones a Enel Distribución Goiás (*)	43.619	57.654	328.714	280.678
Servicios en curso prestados por terceros	61.725	41.882	-	-
Servicio en curso de I & D y Eficiencia Energética	32.840	13.055	-	-
Depositos Judiciales	-	-	278.261	149.545
Activos en construcción CINIF 12 (**)	-	-	385.171	-
Gastos pagados por anticipado	32.255	15.453	-	-
Otros	95.687	67.473	35.121	32.683
Total	307.732	283.632	1.140.708	560.426

(*) A través de la Ley 17.555 del 20 de enero de 2012, el Estado de Goiás en Brasil creó el Fondo de Aporte a Enel Distribución Goiás (Fundo de Aporte à CELG D - FUNAC), regulado por el decreto N° 7.732, del 28 de septiembre de 2012, con el objetivo de reunir y destinar recursos financieros para el reembolso a Enel Distribución Goiás de los pagos de contingencias de cualquier naturaleza cuyo origen haya ocurrido hasta la venta del control accionario a Eletrobrás, conforme a los términos del acuerdo de accionistas y gestión, así como a los términos de cooperación de FUNAC. Los recursos del referido fondo dependen de aportes a ser efectuados por el gobierno del Estado de Goiás y los créditos recibidos por juicios ganados por Enel Distribución Goiás que son traspasados al fondo. Ver nota 41.

(**) Corresponde a activos en construcción referente a concesiones de las subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goiás S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A.

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

Otros pasivos no financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
IVA Debito Fiscal y Otros Impuestos	256.581	219.019	67.966	81.769
Otros	13.539	34.065	37.257	41.748
Total	270.120	253.084	105.223	123.517

12. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

a) La composición de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es la siguiente:

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	Corrientes		No Corrientes	
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	4.350.373	2.932.551	907.022	616.793
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	3.017.469	2.342.813	171.513	96.367
Otras cuentas por cobrar, bruto (1)	1.332.904	589.738	735.509	520.426

Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	Corrientes		No Corrientes	
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	3.551.022	2.377.789	906.508	616.793
Cuentas comerciales por cobrar, neto	2.264.869	1.791.262	171.513	96.367
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	1.286.153	586.527	734.995	520.426

(1) Incluye principalmente al 31 de diciembre de 2018, cuentas por cobrar al personal por MUS\$22.906 (MUS\$22.330 al 31 de diciembre de 2017); cuentas por cobrar de nuestras subsidiarias brasileñas Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A. como consecuencia de la firma en diciembre de 2014 del addendum en los contratos de concesión en donde se reconoce como compensables determinados costos incurridos por las compañías distribuidoras a recuperar y/o compensar en períodos tarifarios posteriores por MUS\$1.241.355 (MUS\$365.086 al 31 de diciembre de 2017), las cuales se encuentran garantizadas por el estado brasileño; cuentas por cobrar por MUS\$216.699 (MUS\$243.022 al 31 de diciembre de 2017) a consumidores de "baja renta" (bajos ingresos) a los cuales se les realiza un descuento social, lo que determina una tarifa final denominada de "baja renta", donde el Estado brasileño compensa a nuestras subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goías y Enel Distribución Sao Paulo S.A., ese descuento a título de subsidio estatal; cuentas por cobrar relacionadas con proyecto VOSA en Argentina por MUS\$251.909 (MUS\$353.738 al 31 de diciembre de 2017).

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 los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 13.1.

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

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas (*)	Saldo al	
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Con antigüedad menor de tres meses	452.556	410.907
Con antigüedad entre tres y seis meses	133.316	93.335
Con antigüedad entre seis y doce meses	68.973	48.104
Con antigüedad mayor a doce meses	93.200	52.305
Total	748.045	604.651

(*) Estos saldos corresponden a cuentas por cobrar vencidas no deterioradas y a la porción no afecta a provisión de otras cuentas por cobrar vencidas.

c) 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 MUS\$
Saldo al 1 de enero de 2017	288.380
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	124.120
Montos castigados	(81.995)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(18.406)
Otros movimientos	242.663
Saldo al 31 de diciembre de 2017	554.762
Ajuste Saldo Inicial por NIIF 9	10.286
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	114.671
Montos castigados	(47.959)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(106.837)
Otros movimientos	274.942
Saldo al 31 de diciembre de 2018	799.865

(*) Ver Nota 31. Pérdidas por deterioro de activos financieros.

El aumento de las provisiones por deterioro de cuentas comerciales de Enel Américas ascendió a MUS\$114.671 y MUS\$124.120 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente (Ver Nota 31).

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, para los pocos casos que ocurren en cada país, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones. En nuestro negocio de Distribución, considerando las casuísticas propias de cada país, el proceso supone al menos 6 meses en Argentina y Brasil y 12 meses en Colombia y Perú. Con todo, el riesgo de incobrabilidad, y por lo tanto el castigo de nuestros clientes, es limitado. (Ver notas 4.f.3 y 22.5).

d) Información adicional:

- Información adicional estadística requerida por oficio circular N° 715 de la CMF, de fecha 3 de febrero de 2012, (taxonomía XBRL). Ver Anexo 2.
- Información complementaria de Cuentas Comerciales. Ver Anexo 2.1.

13. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

Las transacciones entre sociedades que integran el Grupo Enel Américas 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 Américas es la sociedad italiana Enel S.p.A..

13.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es la siguiente:

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			
							Corriente		No corriente	
							31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Extranjera	Endesa España	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Más de 90 días	18	18	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	1	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	79	35	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	72	-	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	75	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	21	41	108	255
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	32	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	1.289	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	753	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	10	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	3	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	2	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	22	22	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.354	4	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	7	1.489	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	24	16	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	97	94	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	120	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	373	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	879	918	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	267	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.p.a	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	72	-	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	17	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	29	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	36	37	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	3.059	1.670	1.544	2.590
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	1.312	260	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	19	25	-	-
Extranjera	E-Distribuzione Spa	Italia	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	6	12	-	-
Extranjera	E-Distribuzione Spa	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	33	31	-	-
Extranjera	Enel Energia SPA	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	83	87	-	-
Extranjera	Enel Green Power Argentina	Argentina	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	330	594	-	-
Extranjera	Enel Green Power North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	29	6	-	-
78.932.860-9	Gas Atacama Chile	Chile	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	108	126	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia SAS	Colombia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	155	343	-	-
Extranjera	Enel Iberia Srl	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	29	-	-	-
Extranjera	Enel Iberia Srl	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.288	-	-	-
Extranjera	Energética Monzon S.A.C.	Perú	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	191	-	-	-
Extranjera	Energética Monzon S.A.C.	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	254	-	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	194	-	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	230	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Peru (USD)	Perú	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.091	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Peru (USD)	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	1.700	-	-	-
Extranjera	ENEL X S.R.L.	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	149	-	-	-
Total							14.337	7.403	1.652	2.845

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			
							Corriente		No corriente	
							31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A.	España	Matriz común	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	29	57	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	81	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	237	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	237	258	-	-
78.932.860-9	Gas Atacama Chile	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	153	81	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	202	-	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	170	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	11	-	-	-
Extranjera	E-Distribuzione Spa	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	2.439	1.731	-	-
Extranjera	E-Distribuzione Spa	Italia	Matriz Común	Euros	Compra de materiales	Menos de 90 días	-	897	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	136	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	9.850	7.865	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.637	1.302	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	153	261	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	60	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	209	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	17	16	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	2.329	1.809	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	185	270	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	116	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	46	3.198	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	6.422	2.961	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	664	2.386	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	616	-	-	-
Extranjera	Enel Map	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	16.089	-	-	-
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Matriz común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	12	60	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	3.268	1.857	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	11.644	15.972	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	812	603	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	45.886	41.175	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	5.546	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	US\$	Dividendos	Menos de 90 días	186.697	110.188	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	127	232	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	121	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	-	57	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	586	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	38.825	24.302	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	-	274	-	-
76.250.019-1	Enel Green Power Chile Ltda.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	63	63	-	-
Extranjera	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	53	58	-	-
Extranjera	Enel Green Power SPA	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	3.074	80	-	-
Extranjera	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	77	-	-
Extranjera	Enel Iberia SRL	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	155	-	-	-
Extranjera	Enel Iberia SRL	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.315	-	-	-
Extranjera	Enel Sole	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	999	-	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation SRL	Italia	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	2.913	-	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation SRL	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.467	-	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation SRL	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.110	-	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	371	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Peru (USD)	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	101	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Peru (USD)	Peru	Matriz Común	Soles	Compra de Energía	Menos de 90 días	513	-	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	2.171	-	-	-
Extranjera	Cesi S.p.A.	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	343	-	-	-
Extranjera	Endesa Distribución Eléctrica	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	273	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	Colombia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	162	-	-	-
Extranjera	ENEL X S.R.L.	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	523	-	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	Real	Prest. Por pagar (*)	Más de 90 días	2.466.231	-	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	Real	Prest. Por pagar (*)	Más de 90 días	77.566	-	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	Real	Prest. Por pagar (*)	Más de 90 días	108.590	-	-	-
Total							2.996.668	225.027	-	-

(*) Ver nota d) a continuación

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

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

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz común	Otros ingresos de explotación	-	90	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	103	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz común	Otros ingresos de explotación	-	-	65
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A.	España	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	-	-	(127)
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz común	Consumo de combustible	-	-	(16.975)
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(53)	(160)	(39)
76.418.940-K	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	Consumo de gas	-	-	(20.267)
76.418.940-K	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	Transporte de gas	-	-	(13.197)
76.418.940-K	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	Otros ingresos financieros	-	-	2
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	Ventas de energía	-	-	657
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	Peajes	-	-	(223)
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	-	-	(55)
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	Otros gastos fijos de explotación	-	-	(2.438)
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	Servicios externalizados	(1.739)	(2.761)	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz común	Compras de energías	-	-	(2.195)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz común	Peajes	-	-	(63)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	-	-	88
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz común	Ventas de energía	-	-	194
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	-	(234)	(1.214)
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	Otros ingresos de explotación	-	10	4
96.806.130-5	Electrogas S.A. (*)	Chile	Asociada	Peajes	-	-	(1.309)
96.806.130-5	Electrogas S.A. (*)	Chile	Asociada	Consumo de combustible	-	-	259
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz común	Otros ingresos de explotación	-	-	231
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	231	259	-
Extranjera	Enel Ingeniería e I+D+i	Italia	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	-	-	9
Extranjera	Enel Ingeniería e I+D+i	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	-	-	(2.487)
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Ventas de energía	-	-	9.101
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Otros ingresos de explotación	-	-	25
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Otras prestaciones de servicios	-	-	3.280
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Otros gastos fijos de explotación	-	-	(7)
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Peajes	-	-	(1.925)
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quilota Ltda. (*)	Chile	Negocio Conjunto	Peajes	-	-	(364)
Extranjera	Endesa España	España	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(149)	(150)	(170)
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz común	Otros ingresos de explotación	-	-	71
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(2.055)	(1.249)	(821)
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz común	Compras de energías	-	-	(1.208)
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz común	Peajes	-	-	(60)
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	-	-	53
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz común	Ventas de energía	-	-	51
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A. (*)	Chile	Matriz común	Compras de energías	-	-	(4.155)
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A. (*)	Chile	Matriz común	Ventas de energía	-	-	206
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA (*)	Chile	Matriz común	Ventas de energía	-	-	59
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA (*)	Chile	Matriz común	Compras de energía	-	-	(150)
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(1.016)	(12.758)	(18.284)
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(2.144)	(1.686)	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Otros ingresos de explotación	608	593	153
Extranjera	ENEL ITALIA SERVIZI SRL	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(16.630)	(16.805)	-
Extranjera	ENEL ITALIA GLOBAL	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(1.505)	-	(6.120)
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A. (*)	Chile	Matriz común	Compras de energías	-	-	(6.480)
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A. (*)	Chile	Matriz común	Ventas de energía	-	-	38
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(641)	(532)	(487)
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	-	54	19
Extranjera	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	-	(93)	(192)
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Materiales	-	-	5.204
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(55)	(169)	(262)
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros Ingresos financieros	-	-	49
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	-	-	(19)
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros Ingresos financieros	-	-	1.543
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	-	-	77
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(73)	(264)	(4.244)
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	-	(599)
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	-	-	79
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	-	-	128
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	(3.328)	(3.381)
76.788.080-4	Gas Atacama Chile	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(443)	(465)	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros Gastos financieros	-	-	(490)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(8.128)	-	4.244
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros Ingresos financieros	-	431	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	-	-	16
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	(3.931)	(8.055)
Extranjera	Yacofec S.A.	Argentina	Asociada	Otras prestaciones de servicios	8	14	15
Extranjera	Yacofec S.A.	Argentina	Asociada	Otros gastos fijos de explotación	(101)	(162)	(150)
Extranjera	E-Distribuzione Spa	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(619)	(143)	(94)
Extranjera	Enel Energía SPA	Italia	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	3	88	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia SAS	Colombia	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	314	263	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	24.333	31.250	5.411
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(126.627)	(108.947)	(36.486)
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	196	160	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	-	12	280
Extranjera	Enel Green Power Argentina	Argentina	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	-	589	-
Extranjera	Enel Green Power North America Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	24	6	-
Extranjera	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(122)	(58)	-
Extranjera	Enel Green Power Spa	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(3.307)	(81)	-
Extranjera	Enel Iberia SRL	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	-	(283)
Extranjera	Enel Global Thermal Generation SRL	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(5.561)	-	-
Extranjera	Enel Green Power Peru (USD)	Perú	Matriz Común	Peajes de Electricidad	(2.089)	-	-
Extranjera	Enel Green Power Peru (USD)	Perú	Matriz Común	Compra de Energía	(2.802)	-	-
Extranjera	Enel Green Power Peru (USD)	Perú	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	2.371	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	3	-	-
Extranjera	Enel Mapo	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	(15.986)	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(2.238)	-	-
Extranjera	Energética Monzon S.A.C.	Perú	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	380	-	-
Extranjera	Endesa Distribución Eléctrica	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(282)	-	-
Extranjera	ENEL X S.R.L.	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(327)	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz común	Otros Gastos financieros	(43.873)	-	-
Total					(210.274)	(120.141)	(123.198)

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

d) **Transacciones significativas Enel Américas:**

- En mayo de 2017, Enel Américas S.A. otorgó préstamos de corto plazo a Enel Chile S.A. por M\$150.000.000 (MUS\$224.075), los cuales fueron amortizados completamente el 25 de mayo de 2017. Dichos préstamos devengaron una tasa de interés de TIP + 0,05% mensual. Al 31 de diciembre de 2018, no había deuda vigente entre Enel Américas S.A. y Enel Chile S.A.
- El 26 de septiembre de 2018, Enel Finance International NV formalizó con Enel Brasil, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de R\$ 9.400 millones (aproximadamente US\$2.500 millones), el cual fue desembolsado el 5 de octubre de 2018. Los fondos de esta financiación fueron usados para el prepago de las notas promisorias que mantenía Enel Brasil y Enel Sudeste emitidas para la compra de Eletropaulo, hoy Enel Distribución Sao Paulo.

13.2 Directorio y personal clave de la gerencia

Enel Américas 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 al 31 de diciembre de 2018, corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 28 de abril de 2017, el cual quedó conformado por las siguientes personas:

Sr. Francisco de Borja Acha Besga
 Sr. José Antonio Vargas Lleras
 Sr. Livio Gallo
 Sr. Enrico Viale
 Sr. Hernán Somerville Senn
 Sr. Patricio Gómez Sabaini
 Sr. Domingo Cruzat Amunátegui

En sesión de Directorio del 29 de abril de 2016, fueron elegidos como Presidente del Directorio, don Francisco de Borja Acha Besga, como Vicepresidente del Directorio, don José Antonio Vargas Lleras, y como Secretario del Directorio, don Domingo Cruzat Amunátegui.

Asimismo, en la sesión de Directorio antes señalada se procedió a la designación del Comité de Directores, regido por la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas y Sarbanes-Oxley Act, el cual quedó integrado por los Directores independientes señores Hernan Somerville Senn, Patricio Gómez Sabaini y Domingo Cruzat Amunátegui. El Presidente y Secretario del Comité de Directores designados fueron don Hernan Somerville Senn y don Domingo Cruzat Amunátegui, respectivamente.

El Directorio designó como Experto Financiero del Comité de Directores de Enel Américas S.A., a don Hernan Somerville Senn.

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 Américas S.A.

El beneficio consiste en pagar al Directorio una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Directorio. Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 216 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 79,2 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión, todo con un máximo de 16 sesiones en total, sean ordinarias o extraordinarias, dentro del ejercicio correspondiente.

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

En el evento que un Director de Enel Américas tenga participación en más de un Directorio de subsidiarias y/o asociadas, nacionales o extranjeras, o se desempeñare como director o consejero de otras sociedades o personas

jurídicas nacionales o extranjeras en las cuales Enel Américas 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 Américas S.A. y/o de sus subsidiarias o asociadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades subsidiarias, asociadas, o participadas en alguna forma, nacionales o extranjeras de Enel Américas 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 por las respectivas sociedades con las cuales se hallan vinculadas por un contrato de trabajo.

Comité de Directores:

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

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 72 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 26,4 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión. todo con un máximo de 16 sesiones en total, sean ordinarias o extraordinarias, dentro del ejercicio correspondiente.

A continuación, se detallan las retribuciones del Directorio de Enel Américas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016:

RUT	Nombre	Cargo	31-12-2018			
			Período de desempeño	Directorio de Enel Américas MUS\$	Directorio de filiales MUS\$	Comité de Directores MUS\$
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga (1)	Presidente	enero - diciembre 2018	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras (2)	Vicepresidente	enero - diciembre 2018	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale (4)	Director	enero - diciembre 2018	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo (3)	Director	enero - diciembre 2018	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2018	166	-	50
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini (5)	Director	enero - diciembre 2018	163	-	50
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui (6)	Director	enero - diciembre 2018	166	-	50
TOTAL				495	-	150

RUT	Nombre	Cargo	31-12-2017			
			Período de desempeño	Directorio de Enel Américas MUS\$	Directorio de filiales MUS\$	Comité de Directores MUS\$
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga (1)	Presidente	enero - diciembre 2017	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras (2)	Vicepresidente	enero - diciembre 2017	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale (4)	Director	enero - diciembre 2017	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo (3)	Director	enero - diciembre 2017	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2017	121	-	40
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini (5)	Director	enero - diciembre 2017	121	-	39
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui (6)	Director	enero - diciembre 2017	119	-	39
TOTAL				361	-	118

RUT	Nombre	Cargo	31-12-2016			
			Período de desempeño	Directorio de Enel Américas MUS\$	Directorio de filiales MUS\$	Comité de Directores MUS\$
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	January - October 2014	-	-	-
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	Enero - Junio 2016	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Vicepresidente	Mayo - Junio 2016	-	-	-
Extranjero	Francesco Starace	Vicepresidente	Enero - Abril 2016	-	-	-
4.975.992-4	Herman Chadwick Piñera	Director	Enero - Junio 2016	37	-	12
Extranjero	Enrico Viale	Director	Mayo - Junio 2016	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo	Director	Mayo - Junio 2016	-	-	-
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	Enero - Abril 2016	37	-	12
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	Enero - Junio 2016	105	-	35
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	Mayo - Junio 2016	74	-	25
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	Mayo - Junio 2016	74	-	25
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	enero - junio 2016	-	-	-
Extranjero	Alberto de Paoli	Director	Enero - Junio 2016	-	-	-
Extranjero	Francesca Di Carlo	Director	Enero - Junio 2016	-	-	-
TOTAL				327	-	109

(1) Con fecha 30 de septiembre de 2015 el Sr. Francisco de Borja Acha Besga asumió como Presidente, fue nombrado nuevamente como Presidente con fecha 29 de abril de 2016. No percibe honorarios.

(2) El Sr. José Antonio Vargas Lleras fue nombrado como Vicepresidente con fecha 29 de abril de 2016. No percibe honorarios.

(3) El Sr. Livio Gallo fue nombrado como Director el 28 de abril de 2016. No percibe honorarios.

(4) El Sr. Enrico Viale fue nombrado como Director con fecha 28 de abril de 2016. No percibe honorarios.

(5) El Sr. Patricio Gómez Sabaini fue nombrado como Director con fecha 28 de abril de 2016.

(6) El Sr. Domingo Cruzat Amunátegui fue nombrado como Director con fecha 28 de abril de 2016.

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

13.3 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	Maurizio Bezzeccheri (1)	Gerente General
Extranjero	Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira (2)	Gerente Administración, Finanzas y Control
Extranjero	Bruno Stella (3)	Gerente de Planificación y Control
Extranjero	Raffaele Cutrignelli (4)	Gerente de Auditoría Interna
15.307.846-7	José Miranda Montecinos (5)	Gerente de Comunicación
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto	Fiscal y Secretario del Directorio

Los señores José Miranda Montecinos y Domingo Valdés Prieto, ejecutivos principales de Enel Américas, son remunerados exclusivamente por la sociedad Enel Chile S.A. quien es su empleador, pero prestan servicios a la sociedad en virtud de un contrato intercompañía entre dichas sociedades.

(1) El Sr. Maurizio Bezzeccheri asumió el 1 de agosto de 2018 como Gerente General en reemplazo del Sr. Luca D'Agnesse quien presentó su renuncia voluntaria, prestando sus servicios hasta el 31 de julio de 2018.

(2) El Sr. Paolo Pallotti presentó su renuncia voluntaria, prestando sus servicios hasta el 30 de septiembre de 2018. En su reemplazo fue designado el Sr. Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira a partir del 1 de octubre de 2018.

(3) El Sr. Bruno Stella asumió el 1 de julio de 2018 como Gerente de Planificación y Control en reemplazo del Sr. Emanuele Brandolini.

(4) El Sr. Raffaele Cutrignelli asumió el 1 de octubre de 2016 como Gerente de Auditoría Interna.

(5) El Sr. José Miranda Montecinos asumió el 1 de diciembre de 2014 como Gerente de Comunicaciones.

Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

Enel Américas 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		
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$
Remuneración	2.586	4.046	4.917
Beneficios a corto plazo para los empleados	21	119	245
Beneficios por terminación	-	-	86
Total	2.607	4.165	5.248

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.

13.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

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

14. INVENTARIOS

La composición de los inventarios al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Suministros para la producción	29.959	25.989
Petróleo	23.128	16.232
Carbón	6.831	9.757
Repuestos	27.828	23.102
Materiales eléctricos	281.611	196.998
Total	339.398	246.089

No existen inventarios pignorados como garantía de cumplimiento de deudas.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a MUS\$226.843, MUS\$229.308 y MUS\$362.156, respectivamente. Ver Nota 29.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

15. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS

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

Activos por impuestos	Saldo al	
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Pagos provisionales mensuales	44.798	43.235
Otros	6.196	4.158
Total	50.994	47.393

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

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Impuesto a la renta	192.924	172.638
Total	192.924	172.638

16. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

16.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación

- a. A continuación, se presenta un detalle de las inversiones del Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01-01-2018 MUS\$	Adiciones MUS\$	Participación en Ganancia (Pérdida) MUS\$	Dividendos declarados MUS\$	Diferencia de conversión MUS\$	Otro resultado Integral MUS\$	Otros incrementos (decrementos) MUS\$	Economía Hiperinflacionaria Argentina MUS\$	Saldo al 31-12-2018 MUS\$	Provisión patrimonio negativo MUS\$	Saldo al 31-12-2018 MUS\$
Extranjero	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	22,22%	1.221	-	441	(1.145)	39	-	-	-	556	-	556
Extranjero	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	50,00%	14	-	(160)	-	(258)	-	-	640	236	-	236
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	830	-	1.027	(453)	(536)	-	-	-	868	-	868
Extranjero	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	671	-	1.144	(422)	(462)	-	-	-	931	-	931
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	40,90%	11	-	-	-	(6)	-	-	-	5	-	5
TOTAL						2.747	-	2.452	(2.020)	(1.223)	-	-	640	2.596	-	2.596

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01-01-2017 MUS\$	Adiciones MUS\$	Participación en Ganancia (Pérdida) MUS\$	Dividendos declarados MUS\$	Diferencia de conversión MUS\$	Otro resultado Integral MUS\$	Otros incrementos (decrementos) MUS\$	Economía Hiperinflacionaria Argentina MUS\$	Saldo al 31-12-2017 MUS\$	Provisión patrimonio negativo MUS\$	Saldo al 31-12-2017 MUS\$
Extranjero	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	22,22%	-	-	1.606	-	(177)	-	-	-	1.429	(208)	1.221
Extranjero	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	50,00%	17	-	-	-	(3)	-	-	-	14	-	14
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	971	-	1.101	(1.076)	(166)	-	-	-	830	-	830
Extranjero	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	769	-	603	(565)	(136)	-	-	-	671	-	671
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	40,90%	13	-	-	-	(2)	-	-	-	11	-	11
TOTAL						1.770	-	3.310	(1.641)	(484)	-	-	-	2.955	(208)	2.747

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

- Inversiones con influencia significativa.

A continuación, se detalla información financiera al 31 de diciembre de 2018 y 2017 de los estados financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2018									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente MUS\$	Activo no corriente MUS\$	Pasivo corriente MUS\$	Pasivo no corriente MUS\$	Ingresos ordinarios MUS\$	Gastos ordinarios MUS\$	Ganacia (Pérdida) MUS\$	Otro resultado integral MUS\$	Resultado integral MUS\$
Yacylec S.A.	22,22%	2.914	732	1.032	110	2.984	(1.282)	1.702	179	1.881

Inversiones con influencia significativa	Saldo al 31 de diciembre de 2017									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente MUS\$	Activo no corriente MUS\$	Pasivo corriente MUS\$	Pasivo no corriente MUS\$	Ingresos ordinarios MUS\$	Gastos ordinarios MUS\$	Ganacia (Pérdida) MUS\$	Otro resultado integral MUS\$	Resultado integral MUS\$
Yacylec S.A.	22,22%	9.491	811	4.559	249	13.923	(6.666)	7.257	(799)	6.458

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

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

17. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA

A continuación, se presentan los saldos de los activos intangibles distintos de la plusvalía al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

Activos intangibles	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Activos Intangibles bruto	10.257.585	6.423.636
Servidumbre y Derechos de Agua	61.445	58.147
Concesiones	9.917.051	6.156.560
Costos de Desarrollo	13.928	15.180
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	28.947	39.411
Programas Informáticos	234.419	146.509
Otros Activos Intangibles Identificables	1.795	7.829
Activos Intangibles, Amortización y Deterioro	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(4.430.296)	(2.741.157)
Activos Intangibles Identificables	(4.430.296)	(2.741.157)
Servidumbre y Derechos de Agua	(18.210)	(15.665)
Concesiones	(4.279.664)	(2.622.625)
Costos de Desarrollo	(9.673)	(13.124)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(14.829)	(14.158)
Programas Informáticos	(106.201)	(73.210)
Otros Activos Intangibles Identificables	(1.719)	(2.375)
Activos intangibles	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Activos Intangibles netos	5.827.289	3.682.479
Servidumbre y Derechos de Agua	43.235	42.482
Concesiones Neto (1) (*)	5.637.387	3.533.935
Costos de Desarrollo	4.255	2.056
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	14.118	25.253
Programas Informáticos	128.218	73.299
Otros Activos Intangibles Identificables	76	5.454

(1) El detalle de las concesiones es el siguiente:

Empresa titular de la concesión	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Enel Distribución Río S.A.	716.210	1.006.398
Enel Distribución Ceará S.A.	586.767	705.638
Enel Distribución Goiás S.A.	1.500.934	1.821.899
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	2.833.476	-
TOTAL	5.637.387	3.533.935

(*) Ver nota 4.d.1)

La composición y movimientos de los activos intangibles durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, han sido los siguientes:

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	Neto MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 01/01/2018	2.056	42.482	3.533.935	25.253	73.299	5.454	3.682.479
Movimientos en activos intangibles identificables							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	(23)	6.828	523.510	6.236	56.825	-	593.376
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	-	-	2.914.866	-	-	-	2.914.866
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(275)	(5.172)	(840.315)	(1.132)	(20.753)	(7)	(867.654)
Amortización	(524)	(1.653)	(349.932)	(1.995)	(12.865)	(28)	(366.997)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	-	1.647	(1.506)	40	5.162	(5.343)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	1.647	(1.506)	40	5.162	(5.343)	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	(34.273)	-	-	-	(34.273)
Retiros de servicio	-	-	(34.273)	-	-	-	(34.273)
Economía Hiperinflacionaria Argentina	-	-	-	-	12.155	-	12.155
Otros incrementos (disminuciones)	3.021	(897)	(108.898)	(14.284)	14.395	-	(106.663)
Total movimientos en activos intangibles identificables	2.199	753	2.103.452	(11.135)	54.919	(5.378)	2.144.810
Saldo final al 31/12/2018	4.255	43.235	5.637.387	14.118	128.218	76	5.827.289

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	Neto MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 01/01/2017	11.560	40.956	1.683.978	18.849	49.334	5.481	1.810.158
Movimientos en activos intangibles identificables							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	611	2.453	825.256	8.184	34.569	-	871.073
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	-	-	1.824.275	-	-	-	1.824.275
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	272	656	(80.562)	69	(2.483)	1	(82.047)
Amortización	(505)	(1.776)	(226.046)	(1.808)	(10.416)	(28)	(240.579)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	12	40	(133)	19	62	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	12	40	(133)	19	62	-	-
Disposiciones y retiros de servicio	(9.894)	-	(7.087)	(60)	(259)	-	(17.300)
Disposiciones	(9.894)	-	-	-	-	-	-
Retiros de servicio	(9.894)	-	(7.087)	(60)	(259)	-	(17.300)
Otros incrementos (disminuciones)	-	153	(485.746)	-	2.482	-	(483.101)
Total movimientos en activos intangibles identificables	(9.504)	1.526	1.849.957	6.404	23.965	(27)	1.872.321
Saldo final al 31/12/2017	2.056	42.482	3.533.935	25.253	73.299	5.454	3.682.479

Al 31 de diciembre de 2018, las principales adiciones a activos intangibles por concesiones por MUS\$523.510 provienen principalmente de Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Sao Paulo S.A. y Enel Distribución Goias sobre inversiones en redes y extensiones para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, las cuales se registran en el rubro de concesiones, de acuerdo a CINIIF 12 (Ver Nota 4.d.1). Al 31 de diciembre de 2017, las principales adiciones a activos intangibles por un total de MUS\$825.256 provienen principalmente de Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Goias.

Las adiciones de activos intangibles por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018 y 2017 fueron de MUS\$593.376 y MUS\$871.073, respectivamente.

La amortización de activos intangibles ascendió a MUS\$351.114 y MUS\$240.579 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente, la cual se presenta neta de impuestos Pis y Cofins en las subsidiarias brasileñas.

Durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso en el rubro de concesiones por un monto de MUS\$82.662, MUS\$68.186 y MUS\$24.407, respectivamente.

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 registrados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 (Ver Nota 4.e).

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

18. 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 31 de diciembre de 2018 y 2017:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial 01-01-2017 MUS\$	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera MUS\$	Saldo Final 31-12-2017 MUS\$	Combinación de Negocios MUS\$	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera MUS\$	Economía Hiperinflacionaria Argentina MUS\$	Saldo Final 31-12-2018 MUS\$
Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla)	Enel Distribución Río S.A.	260.989	(4.331)	256.658	-	(37.278)	-	219.380
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	14.395	119	14.514	-	(1.171)	-	13.343
Enel Generación El Chocón S.A.	Enel Generación El Chocón S.A.	6.679	(1.123)	5.556	-	(17.227)	37.926	26.255
Enel Distribución Perú S.A.	Enel Distribución Perú	68.704	2.594	71.298	-	(2.951)	-	68.347
EGP Cachoeira Dourada S.A.	EGP Cachoeira Dourada S.A.	95.698	(1.584)	94.114	-	(13.873)	-	80.441
Enel Generación Perú S.A.	Enel Generación Perú	129.315	4.882	134.197	-	(5.554)	-	128.643
Emgesa S.A. E.S.P.	Emgesa S.A. E.S.P.	6.368	53	6.421	-	(519)	-	5.902
Enel Perú S.A.	Enel Distribución Perú	20	1	21	-	(1)	-	20
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	1.215	(20)	1.195	-	(174)	-	1.021
Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce)	Enel Distribución Ceará S.A.	131.375	(2.174)	129.201	-	(18.772)	-	110.429
Enel Distribución Sao Paulo	Enel Distribución Sao Paulo	-	-	-	563.858	(12.069)	-	551.789
Total		714.758	(1.583)	713.175	563.858	(109.389)	37.926	1.205.570

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 31 de diciembre de 2018 (Ver Nota 4.e).

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

1.- Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia e Serviços S.A.)

Con fecha 20 de noviembre de 1996, Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A., en conjunto con Endesa, S.A. y Electricidad de Portugal adquirieron el control de la sociedad Cerj S.A. (actualmente Enel Distribución Río S.A.) del estado de Río de Janeiro en Brasil. Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. compraron en conjunto un 42% del total de acciones, en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño. Adicionalmente, con fecha 31 de diciembre del año 2000, Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. compraron el 18,5%, alcanzando un total de 60,5% directa e indirectamente.

2.- Enel Distribución Ceará S.A. (ex Compañía Energética Do Ceará S.A.)

Entre los años 1998 y 1999, Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A., en conjunto con Endesa, S.A., adquirieron la Compañía de Distribución Eléctrica del Estado de Ceará (actualmente Enel Distribución Ceará S.A.) en el noreste de Brasil en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño.

3.- Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (Codensa S.A.)

Con fecha 23 de octubre del año 1997, Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. adquirieron en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de la sociedad Colombiana Codensa S.A., empresa que distribuye electricidad en Santa Fé de Bogotá de Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

4.- Enel Generación El Chocón S.A.

Con fecha 31 de agosto del año 1993, Enel Generación Chile S.A se adjudicó el 59% de la propiedad de Enel Generación El Chocón en licitación pública internacional convocada por el Gobierno Argentino.

5.- Enel Distribución Perú S.A.

Con fecha 15 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima, Enel Américas S.A. adquirió un 24% de participación adicional del capital social de Enel Distribución Perú S.A.

6.- EGP Cachoeira Dourada S.A.

Con fecha 5 de septiembre del año 1997, nuestra filial Enel Generación Chile S.A se adjudicó el 79% de EGP Cachoeira Dourada S.A. en el estado de Goias, por llamado a licitación pública del Gobierno Brasileño.

7.- Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)

Con fecha 9 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima (Perú), nuestra filial Enel Generación Chile S.A adquirió un 29,3974% de participación adicional del capital social de Enel Generación Perú.

8.- Emgesa S.A. E.S.P.

Con fecha 23 de octubre del año 1997, nuestra subsidiaria Enel Generación Chile S.A adquirió en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de Emgesa S.A.E.S.P. en Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

9.- Enel Distribución Sao Paulo S.A.

Con fecha 7 de junio de 2018, nuestra subsidiaria Enel Brasil adquirió participación accionaria en Enel Distribución Sao Paulo S.A. (ver Nota 7.2).

19. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación, se presentan los saldos de las propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	15.700.505	12.994.643
Construcción en Curso	1.059.070	829.559
Terrenos	163.660	155.485
Edificios	284.496	215.100
Plantas y Equipos de Generación	7.318.697	6.513.960
Infraestructura de Red	6.210.147	4.758.475
Instalaciones Fijas y Accesorios	413.689	293.738
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos	250.746	228.326
Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(7.013.678)	(4.902.176)
Edificios	(147.041)	(87.543)
Plantas y Equipos de Generación	(3.596.514)	(2.562.137)
Infraestructura de Red	(2.984.132)	(2.026.878)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(218.600)	(180.655)
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos	(67.391)	(44.963)
Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	8.686.827	8.092.467
Construcción en Curso	1.059.070	829.559
Terrenos	163.660	155.485
Edificios	137.455	127.557
Plantas y Equipos de Generación	3.722.183	3.951.823
Infraestructura de Red	3.226.015	2.731.597
Instalaciones Fijas y Accesorios	195.089	113.083
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos	183.355	183.363

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, han sido los siguientes:

Movimientos período 2018	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Plantas y Equipos de Generación, Neto	Infraestructura de Red, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 01/01/2018	829.559	155.485	127.557	3.951.823	2.731.597	113.083	183.363	8.092.467
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	795.114	2.781	-	10.505	-	11.325	3.342	823.067
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	-	18.036	18.036
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(248.533)	(21.014)	(28.793)	(443.320)	(850.680)	(26.004)	(8.610)	(1.626.954)
Depreciación	-	-	(6.969)	(275.444)	(194.488)	(23.311)	(11.220)	(511.432)
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (1)	-	-	-	66.988	-	-	-	66.988
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(555.759)	5.203	7.625	174.583	274.079	97.063	(2.795)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(555.759)	5.203	7.625	174.583	274.079	97.063	(2.795)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(555.759)	5.203	7.625	174.583	274.079	97.063	(2.795)	-
Disposiciones y retiros de servicio	(354)	(836)	(5)	(11.016)	(6.323)	(551)	(251)	(19.336)
Disposiciones	-	(820)	(5)	-	-	(59)	-	(884)
Retiros	(354)	(16)	-	(11.016)	(6.323)	(492)	(251)	(18.452)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	(5.825)	-	-	-	(5.825)
Economía Hiperinflacionaria Argentina	221.193	22.045	37.959	260.229	1.246.868	8.194	-	1.796.488
Otros incrementos (disminución)	17.949	(4)	81	(6.340)	24.952	15.290	1.490	53.328
Total movimientos	229.511	8.175	9.898	(229.640)	494.418	82.006	(8)	594.360
Saldo final al 31/12/2018	1.059.070	163.660	137.455	3.722.183	3.226.015	195.089	183.355	8.686.827

Movimientos período 2017	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Plantas y Equipos de Generación, Neto	Infraestructura de Red, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 01/01/2017	848.636	151.430	106.212	4.013.530	2.349.651	93.653	130.044	7.693.156
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	815.269	3	13	6.338	-	3.454	326	825.403
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	13.212	-	13.212
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(37.686)	1.646	(1.362)	18.836	(66.040)	(3.930)	4.936	(83.600)
Depreciación	-	-	(4.729)	(216.852)	(151.856)	(21.403)	(12.895)	(407.535)
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	(10.242)	54.819	-	-	44,577
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(796.707)	2.631	23.609	141.901	547.973	17.961	62.632	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(796.707)	2.631	23.609	141.901	547.973	17.961	62.632	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(796.707)	2.631	23.609	141.901	547.973	17.961	62.632	-
Disposiciones y retiros de servicio	(111)	(169)	(267)	(488)	(3.007)	(2.975)	(73)	(7.090)
Disposiciones	5	(169)	(244)	-	-	(3)	-	(411)
Retiros	(116)	-	(23)	(488)	(3.007)	(2.972)	(73)	(6.679)
Otros incrementos (disminución)	158	(56)	4,081	(1.200)	57	13.111	(1.807)	14,344
Total movimientos	(19,077)	4,055	21,345	(61,707)	381,946	19,430	53,319	399,311
Saldo final al 31/12/2017	829,559	155,485	127,557	3,951,823	2,731,597	113,083	183,363	8,092,467

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

Las principales adiciones a propiedad, planta y equipo corresponden a inversiones en plantas en funcionamiento y a nuevos proyectos por MUS\$823.067 y MUS\$825.403 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente.

En el negocio de generación destacan las inversiones en centrales de ciclo combinado e hidroeléctricas en las subsidiarias Enel Generación Perú S.A., Emgesa y Enel Generación Costanera que implicaron adiciones al 31 de diciembre de 2018 por MUS\$283.241 (al 31 de diciembre 2017 destacan las inversiones en centrales de ciclo combinado e hidroeléctricas en las subsidiarias Enel Generación Perú S.A., Emgesa y Enel Generación Costanera por MUS\$174.259), mientras que en los negocios de distribución las mayores inversiones que han sido realizadas corresponden a extensiones y redes para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, por MUS\$538.025 al 31 de diciembre de 2018 (MUS\$570.574 al 31 de diciembre 2017).

La depreciación de propiedad, planta y equipo ascendió a MUS\$511.326 y MUS\$407.535 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente, la cual se presenta neta de impuestos Pis y Cofins en las subsidiarias brasileñas.

b) Costos capitalizados

b.1) Gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 ascendió a MUS\$19.329, MUS\$8.054 y MUS\$30.939, respectivamente (Ver Nota 34). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 8,52%, 9,44% y 18,06% al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente.

b.2) Gastos de personal capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 ascendió a MUS\$95.335, MUS\$105.000 y MUS\$75.042, respectivamente.

c) Arrendamiento financiero

Al 31 de diciembre de 2018, las propiedades, plantas y equipos incluyen MUS\$183.355 correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero (MUS\$183.363 al 31 de diciembre de 2017).

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

	31-12-2018			31-12-2017		
	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor presente MUS\$	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor presente MUS\$
Menor a un año	39.300	3.633	35.667	26.991	344	26.647
Entre un año y cinco años	97.362	11.056	86.306	83.287	5.442	77.845
Total	136.662	14.689	121.973	110.278	5.786	104.492

Activos en leasing provienen principalmente de Enel Generación Piura y corresponden esencialmente a lo siguiente:

- Contrato de arrendamiento financiero con el Banco de Crédito del Perú, el cual tiene un plazo de 9 años a una tasa fija en dólares estadounidenses de 5,8% y con amortizaciones trimestrales que se iniciaron el 31 de marzo de 2014. Este arrendamiento financiero se suscribió para financiar la Unidad de "Reserva fría de generación".
- Con fecha 21 de julio de 2016, se firmó un contrato de arrendamiento financiero con el Banco de Crédito del Perú. Dicho arrendamiento tiene un plazo de 5 años a una tasa fija en dólares estadounidenses de 3,68% y con amortizaciones trimestrales que iniciaron en el segundo semestre de 2018. Este arrendamiento financiero se suscribió para financiar un compresor y una estación de gas natural para la unidad de "Reserva fría de generación" de la central térmica de Malacas (TG5).
- Contrato de arrendamiento financiero suscrito el 16 de diciembre de 2015 con el Scotiabank, el cual tiene un plazo de 6 años y medio a una tasa fija en dólares estadounidenses de 3,75%, con amortizaciones trimestrales que iniciaron en septiembre de 2017. Este arrendamiento financiero se suscribió para financiar la nueva turbina TG-6 para la Central Térmica Malacas (TG6).

d) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 incluyen MUS\$27.885, MUS\$26.448 y MUS\$17.271, respectivamente, que se relacionan con el devengo durante los citados periodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos fijos en explotación.

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

	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Menor a un año	16.700	15.889
Entre un año y cinco años	44.728	27.689
Más de cinco años	13.294	13.344
Total	74.722	56.922

e) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de diciembre de 2018, compromisos de adquisición de bienes de activo fijo por MUS\$440.385 (MUS\$596.957 al 31 de diciembre de 2017).

ii) Al 31 de diciembre de 2018, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de MUS\$7.692 (MUS\$26.156 al 31 de diciembre de 2017). (Ver Nota 36.1).

iii) La Sociedad y sus subsidiarias extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000 millones (MUS\$1.145.550) para el caso de las generadoras y de MM€50 (MUS\$57.278) 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 (MUS\$572.775). Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro de otros activos no financieros.

iv) Nuestra filial argentina Empresa Distribuidora Sur S.A., debido a la demora en el cumplimiento de ciertos puntos contenidos en el Acta de Acuerdo suscrita con el Gobierno Nacional de Argentina, en especial en lo que se refiere al reconocimiento semestral de ajustes de tarifas por el mecanismo de monitoreo de costos (MMC) y la realización de una Revisión Tarifaria Integral (RTI) previstos en dicha Acta, está afectada fuertemente en su equilibrio financiero.

Al cierre del ejercicio 2011, Enel Américas registró una pérdida por deterioro relacionada a las Propiedades, Plantas y Equipos de Empresa Distribuidora Sur S.A. Al 31 de diciembre de 2017, el monto registrado como deterioro por MUS\$54.819 (ver nota 4.e), fue reversado en su totalidad.

v) En noviembre del 2010, la Compañía firmó el contrato CEQ- 21 con el Consorcio Impregilo – Obras con Huarte Lain (OHL), el cual tenía por objeto la construcción de las obras civiles principales del proyecto hidroeléctrico El Quimbo.

Durante el año 2015 el Consorcio Impregilo OHL presentó ante LA COMPAÑÍA una serie de reclamaciones y notas de órdenes de cambio (Noc's) producto de afectaciones económicas por las obras ejecutadas en el Contrato CEQ-21 Obras Civiles Principales Proyecto Hidroeléctrico EL QUIMBO.

En sesión ordinaria de junta directiva N° 436 celebrada el día 19 de octubre de 2016 fueron realizados los análisis técnicos y legales del contrato pactado entre la Compañía y el Consorcio Impregilo, como resultado de las mesas de negociación previas realizadas entre septiembre de 2015 y marzo de 2016. La compañía en aras de evitar un proceso de arbitraje a futuro, decidió cerrar la negociación con el contratista en el mes de agosto de 2016. La pretensión inicial del contratista era de Col \$204.351 millones (MUS\$62.926) entre reclamaciones y notas de orden de cambio y se acordó pagar el valor de Col \$57.459 millones (MUS\$17.693) más un valor de Col \$2.800 millones (MUS\$862) por el acta de cierre de contrato para un total de \$ Col 60.259 millones (MUS\$18.556); estos valores fueron autorizados por la compañía para ser incluidos dentro del contrato CEQ 021.

En el mes de octubre de 2016, la compañía como parte del análisis de las actividades incluidas dentro de la provisión constituida para garantizar el cumplimiento de las obligaciones derivadas de la construcción de la central, efectuó ajustes a algunas actividades que fueron consideradas no necesarias e incluyendo los reajustes a los precios del contrato acordados en junta directiva y formalizados en addendum 17 y cuyo pago por un monto total de Col \$74.800 millones (MUS\$23.033) fue realizado en febrero de 2017.

vi) En Enel Generación Costanera, producto de la aplicación de NIC 29 – *Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias*, el valor en libros de Propiedades, planta y equipo al 1 de enero de 2018 excedía su valor recuperable, por lo cual se registró un deterioro de MUS\$ 162.274 (equivalentes a ARG M\$3.102.739, al tipo de cambio de dicha fecha). Al cierre del ejercicio 2018 Enel Generación Costanera registró una reversión parcial del deterioro antes mencionado por MUS\$70.513 (equivalentes a ARG M\$2.656.082 al tipo de cambio de cierre de 2018), el cual se reconoció en los resultados del ejercicio, producto principalmente del impacto positivo que la depreciación del peso argentino tuvo sobre los ingresos de la compañía (los ingresos están denominados en dólares).

20. IMPUESTO A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS

a) Impuesto a las ganancias

A continuación, se presentan los componentes del impuesto a las ganancias, correspondiente a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	Saldo al		
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(698.216)	(647.937)	(533.042)
Beneficios de carácter fiscal, procedentes de pérdidas fiscales, créditos fiscales o diferencias temporarias no reconocidos en periodos anteriores utilizadas para reducir el gasto por impuestos del periodo corriente (Créditos y/o beneficios al impuesto corriente)	20.104	30.041	28.471
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	7.692	24.030	(1.666)
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	(267)	485	(316)
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(670.687)	(593.381)	(506.553)
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	228.505	28.259	7.260
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	4.662	54.967	(32.835)
Otros componentes del gasto (ingreso) por impuestos diferido	-	-	-
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	(412)	(8.979)	667
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	232.755	74.247	(24.908)
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(437.932)	(519.134)	(531.461)

A continuación, se presenta la conciliación entre el impuesto a las ganancias que resultaría de aplicar la tasa impositiva general vigente al "Resultado Antes de Impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el Estado de Resultados Integrales Consolidados correspondiente a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	31-12-2018 MUS\$	Tasa	31-12-2017 MUS\$	Tasa	31-12-2016 MUS\$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		2.104.990		1.645.648		1.376.069
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(27,00%)	(568.345)	(25,50%)	(419.637)	(24,00%)	(330.256)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(6,64%)	(139.772)	(10,93%)	(179.788)	(12,04%)	(165.722)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	19,16%	403.399	8,39%	138.031	5,54%	76.231
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(6,90%)	(145.156)	(7,76%)	(127.758)	(18,01%)	(247.867)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	0,22%	4.662	3,34%	54.967	(2,39%)	(32.835)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	0,37%	7.692	1,46%	24.030	(0,12%)	(1.666)
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	(0,02%)	(412)	(0,55%)	(8.979)	0,05%	667
Corrección monetaria tributaria (inversiones en empresas del grupo, asociadas y negocios conjuntos y patrimonio)		-		-	12,35%	169.987
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	6,20%	130.413	(6,05%)	(99.497)	(14,62%)	(201.205)
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(20,80%)	(437.932)	(31,55%)	(519.134)	(38,62%)	(531.461)

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas a continuación.

b) Impuestos diferidos

La siguiente tabla muestra los saldos de los activos y pasivos por impuestos diferidos presentados en el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

Activos/(Pasivos) por Impuestos Diferidos	31 de diciembre de 2018		31 de diciembre de 2017	
	Activos MUS\$	Pasivos MUS\$	Activos MUS\$	Pasivos MUS\$
Depreciaciones	12.514	(362.295)	77.084	(409.305)
Amortizaciones	7.206	(24.400)	8.617	(29.383)
Obligaciones por beneficios post-empleo	374.105	(154)	83.968	(199)
Revaluaciones de instrumentos financieros	3.290	(8.364)	10.785	(7.507)
Pérdidas fiscales	258.589	-	-	-
Provisiones	803.708	(210.459)	313.092	(168.774)
Provisión Contingencias Civiles	256.544	-	46.147	-
Provisión Contingencias Trabajadores	32.360	-	33.669	-
Provisión cuentas incobrables	235.875	-	99.420	-
Provisión cuentas de Recursos Humanos	14.730	-	4.782	-
Activos financieros IFRIC 12	-	(196.683)	-	(119.729)
Otras Provisiones	264.199	(13.776)	129.074	(49.045)
Otros Impuestos Diferidos	271.041	(1.237.814)	65.327	(198.645)
Amortización PPA - CELG	-	(682.399)	-	(134.830)
Corrección Monetaria - Argentina	-	(265.047)	-	-
Otros Impuestos Diferidos	271.041	(290.368)	65.327	(63.815)
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos antes de compensación	1.730.453	(1.843.486)	558.873	(813.813)
Compensación de activos/(pasivos) por impuestos	(1.297.416)	1.297.416	(358.502)	358.502
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos después de compensación	433.037	(546.070)	200.371	(455.311)

El origen y movimientos de los activos y pasivos por impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	Saldo neto al 1 de enero de 2018 antes de la aplicación de IFRS 9	Efectos primera aplicación IFRS 9 e IFRS 15 y NIC 29	Saldo neto al 1 de enero de 2018 después de la aplicación de IFRS 9	Movimientos					Saldo neto al 31 de diciembre de 2018
				Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	
				MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	
Depreciaciones	(332.221)	26	(332.195)	(25.314)	-	-	27.654	(19.926)	(349.781)
Amortizaciones	(20.766)	-	(20.766)	145	-	-	2.937	490	(17.194)
Obligaciones por beneficios post-empleo	83.769	-	83.769	1.362	59.036	262.299	(31.463)	(1.052)	373.951
Revaluaciones de instrumentos financieros	3.278	-	3.278	(8.149)	1.103	-	(85)	(1.221)	(5.074)
Pérdidas fiscales	-	-	-	274.706	-	-	(16.117)	-	258.589
Provisiones	144.318	5.626	149.944	120.906	5	340.549	(70.557)	52.407	593.249
Provisión Contingencias Civiles	46.147	-	46.147	7.183	-	218.400	(14.989)	(197)	256.544
Provisión Contingencias Trabajadores	33.669	-	33.669	(705)	-	-	(540)	(64)	32.360
Provisión cuentas incobrables	99.420	5.626	105.046	111.533	-	34.765	(15.218)	(251)	235.875
Provisión cuentas de Recursos Humanos	4.782	-	4.782	6.685	-	4.028	(870)	105	14.730
Activos financieros IFRIC 12	(119.729)	-	(119.729)	(30.739)	-	(54.965)	7.689	1.061	(196.683)
Otras Provisiones	80.029	-	80.029	26.949	-	138.321	(46.629)	51.753	250.423
Otros Impuestos Diferidos	(133.318)	(302.459)	(435.777)	(130.901)	5	(542.490)	216.005	(73.615)	(966.773)
Amortización PPA - CELG	(134.830)	-	(134.830)	12.105	-	(616.685)	54.726	2.285	(682.399)
Corrección Monetaria - Argentina	(2.883)	(302.459)	(305.342)	(111.518)	-	-	151.813	-	(265.047)
Otros Impuestos Diferidos	4.395	-	4.395	(31.488)	5	74.195	9.466	(75.900)	(193.327)
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	(254.940)	(296.807)	(551.747)	232.755	60.144	60.358	128.374	(42.917)	(113.033)

Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	Saldo neto al 1 de enero de 2017	Movimientos					Saldo neto al 31 de diciembre de 2017
		Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Adquisiciones	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Depreciaciones	(290.192)	(55.917)	-	-	(6.885)	20.773	(332.221)
Amortizaciones	(21.066)	147	-	-	153	-	(20.766)
Obligaciones por beneficios post-empleo	80.129	778	4.590	-	(1.258)	(470)	83.769
Revaluaciones de instrumentos financieros	9.386	(888)	(3.796)	-	8	(1.432)	3.278
Provisiones	104.105	75.463	-	-	(11.652)	(23.598)	144.318
Provisión Contingencias Civiles	47.456	444	-	-	(47)	(1.706)	46.147
Provisión Contingencias Trabajadores	30.366	3.457	-	-	(154)	-	33.669
Provisión cuentas incobrables	101.579	(362)	-	-	(1.797)	-	99.420
Provisión cuentas de Recursos Humanos	8.507	(4.579)	-	-	218	636	4.782
Activos financieros IFRIC 12	(107.417)	(12.312)	-	-	-	-	(119.729)
Otras Provisiones	23.614	88.815	-	-	(9.872)	(22.528)	80.029
Otros Impuestos Diferidos	(31.374)	54.664	27	(162.842)	7.992	(1.785)	(133.318)
Amortización PPA - CELG	-	4.528	-	(139.358)	-	-	(134.830)
Otros Impuestos Diferidos	(31.374)	50.136	27	(23.484)	7.992	(1.785)	1.512
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	(149.012)	74.247	821	(162.842)	(11.642)	(6.512)	(254.940)

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Gerencia del Grupo considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas sociedades del Grupo son suficientes para recuperar estos activos.

- c) Al 31 de diciembre de 2018, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de MUS\$26.244 (MUS\$358.487 al 31 de diciembre de 2017) (Ver nota 4.p).

En relación con las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias y en determinados negocios conjuntos, el Grupo Enel Américas, no ha reconocido pasivos por impuestos diferidos asociados con utilidades no distribuidas, considerando que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de estas diferencias temporarias impositivas, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2018 asciende a MUS\$2.553.012 (MUS\$1.424.219 al 31 de diciembre de 2017). Por otra parte, tampoco se han registrado activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles relacionadas con inversiones en subsidiarias y en determinados negocios conjuntos para las cuales no se espera que reviertan en un futuro previsible o no se disponga de ganancias fiscales para su utilización. Al 31 de diciembre de 2018, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a MUS\$2.487.133 (MUS\$3.124.740 al 31 diciembre de 2017).

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. El siguiente es un resumen de los períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Período
Chile	2015-2017
Argentina	2013-2017
Brasil	2013-2017
Colombia	2015-2017
Perú	2014-2017

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

A continuación, se detallan los efectos por impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales atribuibles tanto a los propietarios de la controladora como a las participaciones no controladoras por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2018:

Efectos por Impuestos a las Ganancias de los Componentes de Otros Resultados Integrales	31 de diciembre de 2018			31 de diciembre de 2017			31 de diciembre de 2016		
	Importe antes de Impuestos MUS\$	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias MUS\$	Importe después de Impuestos MUS\$	Importe antes de Impuestos MUS\$	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias MUS\$	Importe después de Impuestos MUS\$	Importe antes de Impuestos MUS\$	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias MUS\$	Importe después de Impuestos MUS\$
Activos Financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(458)	-	(458)	(829)	-	(829)	976	-	976
Cobertura de Flujos de efectivo	(2.727)	1.354	(1.373)	12.735	(5.088)	7.647	28.731	(6.816)	21.915
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	-	-	-	-	-	-	(20.832)	-	(20.832)
Diferencias de cambio por conversión	(1.575.134)	-	(1.575.134)	(95.501)	-	(95.501)	214.887	-	214.887
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	(177.527)	59.684	(117.843)	(4.941)	3.694	(1.247)	(29.399)	9.592	(19.807)
Impuesto a las Ganancias Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	(1.755.846)	61.038	(1.694.808)	(88.536)	(1.394)	(89.930)	194.363	2.776	197.139

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, es la siguiente:

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	31 de diciembre de 2018 MUS\$	31 de diciembre de 2017 MUS\$	31 de diciembre de 2016 MUS\$
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales	60.144	821	10.100
Impuestos corrientes sobre movimientos de reservas coberturas (hedge de ingresos y derivados)	894	(1.292)	(21)
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas en planes de beneficios definidos	-	(896)	(710)
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales de Operaciones Discontinuas	-	-	(6.593)
Otros impuestos diferidos	-	(27)	-
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	61.038	(1.394)	2.776

- d) En Colombia, la ley 1943 de 2018, modificó la tarifa del impuesto de renta a partir del año gravable 2019 definiendo las siguientes tarifas: año 2019 al 33%, año 2020 al 32%, año 2021 al 31%, año 2022 y siguientes al 30%, la cual recae sobre la renta gravables obtenidas durante cada año. El efecto de las diferencias temporales que impliquen el pago de un menor o mayor impuesto sobre la renta en el año corriente, se contabiliza como impuesto diferido crédito o débito respectivamente a las tasas de impuestos vigentes cuando se revertan las diferencias (33% para el 2019, 32% para el 2020, 31% para el 2021 y 30% a partir del 2022), siempre que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán en el futuro y además para el activo, que en ese momento se generará suficiente renta gravable.

Las subsidiarias colombianas producto de este incremento en las tasas, reconocieron el 31 de diciembre de 2018 las variaciones de sus activos y pasivos por impuestos diferidos. El cargo neto a resultados fue de MUS\$ 4.662.

21. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

El saldo de otros pasivos financieros al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Otros pasivos financieros	31 de diciembre de 2018		31 de diciembre de 2017	
	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$
Préstamos que devengan intereses	1.642.504	4.621.855	670.916	4.333.042
Instrumentos derivados de cobertura (*)	5.595	13	17.582	7.802
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	-	-	1.270	8.671
Total	1.648.099	4.621.868	689.768	4.349.515

(*) Ver Nota 23.2.a

(**) Ver Nota 23.2.b

a. Préstamos que devengan intereses.

El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos que devengan intereses al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Clases de Préstamos que Devengan Intereses	31 de diciembre de 2018		31 de diciembre de 2017	
	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$
Préstamos bancarios	1.041.653	854.256	336.937	1.164.786
Obligaciones con el público no garantizadas	441.946	2.626.127	271.173	2.726.159
Obligaciones garantizadas	67.805	922.721	492	180.184
Arrendamiento financiero	35.667	86.306	26.647	77.845
Otros préstamos	55.433	132.445	35.667	184.068
Total	1.642.504	4.621.855	670.916	4.333.042

El desglose por monedas y vencimientos de los préstamos bancarios al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
					Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2018	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Vencimiento			Total No Corriente al 31-12-2018
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses				Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$			
Chile	US\$	4,99%	3,36%	Sin Garantía	-	352.387	352.387	-	-	-	-	-	-
Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1	-	1	-	-	-	-	-	-
Perú	US\$	3,52%	3,40%	Sin Garantía	424	-	424	-	-	-	-	-	-
Perú	Soles	3,78%	3,75%	Sin Garantía	35	25.857	25.892	-	22.192	-	-	-	22.192
Colombia	\$ Col	6,28%	6,12%	Sin Garantía	66.549	40.037	106.586	33.223	10.967	9.238	9.238	4.619	67.285
Brasil	US\$	4,54%	4,53%	Sin Garantía	83.974	303.104	387.078	271.452	203.283	-	-	-	2.776
Brasil	Real	6,22%	6,07%	Sin Garantía	76.231	93.054	169.285	91.260	86.152	52.845	19.310	37.701	287.268
Total					227.214	814.439	1.041.653	395.935	322.594	62.083	28.548	45.096	854.256

Cuadratura

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
					Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2017	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Vencimiento			Total No Corriente al 31-12-2017
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses				Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$			
Perú	US\$	3,34%	3,23%	Sin Garantía	8.859	1.265	10.124	422	-	-	-	-	422
Perú	Soles	5,43%	5,32%	Sin Garantía	22.268	27.471	49.739	-	-	-	-	-	-
Colombia	US\$	1,90%	1,88%	Sin Garantía	35.414	-	35.414	-	-	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	7,28%	7,10%	Sin Garantía	13.030	17.085	30.115	88.625	64.963	15.459	13.623	20.434	203.104
Brasil	US\$	3,80%	3,83%	Sin Garantía	7.595	37.076	44.671	407.459	293.720	53.532	30.856	5.762	791.329
Brasil	Real	11,86%	10,84%	Sin Garantía	56.245	110.629	166.874	61.436	17.302	87.643	2.086	1.464	169.931
Total					143.411	193.526	336.937	557.942	375.985	156.634	46.565	27.660	1.164.786

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos bancarios al 31 de diciembre de 2018 asciende a MUS\$1.856.032 (MUS\$1.470.194 al 31 de diciembre de 2017). En ambos ejercicios los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (ver Nota 4.h).

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre de 2018								
										Corriente			No Corriente				Total No Corriente MUSS	
										Menos de 90 días MUSS	Más de 90 días MUSS	Total Corriente MUSS	Uno a Dos Años MUSS	Dos a Tres Años MUSS	Tres a Cuatro Años MUSS	Cuatro a Cinco Años MUSS		Más de Cinco Años MUSS
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Citibank	Brasil	US\$	1,91%	1,90%	Al Vencimiento	31	37.119	37.150	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Brasil	US\$	5,03%	5,02%	Al Vencimiento	76.126	-	76.126	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	9,17%	9,04%	Mensual	9.166	26.812	35.978	29.483	21.773	3.322	2.079	-	56.657
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Itau	Brasil	US\$	4,81%	4,80%	Al Vencimiento	1.593	-	1.593	-	75.601	-	-	-	75.601
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	12,11%	12,06%	Mensual	10.445	29.043	39.488	32.740	-	27.811	-	-	93.291
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Citibank	Brasil	US\$	3,77%	3,76%	Al Vencimiento	31	-	31	-	97.220	-	-	-	97.220
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Tokyo	Colombia	\$ Col	8,49%	8,32%	Al Vencimiento	63.094	-	63.094	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Tokyo	Colombia	\$ Col	9,01%	8,82%	Al Vencimiento	244	24.943	25.187	24.942	-	-	-	-	24.942
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota S.A.	Colombia	\$ Col	6,90%	6,69%	Trimestral	753	-	753	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco AV Villas	Colombia	\$ Col	6,49%	6,30%	Trimestral	384	-	384	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	\$ Col	6,55%	6,36%	Trimestral	200	385	585	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	\$ Col	6,60%	6,40%	Trimestral	386	1.132	1.518	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	5,15%	5,03%	Trimestral	79	225	304	67	-	-	-	-	67
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	5,24%	5,12%	Trimestral	66	193	259	57	-	-	-	-	57
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	5,28%	5,16%	Trimestral	35	105	140	31	-	-	-	-	31
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	5,15%	5,03%	Trimestral	134	379	513	220	-	-	-	-	220
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	5,24%	5,12%	Trimestral	85	248	333	144	-	-	-	-	144
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	5,32%	5,20%	Trimestral	80	237	317	138	-	-	-	-	138
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	5,98%	5,82%	Trimestral	206	605	811	655	164	-	-	-	819
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	5,81%	5,66%	Trimestral	108	293	401	310	155	-	-	-	465
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	5,90%	5,75%	Trimestral	158	449	607	476	238	-	-	-	714
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Agrario	Colombia	\$ Col	6,30%	6,13%	Trimestral	537	1.509	2.046	1.564	1.172	-	-	-	2.736
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,52%	3,40%	Trimestral	424	-	424	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Itau CCB	Brasil	Real	10,01%	10,00%	Annual	13.146	-	13.146	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	7,00%	6,93%	Annual	173	19.351	19.524	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	Real	10,01%	10,00%	Mensual	1.374	-	1.374	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDDES	Brasil	Real	9,28%	9,15%	Mensual	4.803	14.060	18.863	15.282	11.753	1.620	1.089	-	29.744
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	US\$	5,70%	5,69%	Al Vencimiento	30	-	30	-	-	-	-	2.776	2.776
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	Real	6,34%	6,33%	Mensual	255	559	814	5.610	8.415	8.415	8.415	36.462	67.317
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Nota Promissória	Brasil	Real	6,80%	6,79%	Al Vencimiento	2.041	-	2.041	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Peru	Perú	Soles	4,16%	4,10%	Al Vencimiento	35	-	35	-	22.192	-	-	-	22.192
Extranjero	Emgesa S.A. E. S. P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	6,37%	6,27%	Semestral	-	9.334	9.334	4.619	9.238	9.238	9.238	4.619	36.952
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	BNP Paribas	Brasil	US\$	3,63%	3,63%	Al Vencimiento	1.249	265.985	267.234	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Golas S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU 4131 CELG - CE 0720L401	Brasil	US\$	4,63%	4,62%	Semestral	1.522	-	1.522	75.601	-	-	-	-	75.601
Extranjero	Enel Distribución Golas S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU 4131 CELG - CE 0820L401	Brasil	US\$	4,60%	4,59%	Semestral	1.391	-	1.391	95.108	-	-	-	-	95.108
Extranjero	Enel Distribución Golas S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU 4131 CELG - CE 0221L401	Brasil	US\$	5,46%	5,45%	Semestral	542	-	542	-	30.462	-	-	-	30.462
Extranjero	Enel Distribución Golas S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU 4131 CELG - CE 0718L401	Brasil	US\$	5,77%	5,76%	Semestral	909	-	909	40.345	-	-	-	-	40.345
Extranjero	Enel Distribución Golas S.A.	Brasil	Extranjero	BNDDES -FINAME CAPITAL DE GIRO	Brasil	Real	10,06%	9,61%	Trimestral	167	-	167	4.965	8.368	8.368	4.183	-	25.884
Extranjero	Enel Distribución Golas S.A.	Brasil	Extranjero	CCB ALFA	Brasil	Real	7,41%	7,40%	Al Vencimiento	33.561	-	33.561	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Fortaleza	Brasil	Extranjero	Banco Citibank	Brasil	US\$	4,66%	4,65%	Al Vencimiento	560	-	560	60.398	-	-	-	-	60.398
Extranjero	Enel Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	Soles	3,40%	3,40%	Al Vencimiento	-	25.857	25.857	-	-	-	-	-	-
94.271.000-	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BNP Paribas NY	E.E.U.U.	US\$	4,99%	3,36%	Al Vencimiento	-	105.000	105.000	-	-	-	-	-	-
94.271.000-	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Citibank N.A	E.E.U.U.	US\$	4,99%	3,36%	Al Vencimiento	-	35.000	35.000	-	-	-	-	-	-
94.271.000-	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Credit Agricole CIB	E.E.U.U.	US\$	4,99%	3,36%	Al Vencimiento	-	37.387	37.387	-	-	-	-	-	-
94.271.000-	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	JPMorgan Chase Bank	E.E.U.U.	US\$	4,99%	3,36%	Al Vencimiento	-	35.000	35.000	-	-	-	-	-	-
94.271.000-	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Sumitomo Mitsui Banking	E.E.U.U.	US\$	4,99%	3,36%	Al Vencimiento	-	70.000	70.000	-	-	-	-	-	-
94.271.000-	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Societe Generale	E.E.U.U.	US\$	4,99%	3,36%	Al Vencimiento	-	35.000	35.000	-	-	-	-	-	-
94.271.000-	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BBVA New York Branch	E.E.U.U.	US\$	4,99%	3,36%	Al Vencimiento	-	35.000	35.000	-	-	-	-	-	-
94.271.000-	Enel Américas S.A.	Chile	97036000-k	Linea sobregiro (banco santander)	Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	1	-	1	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FINEP - 1º Protocolo	Brasil	Real	4,00%	4,00%	Mensual	397	1.180	1.577	262	-	-	-	-	262
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FINEP - 2º Protocolo	Brasil	Real	11,98%	11,80%	Mensual	703	2.049	2.752	2.918	3.103	3.309	3.544	1.239	14.113
Totales										227.214	814.439	1.041.653	395.935	322.594	62.083	28.548	45.096	854.256

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre de 2017										
										Corriente			No Corriente				Total No Corriente MUS\$			
										Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$		Más de Cinco Años MUS\$		
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Citibank	Brasil	US\$	4.13%	4.12%	Al Vencimiento	778	-	37.854	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Brasil	US\$	3.37%	3.36%	Al Vencimiento	708	37.076	708	75.938	-	-	-	-	-	-	75.938
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	10.57%	10.51%	Mensual	20.080	32.334	52.414	39.121	31.839	22.490	4.410	2.989	-	100.849	
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Itau	Brasil	US\$	4.29%	4.28%	Al Vencimiento	1.594	-	1.594	-	-	75.512	-	-	-	75.512	
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	10.83%	9.86%	Mensual	966	6.894	7.860	31.042	31.042	26.446	-	-	-	119.572	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Tokyo	Colombia	\$ Col	8.49%	8.32%	Al Vencimiento	1.626	-	1.626	66.996	-	-	-	-	-	66.996	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Tokyo	Colombia	\$ Col	9.01%	8.82%	Al Vencimiento	-	279	279	-	54.266	-	-	-	-	54.266	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota S.A.	Colombia	\$ Col	7.72%	7.46%	Trimestral	836	2.462	3.298	722	-	-	-	-	-	722	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco AV Villas	Colombia	\$ Col	7.50%	7.26%	Trimestral	424	1.256	1.680	368	-	-	-	-	-	368	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	\$ Col	7.45%	7.25%	Trimestral	277	-	905	556	-	-	-	-	-	556	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	\$ Col	7.44%	7.24%	Trimestral	536	1.256	1.792	1.452	-	-	-	-	-	1.452	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	6.21%	6.07%	Trimestral	112	245	357	282	71	-	-	-	-	353	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	6.10%	5.97%	Trimestral	91	212	303	242	61	-	-	-	-	303	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	5.86%	5.83%	Trimestral	46	117	163	132	33	-	-	-	-	165	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	6.21%	6.07%	Trimestral	197	407	604	466	233	-	-	-	-	699	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	6.07%	5.94%	Trimestral	121	268	389	304	152	-	-	-	-	456	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	6.03%	5.90%	Trimestral	109	259	368	291	145	-	-	-	-	436	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	6.72%	6.56%	Trimestral	322	628	950	695	695	174	-	-	-	1.564	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	6.86%	6.69%	Trimestral	180	294	474	330	330	165	-	-	-	825	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	6.75%	6.59%	Trimestral	259	456	715	505	505	253	-	-	-	1.263	
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Agrario	Colombia	\$ Col	7.15%	6.97%	Trimestral	899	1.507	2.406	1.661	1.661	1.246	-	-	-	4.568	
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Perú	US\$	3.15%	3.05%	Trimestral	8.422	-	8.422	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3.52%	3.40%	Trimestral	437	1.265	1.702	422	-	-	-	-	-	422	
Extranjero	Enel Cien S.A. (EX Cien S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	9.35%	8.84%	Mensual	419	1.216	1.635	1.621	811	-	-	-	-	2.432	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Itau Brasil	Brasil	Real	12.17%	11.28%	Anual	15.766	-	15.766	15.094	-	-	-	-	-	15.094	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	10.29%	10.14%	Anual	795	45.280	46.075	22.640	-	-	-	-	-	22.640	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7.85%	7.70%	Mensual	1.630	4.808	6.438	1.603	-	-	-	-	-	1.603	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	10.79%	10.66%	Mensual	8.891	15.359	24.250	20.478	16.491	12.131	2.086	1.464	-	52.650	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	US\$	4.67%	4.66%	Al Vencimiento	27	-	27	-	-	-	-	-	2.773	2.773	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5.83%	5.71%	Al Vencimiento	6.624	-	6.624	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5.10%	5.01%	Al Vencimiento	29	4.630	4.659	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5.10%	5.01%	Al Vencimiento	47	7.717	7.764	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5.10%	5.01%	Al Vencimiento	35	7.407	7.442	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5.10%	5.01%	Al Vencimiento	33	7.717	7.750	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Santander	Perú	Soles	6.35%	6.20%	Al Vencimiento	15.500	-	15.500	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	9.43%	9.21%	Al Vencimiento	5.160	5.024	10.184	10.050	5.024	10.048	10.050	15.074	-	50.246	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	9.85%	9.62%	Al Vencimiento	1.835	1.787	3.622	3.573	1.787	3.573	3.573	5.360	-	17.866	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	US\$	1.90%	1.88%	Al Vencimiento	35.414	-	35.414	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	BNP PARIBAS	Brasil	US\$	3.24%	3.22%	Al Vencimiento	1.158	-	1.158	261.358	-	-	-	-	-	261.358	
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Daycoval (75272/2014)	Brasil	Real	14.99%	13.59%	Mensual	653	650	1.303	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	BCV - Banco de Crédito e Varejo (1310/2015)	Brasil	Real	15.86%	12.91%	Mensual	1.782	587	2.369	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	BCV - Banco de Crédito e Varejo (1360/2015)	Brasil	Real	15.86%	12.91%	Mensual	5.263	3.501	8.764	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU 4131 CELG	Brasil	US\$	4.02%	4.05%	Semestral	1.533	-	1.533	-	-	75.513	-	-	-	75.513	
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU 4131 CELG	Brasil	US\$	3.67%	4.02%	Semestral	1.398	-	1.398	-	-	94.998	-	-	-	94.998	
Extranjero	Enel Generación Fortaleza	Brasil	Extranjero	Banco Citibank	Brasil	US\$	2.98%	2.96%	Al Vencimiento	399	-	399	-	-	60.328	-	-	-	60.328	
Totales										143.411	193.526	336.937	557.942	375.985	156.634	46.565	27.660	1.164.786		

b. Obligaciones con el Público No Garantizadas

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

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

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31-12-2018 MUS
				Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2018 MUS	Vencimiento					
				Uno a Tres Meses MUS	Tres a Doce Meses MUS		Uno a Dos Años MUS	Dos a Tres Años MUS	Tres a Cuatro Años MUS	Cuatro a Cinco Años MUS	Más de Cinco Años MUS	
Chile	US\$	5,30%	Sin Garantía	-	4.471	4.471	-	-	-	-	584.411	584.411
Chile	U.F.	5,75%	Sin Garantía	-	6.197	6.197	6.493	6.866	3.242	-	-	16.601
Perú	US\$	6,64%	Sin Garantía	8.865	-	8.865	9.998	-	-	-	9.998	19.996
Perú	Soles	6,34%	Sin Garantía	11.201	58.856	70.057	38.466	29.589	34.028	47.343	194.670	344.096
Brasil	Real	7,91%	Sin Garantía	39.767	45.425	85.192	45.523	91.691	45.152	31.142	87.900	301.408
Colombia	\$ Col	7,44%	Sin Garantía	204.979	62.185	267.164	101.922	310.944	267.761	149.309	529.679	1.359.615
Total				264.812	177.134	441.946	202.402	439.090	350.183	227.794	1.406.658	2.626.127

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31-12-2017 MUS
				Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2017 MUS	Vencimiento					
				Uno a Tres Meses MUS	Tres a Doce Meses MUS		Uno a Dos Años MUS	Dos a Tres Años MUS	Tres a Cuatro Años MUS	Cuatro a Cinco Años MUS	Más de Cinco Años MUS	
Chile	US\$	5,30%	Sin Garantía	-	4.405	4.405	-	-	-	-	582.676	582.676
Chile	U.F.	5,75%	Sin Garantía	-	6.458	6.458	6.746	7.134	7.544	3.412	-	24.836
Perú	US\$	6,59%	Sin Garantía	10.991	-	10.991	8.179	10.016	-	-	10.016	28.211
Perú	Soles	6,29%	Sin Garantía	3.648	2.615	6.263	66.364	40.127	30.867	35.497	221.594	394.449
Brasil	Real	7,35%	Sin Garantía	944	43.467	44.411	-	-	52.152	52.602	44.909	149.663
Colombia	\$ Col	8,69%	Sin Garantía	37.900	160.745	198.645	253.473	110.856	337.987	190.818	653.190	1.546.324
Total				53.483	217.690	271.173	334.762	168.133	428.550	282.329	1.512.385	2.726.159

c. Obligaciones con el Público Garantizadas

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

- Resumen de Obligaciones con el Público Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31-12-2018 MUS
				Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2018 MUS	Vencimiento					
				Uno a Tres Meses MUS	Tres a Doce Meses MUS		Uno a Dos Años MUS	Dos a Tres Años MUS	Tres a Cuatro Años MUS	Cuatro a Cinco Años MUS	Más de Cinco Años MUS	
Brasil	Real	7,31%	Con Garantía	16.266	51.539	67.805	154.273	180.705	178.330	255.098	154.315	922.721
Total				16.266	51.539	67.805	154.273	180.705	178.330	255.098	154.315	922.721

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31-12-2017 MUS
				Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2017 MUS	Vencimiento					
				Uno a Tres Meses MUS	Tres a Doce Meses MUS		Uno a Dos Años MUS	Dos a Tres Años MUS	Tres a Cuatro Años MUS	Cuatro a Cinco Años MUS	Más de Cinco Años MUS	
Brasil	Real	6,18%	Con Garantía	492	-	492	-	180.184	-	-	-	180.184
Total				492	-	492	-	180.184	-	-	-	180.184

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de las obligaciones con el público al 31 de diciembre de 2018 asciende a MUS\$4.151.256 (MUS\$3.506.974 al 31 de diciembre de 2017). Para ambos ejercicios, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver nota 4 h). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 4 g.4).

- Individualización de Obligaciones con el Público No Garantizadas por Deudor

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Garantía	31 de diciembre de 2018									
										Corriente			No Corriente						
										Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	
MUSS	MUSS	MUSS	MUSS	MUSS	MUSS	MUSS	MUSS	MUSS											
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	\$ Col	8.23%	7.99%	No	613	-	613	-	-	-	-	-	59.535	59.535
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B7-14	Colombia	\$ Col	6.92%	6.74%	No	74	-	74	-	56.967	-	-	-	-	56.967
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E4-16	Colombia	\$ Col	7.70%	7.49%	No	97	-	97	27.714	-	-	-	-	-	27.714
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E2-17	Colombia	\$ Col	7.04%	6.86%	No	49.481	-	49.481	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E5-17	Colombia	\$ Col	7.39%	7.39%	No	5.016	-	5.016	-	-	-	83.141	-	-	83.141
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E7-17	Colombia	\$ Col	6.46%	6.31%	No	256	-	256	-	-	-	-	-	61.586	61.586
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E7-18	Colombia	\$ Col	6.74%	6.58%	No	910	-	910	-	-	-	-	-	61.586	61.586
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B12-18	Colombia	\$ Col	6.98%	6.80%	No	753	-	753	-	-	-	-	-	49.269	49.269
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos Intereses B5-18	Colombia	\$ Col	6.18%	6.04%	No	696	-	696	-	-	-	60.046	-	60.046	60.046
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debentures CEAR15	Brasil	Real	7.34%	7.33%	No	226	-	226	-	45.152	-	45.152	-	-	90.304
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debentures CEAR25	Brasil	Real	10.31%	10.30%	No	36	-	36	-	-	-	20.821	-	18.375	39.196
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Nota Promissória	Brasil	Real	6.80%	6.79%	No	38.702	-	38.702	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debentures CEAR16	Brasil	Real	7.50%	7.49%	No	26	-	26	-	-	-	10.321	-	-	10.321
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debentures CEAR26	Brasil	Real	11.10%	10.51%	No	166	-	166	-	-	-	-	-	69.525	69.525
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6.41%	6.31%	No	12	-	12	-	-	-	7.397	-	-	7.397
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6.38%	6.28%	No	228	7.397	7.625	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	6.44%	6.34%	No	273	-	273	-	-	-	-	-	9.998	9.998
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	7.93%	7.78%	No	8.447	-	8.447	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5.87%	5.78%	No	145	-	145	9.998	-	-	-	-	-	9.998
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	6.86%	6.75%	No	352	-	352	14.795	-	-	-	-	-	14.795
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	5.80%	5.72%	No	221	-	221	-	-	-	-	-	29.589	29.589
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Macrofondo	Perú	Soles	7.15%	7.03%	No	6.110	-	6.110	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	6.61%	6.50%	No	107	-	107	14.795	-	-	-	-	-	14.795
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	6.15%	6.06%	No	-	125	125	-	-	-	-	-	14.795	14.795
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Macrofondo	Perú	Soles	5.64%	5.56%	No	290	-	290	-	-	14.795	-	-	-	14.795
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	5.06%	5.00%	No	87	-	87	-	-	-	-	-	11.836	11.836
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	5.19%	5.13%	No	326	-	326	-	-	-	-	-	14.795	14.795
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Intersure	Perú	Soles	6.38%	6.28%	No	-	159	159	-	-	11.836	-	-	-	11.836
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	7.41%	7.28%	No	270	-	270	-	-	-	-	-	10.504	10.504
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Prima AFP	Perú	Soles	7.58%	7.44%	No	264	-	264	8.876	-	-	-	-	-	8.876
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	7.51%	7.38%	No	145	-	145	-	-	-	-	-	17.754	17.754
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	6.90%	6.78%	No	-	440	440	-	29.589	-	-	-	-	29.589
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	6.44%	6.34%	No	-	56	56	-	-	17.754	-	-	-	17.754
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	5.93%	5.84%	No	-	29.675	29.675	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	6.44%	6.34%	No	425	-	425	-	-	-	-	-	23.671	23.671
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	6.22%	6.12%	No	579	20.713	21.292	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	5.45%	5.38%	No	444	-	444	-	-	-	-	-	29.589	29.589
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	8.29%	8.12%	No	481	-	481	-	-	-	-	-	20.713	20.713
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	6.19%	6.09%	No	872	-	872	-	-	-	29.589	-	-	29.589
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	6.09%	6.00%	No	-	279	279	-	-	-	-	-	21.424	21.424
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B10-09	Colombia	\$ Col	9.24%	8.94%	No	49.902	-	49.902	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B12-09	Colombia	\$ Col	9.57%	9.24%	No	636	-	636	-	27.584	-	-	-	-	27.584
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B15-09	Colombia	\$ Col	9.56%	9.24%	No	221	-	221	-	-	-	-	-	17.090	17.090
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-13	Colombia	\$ Col	7.66%	7.45%	No	65	15.222	15.287	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-14	Colombia	\$ Col	6.80%	6.64%	No	283	-	283	33.862	-	-	-	-	-	33.862
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	9.11%	8.75%	No	2.360	-	2.360	-	27.714	-	-	-	-	27.714
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos quimbo	Colombia	\$ Col	9.11%	8.75%	No	16.958	-	16.958	-	-	-	-	-	198.679	198.679
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	6.91%	6.73%	No	324	-	324	-	-	92.330	-	-	-	92.330
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	\$ Col	7.23%	7.04%	No	509	-	509	-	-	-	-	-	57.362	57.362
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	\$ Col	8.43%	8.18%	No	526	-	526	-	-	-	-	-	111.716	111.716
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	7.03%	6.85%	No	220	-	220	-	-	-	-	-	61.538	61.538
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	\$ Col	7.56%	7.38%	No	464	-	464	-	-	-	-	-	49.997	49.997
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	\$ Col	7.66%	7.45%	No	201	46.963	47.164	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	\$ Col	6.80%	6.64%	No	338	-	338	40.346	-	-	-	-	-	40.346
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B3-16	Colombia	\$ Col	6.87%	6.70%	No	72.999	-	72.999	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B7-16	Colombia	\$ Col	8.11%	7.88%	No	984	-	984	-	-	-	89.263	-	-	89.263
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos E6-16	Colombia	\$ Col	7.59%	7.38%	No	93	-	93	-	-	92.290	-	-	-	92.290
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Bonos UF 269	Chile	UF	7.02%	5.75%	No	-	6.197	6.197	6.493	6.866	3.242	-	-	-	16.601
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos Serie Única U.S. \$ 600 millones	E.E.U.U.	US\$	4.21%	4.00%	No	-	4.466	4.466	-	-	-	-	-	583.553	583.553
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US\$	7.76%	6.60%	No	-	5	5	-	-	-	-	-	858	858
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Bradesco DEBENTURES - 14ª EMISSÃO	Brasil	Real	9.19%	9.07%	No	611	45.425	46.036	45.523	46.539	-	-	-	-	92.062
Total										264.812	177.134	441.946	202.402	439.090	350.183	227.794	1.406.658	2.626.127	

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Garantía	31 de diciembre de 2017									
										Corriente			No Corriente				Total No Corriente MUSS		
										Menos de 90 días MUSS	Más de 90 días MUSS	Total Corriente MUSS	Uno a Dos Años MUSS	Dos a Tres Años MUSS	Tres a Cuatro Años MUSS	Cuatro a Cinco Años MUSS		Más de Cinco Años MUSS	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	B103	Colombia	\$ Col	9.90%	9.55%	No	147	26.799	26.946	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	\$ Col	9.12%	8.82%	No	736	-	736	-	-	-	-	-	64.765	64.765
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B5-13	Colombia	\$ Col	8.20%	7.96%	No	624	60.853	61.477	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B7-14	Colombia	\$ Col	7.80%	7.58%	No	90	-	90	-	-	-	61.972	-	61.972	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E4-16	Colombia	\$ Col	7.70%	7.49%	No	105	-	105	-	-	30.148	-	-	30.148	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E2-17	Colombia	\$ Col	7.04%	6.86%	No	232	-	232	53.597	-	-	-	-	53.597	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E5-17	Colombia	\$ Col	7.39%	7.39%	No	5.457	-	5.457	-	-	-	90.445	-	90.445	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E7-17	Colombia	\$ Col	6.46%	6.31%	No	278	-	278	-	-	-	-	-	66.996	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelco S.A.)	Brasil	Extranjero	Itaú 2	Brasil	Real	9.46%	9.40%	No	268	43.467	44.035	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelco S.A.)	Brasil	Extranjero	Itaú 1	Brasil	Real	7.64%	6.07%	No	282	-	282	-	-	52.152	52.602	44.909	149.663	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelco S.A.)	Brasil	Extranjero	Itaú 2	Brasil	Real	9.33%	7.75%	No	94	-	94	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edgel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6.41%	6.31%	No	-	12	-	-	-	-	7.717	-	7.717	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edgel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6.38%	6.28%	No	238	-	238	7.717	-	-	-	-	7.717	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edgel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	6.44%	6.34%	No	274	-	274	-	-	-	-	-	10.016	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edgel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	7.93%	7.78%	No	283	-	283	8.179	-	-	-	-	8.179	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edgel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5.87%	5.78%	No	145	-	145	-	-	10.016	-	-	10.016	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edgel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6.57%	6.47%	No	10.290	-	10.290	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	AFP Prima	Perú	Soles	7.44%	7.30%	No	275	-	275	-	-	9.261	-	-	9.261	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	5.56%	5.49%	No	303	-	303	-	-	-	15.433	-	15.433	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	7.03%	6.91%	No	200	-	200	6.173	-	-	-	-	6.173	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Interseguro Cia de Seguros	Perú	Soles	6.28%	6.19%	No	-	166	166	-	-	-	12.347	-	12.347	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6.06%	5.97%	No	130	-	130	-	-	-	-	15.433	15.433	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6.50%	6.40%	No	-	111	111	-	-	15.433	-	-	15.433	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5.00%	4.94%	No	91	-	91	-	-	-	-	-	12.347	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5.13%	5.06%	No	341	-	341	-	-	-	-	-	15.433	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5.72%	5.64%	No	-	230	230	-	-	-	-	-	30.867	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7.28%	7.18%	No	281	-	281	-	-	-	-	-	10.958	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6.75%	6.64%	No	368	-	368	-	-	15.433	-	-	15.433	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7.38%	7.24%	No	-	159	159	-	-	-	-	-	18.520	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6.78%	6.67%	No	-	459	459	-	-	30.867	-	-	30.867	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6.34%	6.25%	No	-	59	59	-	-	-	-	-	18.520	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5.84%	5.76%	No	-	90	90	30.867	-	-	-	-	18.520	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6.34%	6.25%	No	-	444	444	-	-	-	-	-	24.693	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6.13%	6.03%	No	603	-	603	21.607	-	-	-	-	21.607	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	8.13%	7.97%	No	-	502	502	-	-	-	-	-	30.867	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6.09%	6.00%	No	909	-	909	-	-	-	-	-	30.867	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6.00%	5.91%	No	-	291	291	-	-	-	-	-	22.349	
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B09-09	Colombia	\$ Col	10.53%	10.05%	No	1.802	73.093	74.895	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B10	Colombia	\$ Col	10.40%	9.94%	No	732	-	732	53.617	-	-	-	-	53.617	
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B12	Colombia	\$ Col	11.60%	11.02%	No	754	-	754	-	-	30.008	-	-	30.008	
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B15	Colombia	\$ Col	10.73%	10.23%	No	262	-	262	-	-	-	-	18.592	18.592	
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-13	Colombia	\$ Col	9.85%	9.25%	No	79	-	79	16.556	-	-	-	-	16.556	
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-14	Colombia	\$ Col	8.78%	8.44%	No	347	-	347	-	-	36.827	-	-	36.827	
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	9.11%	9.11%	No	2.567	-	2.567	-	-	30.148	-	-	30.148	
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos quimbo	Colombia	\$ Col	9.11%	9.11%	No	18.449	-	18.449	-	-	215.859	-	-	215.859	
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	8.04%	7.76%	No	387	-	387	-	-	-	-	-	100.429	
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	\$ Col	9.21%	8.94%	No	620	-	620	-	-	-	-	-	62.393	
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	\$ Col	10.44%	9.97%	No	631	-	631	-	-	-	-	-	121.522	
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	8.17%	7.88%	No	268	-	268	-	-	-	-	-	66.939	
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	\$ Col	9.54%	9.15%	No	562	-	562	-	-	-	-	-	54.471	
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	\$ Col	9.85%	9.25%	No	243	-	243	51.077	-	-	-	-	51.077	
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	\$ Col	8.78%	8.44%	No	413	-	413	-	-	43.881	-	-	43.881	
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B3-16	Colombia	\$ Col	8.85%	8.51%	No	829	-	829	78.626	-	-	-	-	78.626	
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B7-16	Colombia	\$ Col	10.11%	9.67%	No	1.184	-	1.184	-	-	-	-	-	97.083	
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos E7-16	Colombia	\$ Col	7.38%	7.38%	No	102	-	102	-	-	-	100.373	-	100.373	
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Bonos UP 269	Chile	UF	7.02%	5.75%	No	-	6.458	6.458	6.746	-	7.134	7.544	3.412	24.336	
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos Serie Uic. \$ 600 millones	E.E.U.U.	US\$	4.21%	4.00%	No	-	4.400	4.400	-	-	-	-	-	581.818	
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US\$	7.76%	6.60%	No	-	5	5	-	-	-	-	-	858	
Total											53.484	217.689	271.173	334.762	168.133	428.550	282.329	1.512.385	2.726.159

- Individualización de Obligaciones con el Público Garantizadas por Deudor

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Garantía	31 de diciembre de 2018									
										Corriente			No Corriente				Total No Corriente MUSS		
										Menos de 90 días MUSS	Más de 90 días MUSS	Total Corriente MUSS	Uno a Dos Años MUSS	Dos a Tres Años MUSS	Tres a Cuatro Años MUSS	Cuatro a Cinco Años MUSS		Más de Cinco Años MUSS	
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 1ª Serie 19	Brasil	Real	7.39%	7.38%	Si	390	-	390	154.273	-	-	-	-	154.273	
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU - Nota Promissória 1ª Emissão	Brasil	Real	6.97%	6.86%	Si	-	51.539	51.539	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBENTURES - 23ª EMISSÃO 1ª SÉRIE	Brasil	Real	7.11%	7.01%	Si	3.567	-	3.567	-	-	180.705	-	-	180.705	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBENTURES - 23ª EMISSÃO 2ª SÉRIE	Brasil	Real	7.22%	7.19%	Si	-	-	-	-	-	178.330	-	179.893	358.223	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBENTURES - 23ª EMISSÃO 3ª SÉRIE	Brasil	Real	8.24%	8.02%	Si	5.054	-	5.054	-	-	-	-	75.205	154.315	
Total											16.266	51.539	67.805	154.273	180.705	178.330	255.098	154.315	922.721

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Garantía	31 de diciembre de 2017									
										Corriente			No Corriente				Total No Corriente MUSS		
										Menos de 90 días MUSS	Más de 90 días MUSS	Total Corriente MUSS	Uno a Dos Años MUSS	Dos a Tres Años MUSS	Tres a Cuatro Años MUSS	Cuatro a Cinco Años MUSS		Más de Cinco Años MUSS	
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	Bonos 1ª Serie 19	Brasil	Real	7.87%	6.18%	Si	492	-	492	-	-	180.184	-	-	180.184	
Total											492	-	492	-	-	180.184	-	-	180.184

- 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	31 de diciembre de 2018									
								Corriente			No Corriente				Total No Corriente MUS\$		
								Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$		Más de Cinco Años MUS\$	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	11,78%	198	636	834	1.004	-	-	-	-	-	1.004
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	9,54%	10	31	41	30	-	-	-	-	-	30
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A.S.	Colombia	\$ Col	9,48%	2	4	6	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados Aliados S.A.S	Colombia	\$ Col	12,50%	62	141	203	565	-	-	-	-	-	565
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	4,23%	-	-	-	2.946	3.073	3.210	1.657	-	-	10.886
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Interbank	Perú	Soles	5,97%	734	2.143	2.877	2.991	3.153	1.640	-	-	7.784	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Interbank	Perú	Soles	5,32%	94	288	382	403	424	448	-	-	1.275	
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	5,68%	1.980	5.941	7.921	20.290	-	-	-	-	-	20.290
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,58%	674	2.023	2.697	6.909	-	-	-	-	-	6.909
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	3,70%	2.451	7.179	9.630	9.571	9.571	2.393	-	-	21.535	
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	3,63%	581	1.774	2.355	2.442	1.252	-	-	-	-	3.694
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	7,70%	56	176	232	14	-	-	-	-	-	14
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	11,78%	19	59	78	39	-	-	-	-	-	39
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A.S.	Colombia	\$ Col	11,69%	112	237	349	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	AGASUS	Brasil	Real	30,85%	191	584	775	384	223	25	-	-	-	632
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL 1	Brasil	Real	25,21%	642	2.126	2.768	1.468	1.052	281	365	1.503	4.669	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL 2	Brasil	Real	28,64%	225	749	974	701	203	123	166	142	1.335	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL 3	Brasil	Real	17,96%	31	102	133	79	-	-	-	-	-	79
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL 4	Brasil	Real	28,41%	27	86	113	58	66	33	7	57	221	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	MAESTRO	Brasil	Real	19,50%	162	519	681	450	515	527	-	-	1.492	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DHL	Brasil	Real	13,39%	116	370	486	292	331	376	389	-	-	1.388
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Arval	Brasil	Real	24,90%	429	636	1.065	132	12	-	-	-	-	144
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Vamos	Brasil	Real	8,39%	259	808	1.067	842	912	567	-	-	-	2.321
Total								9.055	26.612	35.667	51.610	20.787	9.623	2.584	1.702	-	86.306

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	31 de diciembre de 2017									
								Corriente			No Corriente				Total No Corriente MUS\$		
								Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$		Más de Cinco Años MUS\$	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Union Temporal Rentacol	Colombia	\$ Col	10,80%	50	-	50	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	11,78%	30	90	120	129	100	-	-	-	-	229
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Corbanca	Colombia	\$ Col	7,36%	7	9	16	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	\$ Col	7,08%	97	198	295	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	9,54%	10	31	41	45	32	-	-	-	-	77
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A.S.	Colombia	\$ Col	9,48%	2	6	8	7	-	-	-	-	-	7
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,60%	432	435	867	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,13%	249	-	249	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Internacional	Perú	Soles	5,94%	44	366	410	766	812	862	450	-	-	2.890
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Internacional	Perú	Soles	5,30%	-	-	-	60	63	67	70	-	-	260
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	5,68%	1.984	5.952	7.936	7.935	20.327	-	-	-	-	28.262
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,58%	703	2.110	2.813	2.814	7.208	-	-	-	-	10.022
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	3,70%	2.464	7.192	9.656	9.588	9.588	9.588	2.398	-	-	31.162
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	3,63%	1.362	2.045	3.407	2.807	1.440	-	-	-	-	4.247
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corbanca	Colombia	\$ Col	8,40%	2	5	7	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	7,70%	66	199	265	252	16	-	-	-	-	268
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	11,78%	13	39	52	52	32	-	-	-	-	84
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A.S.	Colombia	\$ Col	11,69%	103	337	440	337	-	-	-	-	-	337
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	\$ Col	7,08%	5	10	15	-	-	-	-	-	-	-
Total								7.623	19.024	26.647	24.792	39.618	10.517	2.918	-	77.845	

- Individualización de Otras Obligaciones

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	31 de diciembre de 2018								
								Corriente			No Corriente					Total No Corriente MUS\$
								Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno o Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	Real	6,00%	472	1.363	1.835	1.565	1.145	632	348	-	3.690
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	-	14.322	14.322	4.200	6.643	7.142	8.242	14.002	40.229
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Banco Santander	España	\$ Col	6,15%	14.679	-	14.679	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	Real	6,00%	185	554	739	690	690	690	690	345	3.105
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	Múto CelgPar 41211376/2014	Brasil	Real	6,80%	732	2.040	2.772	2.060	2.256	2.466	2.689	12.665	22.136
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Série A	Brasil	Real	9,67%	3.733	6.614	10.347	10.437	10.437	10.437	4.605	-	35.916
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Série B	Brasil	Real	14,15%	2.164	6.046	8.210	7.682	7.682	7.682	4.323	-	27.369
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	ITAU - Nota Promissória 1º Emissão	Brasil	Real	6,96%	2.529	-	2.529	-	-	-	-	-	-
Total								24.494	30.939	55.433	26.634	28.853	29.049	20.897	27.012	132.445

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	31 de diciembre de 2017								
								Corriente			No Corriente					Total No Corriente MUS\$
								Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno o Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	
Extranjero	Enel Distribución Ceará (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Eletrobras	Brasil	Real	6,13%	643	1.702	2.345	2.144	1.828	1.336	736	404	6.448
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	762	2.176	2.938	3.000	3.000	3.000	3.000	36.913	48.913
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	Centrais Eletricas Brasileiras Ebras_ECF - 017/2004	Brasil	Real	7,00%	112	194	306	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	Centrais Eletricas Brasileiras Ebras_ECF - 149/2006	Brasil	Real	7,00%	447	773	1.220	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	Centrais Eletricas Brasileiras Ebras_ECF - 232/2008	Brasil	Real	7,00%	318	656	974	842	842	842	842	1.263	4.631
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	Múto CelgPar 41211376/2014	Brasil	Real	6,80%	1.480	4.441	5.921	2.967	3.214	2.967	2.967	14.093	26.208
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	FIDC Série A	Brasil	Real	10,20%	3.766	10.250	14.016	13.665	13.665	13.665	13.665	7.971	62.631
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	FIDC Série B	Brasil	Real	12,78%	2.181	5.766	7.947	7.688	7.688	7.688	7.688	4.485	35.237
Total								9.709	25.958	35.667	30.306	30.237	29.498	28.898	65.129	184.068

d. Deuda de cobertura.

Al 31 de diciembre de 2018, del total de la deuda denominada en dólares estadounidenses ("US\$") del Grupo, MUS\$40.867 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que se encuentran indexados al dólar (MUS\$68.868 y MUS\$158.960 al 31 de diciembre de 2017 y 2016, respectivamente) (Ver Nota 4.n).

El movimiento por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, en el rubro "Reservas de coberturas de flujo de caja" por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	(9.754)	(11.577)	(8.076)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(1.181)	2.311	181
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	634	(78)	(225)
Diferencias de conversión	419	(410)	45
Otros	-	-	(3.502)
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	(9.882)	(9.754)	(11.577)

e. Otros aspectos.

Al 31 de diciembre de 2018, el Grupo Enel Américas tiene a su disposición líneas de crédito de largo plazo en forma incondicional por MUS\$1.000.000 (MUS\$224.766 al 31 de diciembre de 2017).

f. Flujos futuros de deuda no descontados

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

- Resumen de préstamos bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31/12/2018
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2018	Vencimiento					
			Uno a Tres Meses MUS\$	Tres a Doce Meses MUS\$		Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	
Chile	US\$	3,36%	2.999	351.000	353.999	-	-	-	-	-	-
Perú	US\$	3,40%	422	-	422	-	-	-	-	-	-
Perú	Soles	3,75%	26.165	717	26.882	956	22.674	-	-	-	23.630
Colombia	\$ Col	6,07%	68.134	44.924	113.058	41.705	12.869	10.420	9.741	-	74.735
Brasil	US\$	4,53%	82.801	322.745	405.546	284.051	206.196	134	134	2.821	493.336
Brasil	Real	8,59%	75.422	116.056	191.478	112.716	99.173	58.994	21.879	41.612	334.374
Total			255.943	835.442	1.091.385	439.428	340.912	69.548	31.754	44.433	926.075

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31/12/2017
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2017	Vencimiento					
			Uno a Tres Meses MUS\$	Tres a Doce Meses MUS\$		Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	
Perú	US\$	3,23%	8.858	1.289	10.147	422	-	-	-	-	422
Perú	Soles	5,32%	22.534	27.659	50.193	-	-	-	-	-	-
Colombia	US\$	1,88%	34.943	-	34.943	-	-	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	7,10%	8.810	39.169	47.979	127.925	51.070	19.078	15.887	14.596	228.556
Brasil	US\$	3,83%	6.013	55.936	61.949	357.542	237.284	77.649	130	2.949	675.554
Brasil	Real	10,84%	55.353	143.274	198.627	157.767	94.337	72.602	34.871	4.609	364.186
Total			136.511	267.327	403.838	643.656	382.691	169.329	50.888	22.154	1.268.718

- Resumen de obligaciones con el público garantizadas y no garantizadas por monedas y vencimiento

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2018	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2018
			Uno a Tres Meses MUS\$	Tres a Doce Meses MUS\$		Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	
Chile	US\$	5,30%	6.265	18.794	25.059	25.059	25.059	25.059	25.059	671.868	772.104
Chile	U.F.	5,75%	571	7.703	8.274	8.011	7.732	3.757	-	-	19.500
Perú	US\$	6,64%	8.513	885	9.398	11.039	617	617	617	12.520	25.410
Perú	Soles	6,34%	12.238	74.973	87.211	59.512	47.306	50.068	61.039	258.872	476.797
Colombia	\$ Col	7,44%	199.799	141.016	340.815	200.620	385.414	329.556	191.919	624.854	1.732.363
Brasil	Real	7,91%	61.663	164.272	225.935	283.858	339.053	274.230	322.022	267.150	1.486.313
Total			289.049	407.643	696.692	588.099	805.181	683.287	600.656	1.835.264	4.512.487

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2017	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2017
			Uno a Tres Meses MUS\$	Tres a Doce Meses MUS\$		Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	
Chile	US\$	5,30%	6.265	18.794	25.059	25.059	25.059	25.059	25.059	721.986	822.222
Chile	U.F.	5,75%	662	8.235	8.897	8.724	8.541	8.347	4.097	-	29.709
Perú	US\$	6,59%	10.517	1.390	11.907	9.435	11.071	636	636	13.233	35.011
Perú	Soles	6,30%	6.248	18.749	24.997	89.204	60.357	47.647	50.524	291.563	539.295
Colombia	\$ Col	8,69%	34.835	261.813	296.648	364.584	210.708	414.025	352.720	677.138	2.019.175
Brasil	Real	7,35%	6.311	61.825	68.136	21.149	202.527	62.841	59.630	50.680	396.827
Total			64.838	370.806	435.644	518.155	518.263	558.555	492.666	1.754.600	3.842.239

- Resumen de arrendamiento financiero por monedas y vencimiento

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2018	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2018
			Uno a Tres Meses MUS\$	Tres a Doce Meses MUS\$		Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	
Perú	US\$	4,34%	5.756	16.939	22.695	33.725	11.180	2.417	-	-	47.322
Perú	Soles	5,23%	1.944	5.748	7.692	14.398	7.223	5.492	1.671	-	28.784
Colombia	\$ Col	9,60%	517	1.325	1.842	1.086	98	-	-	-	1.184
Brasil	Real	20,35%	2.599	7.182	9.781	5.443	3.925	2.324	1.197	2.002	14.891
Total			10.816	31.194	42.010	54.652	22.426	10.233	2.868	2.002	92.181

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2017	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2017
			Uno a Tres Meses MUS\$	Tres a Doce Meses MUS\$		Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	
Perú	US\$	3,96%	6.751	17.916	24.667	23.097	32.665	9.938	2.419	-	68.119
Perú	Soles	5,65%	1.632	3.565	5.197	4.325	8.393	998	532	-	14.248
Colombia	\$ Col	9,34%	484	1.087	1.571	920	174	-	-	-	1.094
Total			8.867	22.568	31.435	28.342	41.232	10.936	2.951	-	83.461

- Resumen de otras obligaciones por monedas y vencimiento

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2018	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2018
			Uno a Tres Meses MUS\$	Tres a Doce Meses MUS\$		Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	
Argentina	US\$	0,25%	2.091	12.576	14.667	2.783	10.911	4.115	4.136	20.515	42.460
Brasil	Real	7,68%	10.293	30.195	40.488	35.824	33.141	29.992	18.085	14.742	131.784
Colombia	\$ Col	6,15%	14.821	-	14.821	-	-	-	-	-	-
Total			27.205	42.771	69.976	38.607	44.052	34.107	22.221	35.257	174.244

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2017	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2017
			Uno a Tres Meses MUS\$	Tres a Doce Meses MUS\$		Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	
Argentina	US\$	1,39%	663	3.208	3.871	5.080	2.759	15.553	4.095	24.563	52.050
Brasil	Real	7,86%	14.406	40.685	55.091	46.646	43.072	38.828	34.777	33.785	197.108
Total			15.069	43.893	58.962	51.726	45.831	54.381	38.872	58.348	249.158

22. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Las empresas del Grupo Enel Américas 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 Américas.

22.1 Riesgo de tasa de interés

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

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

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos. Los instrumentos utilizados actualmente corresponden a swaps de tasa que fijan desde tasa variable a fija.

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

Posición bruta:

	31-12-2018 %	31-12-2017 %
Tasa de interés fijo	59%	46%

22.2 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 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.
- Flujos desde subsidiarias en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

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

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio. Igualmente, la política busca refinanciar deuda en la moneda funcional de cada compañía.

22.3 Riesgo de “commodities”

El Grupo Enel Américas podría encontrarse 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. Para el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, se determinan polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

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

Al 31 de Diciembre de 2018, habían operaciones de contratos de compra de futuros de energía vigentes por 5.28 GWh. Dichas compras respaldan contratos de venta de energía en el mercado mayorista. A 31 de Diciembre de 2018 se han liquidado en el año 10.92 GWh de contratos de venta y 7.2 GWh de compra de futuros de energía.

Al 31 de diciembre de 2017, existen contratos de compra de futuros de energía por 5.4 GWh, para el periodo Ene-Mar 2018. Dichas compras respaldan un contrato de venta de energía en el mercado mayorista Colombiano. Al 31 de diciembre de 2017 se liquidaron 24.23 GWh de contratos de venta y 77.45 GWh de compra de futuros de energía.

22.4 Riesgo de liquidez

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver Notas (ver Notas 21 y 23).

Al 31 de diciembre de 2018, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$1.904.285 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 1.000.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2017, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$1.472.763 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 224.766 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

22.5 Riesgo de crédito

El Grupo Enel Américas 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 países, frente a falta de pago es posible proceder al corte del suministro, y en casi todos 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 nuestras empresas de distribución de electricidad, el corte de suministro, en todos los casos, es una potestad de nuestras compañías ante incumplimientos de parte de nuestros clientes, la que se aplica de acuerdo a la

regulación vigente en cada país, 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 los países donde se opera y/o papeles emitidos por bancos de primera línea, privilegiando estos últimos por ofrecer mayores retornos (siempre enmarcado en las políticas de colocaciones vigentes).

22.6 Medición del riesgo

El Grupo Enel Américas 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, incluyendo:

- Tasa de interés Libor del dólar estadounidense.
- Las distintas monedas en las que operan nuestras compañías, los índices locales habituales de la práctica bancaria.
- 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 MUS\$ 630.479.

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.

23. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

23.1 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 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

	31 de diciembre de 2018			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados MUS\$	Activos financieros medidos a costo amortizado MUS\$	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado MUS\$	Derivados financieros de cobertura MUS\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	3.565.359	-	-
Instrumentos derivados	3.311	-	-	41.113
Otros activos de carácter financiero	128.956	37.013	-	-
Total Corriente	132.267	3.602.372	-	41.113
Instrumentos de patrimonio	-	-	753	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	908.160	-	-
Instrumentos derivados	13.344	-	-	56.385
Otros activos de carácter financiero	2.371.649	354.344	-	-
Total No Corriente	2.384.993	1.262.504	753	56.385
Total	2.517.260	4.864.876	753	97.498

	31 de diciembre de 2017			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados MUS\$	Activos financieros medidos a costo amortizado MUS\$	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado MUS\$	Derivados financieros de cobertura MUS\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	2.394.756	-	-
Instrumentos derivados	404	-	-	2.168
Otros activos de carácter financiero	49.757	14.286	-	-
Total Corriente	50.161	2.409.042	-	2.168
Instrumentos de patrimonio	1.104	-	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	619.637	-	-
Instrumentos derivados	4.898	-	-	19.932
Otros activos de carácter financiero	1.312.871	413.462	-	-
Total No Corriente	1.318.873	1.033.099	-	19.932
Total	1.369.034	3.442.141	-	22.100

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

	31 de diciembre de 2018		
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados MUS\$	Pasivos financieros medidos a costo amortizado MUS\$	Derivados financieros de cobertura MUS\$
Préstamos que devengan interés	-	1.642.504	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	6.892.192	-
Instrumentos derivados	380	-	5.215
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	-
Total Corriente	380	8.534.696	5.215
Préstamos que devengan interés	-	4.621.855	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	930.891	-
Instrumentos derivados	-	-	13
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	-
Total No Corriente	-	5.552.746	13
Total	380	14.087.442	5.228

	31 de diciembre de 2017		
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados MUS\$	Pasivos financieros medidos a costo amortizado MUS\$	Derivados financieros de cobertura MUS\$
Préstamos que devengan interés	-	670.916	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	3.255.603	-
Instrumentos derivados	1.270	-	17.582
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	-
Total Corriente	1.270	3.926.519	17.582
Préstamos que devengan interés	-	4.333.042	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	978.569	-
Instrumentos derivados	8.671	-	7.802
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	-
Total No Corriente	8.671	5.311.611	7.802
Total	9.941	9.238.130	25.384

23.2 Instrumentos derivados

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

La compañía clasifica sus coberturas en:

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

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	31 de diciembre de 2018				31 de diciembre de 2017			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
Cobertura de tipo de interés:	442	-	1.599	-	796	850	40	-
Cobertura flujos de caja	442	-	1.599	-	796	850	40	-
Cobertura de tipo de cambio:	43.982	69.729	3.996	13	1.372	19.082	17.541	7.802
Cobertura de flujos de caja	40.671	56.385	3.681	13	1.372	19.082	9.056	-
Cobertura de valor razonable	3.311	13.344	315	-	-	-	8.485	7.802
TOTAL	44.424	69.729	5.595	13	2.168	19.932	17.581	7.802

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

A continuación, se detallan los instrumentos de derivados financieros de cobertura y subyacentes asociados:

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	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre
			31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	(567)	11.214
SWAP	Tasa de Interés	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(592)	-
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	93.210	(16.287)
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	16.341	1.607
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos operacionales	153	-
FORWARD	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	-	48
FORWARD	Tipo de cambio	Costos operacionales	-	136

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el Grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

En las coberturas de valor razonable el monto registrado en el estado de resultados del instrumento derivado y su partida subyacente por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, ha sido la siguiente:

	31 de diciembre de 2018		31 de diciembre de 2017	
	Ingresos MUS\$	Gastos MUS\$	Ingresos MUS\$	Gastos MUS\$
Instrumento derivado	-	21.128	5.700	9.396
Partida subyacente	1.218	-	488	5.695
TOTAL	1.218	21.128	6.188	15.091

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

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, las operaciones de derivados financieros, que se registran a valor razonable con cambios en resultados, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	31 de diciembre de 2018				31 de diciembre de 2017			
	Activos Corriente MUS\$	Pasivos Corriente MUS\$	Activos No Corriente MUS\$	Pasivos No Corriente MUS\$	Activos Corriente MUS\$	Pasivos Corriente MUS\$	Activos No Corriente MUS\$	Pasivos No Corriente MUS\$
Instrumentos derivados de no cobertura (1)	23.584	-	-	-	404	4.898	1.270	8.671

- (1) Estos instrumentos derivados corresponden a contratos forwards celebrados por el Grupo, cuyo propósito es cubrir el riesgo de tipo de cambio relacionado con dividendos a recibir de las subsidiarias en el exterior. Si bien estas coberturas tienen un fondo económico, no califican como cobertura contable porque no cumplen estrictamente los requisitos establecidos en la NIIF 9 "Instrumentos Financieros".

Además, se incluyen instrumentos derivados cross currency swaps cuyo propósito era cubrir la tasa de interés y tipo de cambio de deudas financieras, las que debido a la reorganización societaria fueron transferidas a Enel Chile, por lo cual, se interrumpió la contabilidad de cobertura.

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

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

Derivados Financieros	31 de diciembre de 2018						
	Valor Razonable MUS\$	Valor Nominal					
		Antes de 1 Año MUS\$	1-2 Años MUS\$	2-3 Años MUS\$	3-4 Años MUS\$	4-5 Años MUS\$	Total MUS\$
Cobertura de tipo de interés:	(1.157)	697.840	-	-	-	-	697.840
Cobertura de flujos de caja	(1.157)	697.840	-	-	-	-	697.840
Cobertura de tipo de cambio:	109.702	441.328	229.689	172.912	-	-	843.929
Cobertura de flujos de caja	93.362	369.655	229.689	90.327	-	-	689.671
Cobertura de valor razonable	16.340	71.673	-	82.585	-	-	154.258
Derivados no designados contablemente de cobertura	23.584	577.390	-	-	-	-	577.390
TOTAL	132.129	1.716.558	229.689	172.912	-	-	2.119.159

Derivados Financieros	31 de diciembre de 2017						
	Valor Razonable MUS\$	Valor Nominal					
		Antes de 1 Año MUS\$	1-2 Años MUS\$	2-3 Años MUS\$	3-4 Años MUS\$	4-5 Años MUS\$	Total MUS\$
Cobertura de tipo de interés:	1.607	46.120	162.043	-	-	-	208.163
Cobertura de flujos de caja	1.607	46.120	162.043	-	-	-	208.163
Cobertura de tipo de cambio:	(4.890)	97.144	343.929	223.700	75.574	-	740.347
Cobertura de flujos de caja	11.397	46.436	259.976	223.700	75.574	-	605.686
Cobertura de valor razonable	(16.287)	50.708	83.953	-	-	-	134.661
Derivados no designados contablemente de cobertura	(4.639)	58.247	433.797	-	-	-	492.044
TOTAL	(7.922)	201.511	939.769	223.700	75.574	-	1.440.554

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.

23.3 Jerarquías del valor razonable

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de situación financiera, se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en Nota 4.g.

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

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	31-12-2018 MUS\$	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
		Nivel 1 MUS\$	Nivel 2 MUS\$	Nivel 3 MUS\$
Activos Financieros :				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	97.498	-	97.498	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	16.655	-	16.655	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	23.584	-	23.584	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otros resultado integrales	753	-	753	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	2.477.021	105.386	2.371.635	-
Total	2.615.511	105.386	2.510.125	-
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	5.293	-	5.293	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	315	-	315	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	-	-	-	-
Total	5.608	-	5.608	-

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	31-12-2017 MUS\$	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
		Nivel 1 MUS\$	Nivel 2 MUS\$	Nivel 3 MUS\$
Activos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	22.100	-	22.100	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	5.302	-	5.302	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	49.345	49.345	-	-
Activos financieros disponible para la venta largo plazo	1.740.592	-	1.740.592	-
Total	1.817.339	49.345	1.767.994	-
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	9.096	-	9.096	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	16.287	-	16.287	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	9.942	-	9.942	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	-	-	-	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	-	-	-	-
Total	35.325	-	35.325	-

23.3.1 Instrumentos financieros cuya valorización a valor razonable califica con nivel 3.

El Grupo no posee activos o pasivos financieros medidos a valor razonable, que estén categorizados como de Nivel 3.

24. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES

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

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corriente		No Corriente	
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Acreedores comerciales				
Proveedores por compra de energía	1.069.698	679.097	194.586	263.907
Proveedores por compra de combustibles y gas	19.296	22.585	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	908.269	1.049.507	12.094	34.109
Cuentas por pagar por compra de activos	109.457	29.659	15.066	16.872
Sub total	2.106.720	1.780.848	221.746	314.888
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a terceros	218.424	69.597	-	-
Cuentas por pagar con CAMMESA (1)	304.259	388.281	183.843	315.921
Multas y reclamaciones (2)	164.123	238.300	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	110.996	28.646	99.334	106.341
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	220.722	437.163	2.165	17.393
Cuentas por pagar al personal	196.351	190.947	103	14.385
Pasivo Regulatorio Filiales Brasileñas	568.085	162.584	401.029	138.854
Otras cuentas por pagar	226.567	27.487	24.836	70.787
Sub total	2.009.527	1.543.005	711.310	663.681
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	4.116.247	3.323.853	933.056	978.569

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en nota 22.4.

(1) Al 31 de diciembre de 2018, en nuestra filial Edesur, se incluyen MUS\$257.715 de cuentas por pagar por compras de energía eléctrica a CAMMESA (MUS\$320.238 al 31 de diciembre de 2017). Adicionalmente, se incluye un total de MUS\$230.387 (MUS\$383.964 al 31 de diciembre de 2017) por contratos de mutuo y cesión de créditos en garantía firmados con CAMMESA para (i) el financiamiento de necesidades operativas impostergables para el funcionamiento y de la central generadora en nuestra filial Enel Generación Costanera; (ii) el financiamiento de las necesidades de mantenimiento de los turbogeneradores en nuestra filial Dock Sud; y (iii) el financiamiento del Plan Extraordinario de Inversiones en nuestra filial Edesur.

(2) Corresponde principalmente a multas y reclamaciones por el ejercicio actual y ejercicios anteriores, que nuestra filial Edesur S.A. ha recibido del ente regulador por calidad de servicio comercial, calidad del producto técnico y seguridad vía pública. Estas multas no se han cancelado, ya que algunas están suspendidas por el Acta Acuerdo firmada en el año 2007 con el Gobierno Argentino, el valor de estas multas es actualizado en línea con las variaciones en el Valor Agregado de Distribución debido a los ajustes tarifarios. Al 31 de diciembre de 2018, se incluye MUS\$48.555 (MUS\$65.398 al 31 de diciembre de 2017) como resultado de la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016.

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

25. PROVISIONES

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

Provisiones	Corriente		No corriente	
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Por reclamaciones legales (*)	387.763	232.680	1.303.973	595.810
Por desmantelamiento o restauración (**)	30.245	33.498	57.475	56.780
Provisión Medio Ambiente (***)	1.044	280	721	22
Otras provisiones	3.811	3.508	1.807	7.693
Total	422.863	269.966	1.363.976	660.305

(*) Incluye monto de MUS\$581.807 en porción no corriente por la incorporación de Enel Distribución Sao Paulo S.A. a nuestra subsidiaria Enel Brasil (Ver nota 7.2).

(**) El plan de restauración en Emgesa derivado por el Proyecto El Quimbo incluye las obras necesarias para mitigar el impacto ambiental con ocasión del llenado del embalse y que involucra flujos de ejecución estimados en 30 años. Entre las actividades principales de esta obligación se encuentra la restauración de bosques, creación de una franja de protección, programas lóticos y pesqueros y programas de monitoreo de fauna y flora.

(***) Provisiones Medio Ambiente corresponden a obligaciones derivadas de la licencia ambiental para el proyecto El Quimbo, por contratos asociados a obras ejecutadas y obras menores necesarias para la operación de central en el año 2016.

El calendario y montos que se espera desembolsar por estas provisiones son inciertos y dependen de la resolución de materias específicas relacionadas con cada una de ellas.

b) El movimiento de las provisiones por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Provisiones	Por Reclamaciones Legales MUS\$	Por Desmantelamiento o Restauración MUS\$	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones MUS\$	Total MUS\$
Movimientos en Provisiones				
Saldo inicial al 01/01/2018	828.490	90.278	11.503	930.271
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	331.820	14.798	(38.889)	307.729
Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios	869.545	-	65.943	935.488
Provisión Utilizada	(159.421)	(13.855)	(31.138)	(204.414)
Actualización efectos	143.917	2.997	280	147.194
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(232.915)	(6.498)	(316)	(239.729)
Transferencia P&L	(89.700)	-	-	(89.700)
Total Movimientos en Provisiones	863.246	(2.558)	(4.120)	856.568
Saldo final al 31/12/2018	1.691.736	87.720	7.383	1.786.839

Provisiones	Por Reclamaciones Legales MUS\$	Por Desmantelamiento o Restauración MUS\$	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones MUS\$	Total MUS\$
Movimientos en Provisiones				
Saldo inicial al 01/01/2017	397.392	15.280	115.048	527.720
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	345.989	90.656	(104.284)	332.361
Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios	229.358	-	-	229.358
Provisión Utilizada	(214.373)	(21.393)	(1.060)	(236.826)
Actualización efectos	166.930	6.306	2.595	175.831
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(42.372)	(483)	1.596	(41.259)
Transferencias P&L	(54.434)	(88)	(2.392)	(56.914)
Total Movimientos en Provisiones	431.098	74.998	(103.545)	402.551
Saldo final al 31/12/2017	828.490	90.278	11.503	930.271

26. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO

26.1 Aspectos generales:

Enel Américas y algunas de sus subsidiarias radicadas en Brasil, Colombia, Perú y Argentina otorgan diferentes planes de beneficios post empleo bien a todos o a una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la nota 4.I.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

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.

b) Otros Beneficios

Quinquenios: Es un beneficio que tienen ciertos empleados cada 5 años y se devenga a partir del segundo año.

Cesantías: Es una prestación social que se paga independientemente de que el empleado sea despedido o se retire. Este beneficio es de devengo diario y se liquida en el momento de terminación del contrato (aunque la ley permite hacer retiros parciales para vivienda y estudio).

Premios por antigüedad: Existe un convenio de otorgar a los trabajadores ("sujetos al convenio colectivo") una gratificación extraordinaria por tiempo de servicios, en la oportunidad que el trabajador cumpla con acumular un período equivalente a cinco años de labor efectiva.

Dicho beneficio se otorga de acuerdo a la siguiente escala:

Por cumplir 5, 10 y 15 años	–	1 remuneración básica mensual
Por cumplir 20 años	–	1 ½ remuneración básica mensual
Por cumplir 25, 30, 35 y 40 años	–	2 ½ remuneración básica mensual

Plan de Salud Emgesa: Consiste en la contratación de un operador para la prestación del servicio médico y odontológico a familiares (grupo familiar básico) de pensionados de Emgesa. Este beneficio cubre a los beneficiarios de pensionados y en caso de fallecimiento del titular, el beneficio se mantiene 6 meses más sobre los beneficiarios del pensionado, período en el cual finaliza el beneficio.

c) Beneficios de aportación definida:

La compañía realiza aportaciones definidas con el propósito de que el beneficiario reciba complementos adicionales por pensión de jubilación, invalidez o fallecimiento.

26.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

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

Cuentas contables:

	Saldo al	
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Obligaciones post empleo no corriente	1.343.507	388.931
Total Pasivo	1.343.507	388.931
Total Obligaciones Post Empleo, neto	1.343.507	388.931

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al	
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Obligaciones post empleo	4.235.466	1.063.551
(-) Plan de activos (*)	(2.919.501)	(751.669)
Total	1.315.965	311.882
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	21.463	47.918
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	6.079	29.131
Total Obligaciones Post Empleo, neto	1.343.507	388.931

(*) Los activos afectos se corresponden únicamente con los compromisos de prestación definida otorgados por nuestras subsidiarias radicadas en Brasil (Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Sao Paulo S.A. y Enel Distribución Goias).

(**) En Enel Distribución Ceará S.A., ciertos planes de pensiones, presentan un superávit actuarial por un monto de MUS\$21.463 al 31 de diciembre de 2018 (MUS\$47.918 al 31 de diciembre de 2017), este superávit actuarial no fue reconocido como un activo, de acuerdo con la CINIIF 14 – *El Límite de un Activo por Beneficios Definidos, Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción* ("CINIIF 14"), ya que de acuerdo a las reglas de la Seguridad Social complementaria (SPC) - Resolución CGPC 26/2008, el superávit sólo puede ser utilizado por el patrocinador si la reserva para contingencia, en el balance de la Fundación, es reconocida por su porcentaje máximo (25% de las reservas), para garantizar la estabilidad financiera del plan en función de la volatilidad de estas obligaciones. Superando este límite, el excedente podrá ser utilizado por el patrocinador para reducir las aportaciones futuras o ser reembolsado al patrocinador.

(***) En Enel Distribución Río S.A., y de acuerdo a lo establecido por la CINIIF 14 – *El Límite de un Activo por Beneficios Definidos, la Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción*, se ha registrado un monto de MUS\$6.079 al 31 de diciembre de 2018 (MUS\$29.131 al 31 de diciembre de 2017) correspondiente a los contratos de deudas actuariales que la empresa firmó con Brasiletros (Institución de fondos de pensiones exclusivos para empleados y personal jubilado de Enel Distribución Río S.A.), en vista de equiparar los déficit de ciertos planes de pensiones, ya que el patrocinador asume las responsabilidades de estos planes, de acuerdo con la legislación vigente.

- b) Los gastos registrados en el estado de resultados integrales consolidados por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, son los siguientes:

Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	Saldo al		
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	6.383	4.074	3.704
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	269.331	112.196	87.079
Ingresos por intereses activos del plan	(190.283)	(79.193)	(62.649)
Costos de Servicios Pasados	(850)	5.923	2.601
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	4.373	4.305	5.141
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	88.954	47.305	35.876
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	177.527	4.941	29.399
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	266.481	52.246	65.275

c) La presentación del pasivo actuarial neto al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es la siguiente:

Pasivo Actuarial Neto	MUS\$
Saldo inicial al 01/01/2017	341.353
Costo Neto por Intereses	37.308
Costos de los Servicios en el Período	4.074
Beneficios Pagados en el Período	(18.275)
Aportaciones del Período	(63.862)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	43.327
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	(3.511)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(52.650)
Cambios del Límite de Activo	11.317
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	6.458
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	5.923
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	88.003
Traspaso del personal	(21)
Diferencia de conversión	(10.513)
Saldo final al 31/12/2017	388.931
Costo Neto por Intereses	83.421
Costos de los Servicios en el Período	6.383
Beneficios Pagados en el Período	(15.778)
Aportaciones del Período	(94.629)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	272.123
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	71.519
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(121.042)
Cambios del Límite de Activo	(25.081)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	(19.992)
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(850)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	870.687
Traspaso del personal	88
Diferencias de conversión	(72.273)
Saldo final al 31/12/2018	1.343.507

d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	MUS\$
Saldo inicial al 01/01/2017	859.452
Costo del servicio corriente	4.074
Costo por intereses	112.196
Aportaciones Efectuadas por los participantes	687
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones	43.327
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia (*)	(3.511)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(23.743)
Contribuciones pagadas	(116.645)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	5.923
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	181.812
Traspaso del personal	(21)
Saldo final al 31/12/2017	1.063.551
Costo del servicio corriente	6.383
Costo por intereses	269.331
Aportaciones Efectuadas por los participantes	1.781
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(196.015)
Contribuciones pagadas	(275.600)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	(850)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	3.023.155
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones	272.123
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por	71.519
Traspaso del personal	88
Saldo final al 31/12/2018	4.235.466

Al 31 de diciembre de 2018, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 0,06% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (0,27% a 31 de diciembre de 2017), en un 96,56% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (84,78% a 31 de diciembre de 2017), en un 2,91% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (11,99% a 31 de diciembre 2017), en un 0,35% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (2,53% a 31 de diciembre de 2017) y el 0,12% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,43% al 31 de diciembre de 2017).

Los cambios en el valor razonable de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Valor razonable del plan de activos	MUS\$
Saldo inicial al 01/01/2017	(574.815)
Ingresos por intereses	(79.193)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(52.650)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	14.977
Aportaciones del empleador	(63.862)
Aportaciones pagadas	(687)
Contribuciones pagadas	98.370
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(93.809)
Saldo final al 31/12/2017	(751.669)
Ingresos por intereses	(190.283)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(121.042)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	132.549
Aportaciones del empleador	(94.629)
Aportaciones pagadas	(1.781)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(2.152.468)
Contribuciones pagadas	259.822
Saldo final al 31/12/2018	(2.919.501)

e) Las principales categorías de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Categoría de los Activos del Plan	31-12-2018		31-12-2017	
	MUS\$	%	MUS\$	%
Acciones (renta variable)	233.854	8,01%	64.686	8,61%
Activos de renta fija	2.418.502	82,84%	581.306	77,34%
Inversiones inmobiliarias	145.879	5,00%	76.748	10,21%
Otros	121.266	4,15%	28.929	3,85%
Total	2.919.501	100%	751.669	100%

Los planes de beneficios de retiro y fondos de pensiones mantenidos por nuestras subsidiarias brasileñas, Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Goias y Enel Distribución Sao Paulo, mantienen inversiones determinadas por resolución del Consejo Monetario Nacional, clasificadas en activos de renta fija, acciones e inversiones inmobiliarias. Las inversiones en renta fija son predominantemente invertidas en Bonos federales. Respecto a las inversiones en acciones, Faelce (una institución proveedora de fondos de pensiones exclusivamente para empleados y personal jubilado de Enel Distribución Ceará) mantiene acciones comunes de Enel Distribución Ceará, Brasiletros (una institución similar para los empleados de Enel Distribución Río), Eletra (Una institución proveedora de fondos de pensiones exclusivamente para empleados y personal jubilado de Enel Distribución Goias) y Funcesp (Entidad de previsión privada responsable de la administración de los planes de beneficios patrocinados por Enel Distribución Sao Paulo) mantienen acciones en fondos de inversiones con un portafolio transado en Bovespa (Bolsa de comercio de São Paulo). Finalmente, con respecto a las inversiones inmobiliarias, las fundaciones Faelce y Brasiletros, tienen propiedades que actualmente son arrendadas por Enel Distribución Río y Enel Distribución Ceará, mientras que en Eletra las inversiones inmobiliarias son exclusivamente para el uso propio de la fundación.

A continuación, se presenta los activos afectos a los planes, invertidos en arriendos e inmuebles propios del Grupo.

	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Inmuebles	30.405	34.487
Total	30.405	34.487

f) Conciliación Techo del activo:

Conciliación Techo del Activo	MUS\$
Saldo inicial al 01/01/2017	33.419
Intereses de Activo no reconocidos	4.305
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	11.317
Diferencias de Conversión	(1.123)
Saldo final al 31/12/2017	47.918
Intereses de Activo no reconocidos	4.373
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	(25.081)
Diferencias de Conversión	(5.747)
Saldo final al 31/12/2018	21.463

26.3 Otras revelaciones:

- Hipótesis actuariales:**

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

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Perú	
	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2017
Tasas de descuento utilizadas	4,70%	5,00%	7,90% - 9,15%	8,68% - 9,93%	6,80%	6,82%	34,7% - 34,9%	5,00%	6,17%	6,00%
Tasa esperada de incrementos salariales	3,80%	4,00%	5,04% - 6,08%	7,38% - 9,69%	5,00%	4,50%	28,3% - 28,5%	0,00%	4,00%	3,00%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 RV-M-2014	AT 2000	AT 2000	RV 2008	RV 2008	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 RV-M-2014
Tasa de rotación esperada	4,75%	4,53%	6,60%	5,30%	0,46%	0,38%	1,40%	1,51%	4,25%	4,14%

- Sensibilización:**

Al 31 de diciembre de 2018 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 MUS\$349.448 (MUS\$88.483 al 31 de diciembre 2017) en caso de un alza en la tasa y un aumento de MUS\$414.404 (MUS\$105.349 al 31 de diciembre 2017) en caso de una baja de la tasa.

- Aportación definida:**

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida, se registran directamente en el rubro "gastos de personal" en el estado de resultados consolidados. Los montos registrados por este concepto al 31 de diciembre de 2018 y 2017 fueron de MUS\$11.736 y MUS\$10.007, respectivamente.

- Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos (neto de activo) para atender los planes de prestación definida para el ejercicio 2018 ascienden a MUS\$146.905.

- Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las obligaciones del Grupo Enel Américas corresponde a 9,41 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

Años	MUS\$
1	366.163
2	354.268
3	345.477
4	338.766
5	333.060
6 a 10	1.537.047

- **Planes multi-patronales Enel Distribución Sao Paulo:**

FUNCESP es la entidad responsable de la administración de los planes de beneficios patrocinados por Enel Distribución Sao Paulo. La Compañía, por medio de negociaciones con los sindicatos representativos, reformuló el plan en 1997, considerando como característica principal un modelo mixto, compuesto del 70% del salario real de contribución como beneficio definido y el 30% del salario real de contribución como contribución establecida. Esta reformulación tuvo como objetivo considerar el déficit técnico actuarial y disminuir el riesgo de futuros déficits.

El costo del plan de beneficio definido es paritario entre la Compañía y los empleados, según las proporciones mencionadas anteriormente. Las tasas de costos varían de 1,45% a 4,22%, conforme al rango salarial, y son reevaluadas anualmente por un actuario independiente. El costo de la contribución definida se basa en el porcentaje escogido libremente por el participante (del 1% al 100% sobre el 30% del salario real de contribución), con aporte de la Compañía hasta el límite del 5% sobre la base del 30% de la remuneración de la contribución.

El Beneficio Suplementario Proporcional Saldado - BSPS garantiza a los empleados participantes del plan que se adhieron anteriormente al nuevo modelo implantado en la privatización de la Compañía. Este beneficio garantizará el valor proporcional correspondiente al período del servicio anterior a la fecha de la agrupación al nuevo plan mixto. Este beneficio se pagará a partir de la fecha en que el participante complete los tiempos mínimos requeridos en el reglamento del nuevo plan.

27. PATRIMONIO

27.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

27.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

El capital de Enel Américas al 31 de diciembre de 2018 y 2017 asciende a US\$6.763.204.424 representado por 57.452.641.516 acciones autorizadas, suscritas y pagadas. Todas las acciones emitidas por Enel Américas están suscritas y pagadas y admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile y Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE).

Durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera al 01 de enero de 2017 ascienden a US\$139.630.480 representadas por 872.333.871 acciones, que fueron compradas como resultado del proceso de fusión de acuerdo con el siguiente detalle:

- 129.829.692 acciones por un monto total de US\$21.517.199 correspondientes a los accionistas minoritarios de Enel Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas que disintieron con respecto a la fusión y ejercieron su derecho a retiro.
- 742.504.179 acciones por un monto total de US\$118.113.281 correspondientes a las acciones de Endesa Américas compradas en la Oferta Pública de Acciones.

El 27 de abril de 2017, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enel Américas aprobó la cancelación de las acciones propias en cartera adquiridas como resultado del proceso de fusión y la consecuente disminución del capital social por el mismo monto.

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

Proceso de División:

En Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis (actual Enel Américas) celebrada el 18 de diciembre de 2015, los accionistas aprobaron la división de Enersis 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 en Chile, incluyendo las participaciones accionarias en cada una, 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 Enel Américas por un número de acciones igual al que tenían en la sociedad dividida (relación 1 a 1); permaneciendo en la sociedad dividida Enel Américas las participaciones societarias de Enersis 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 en la División.

Como parte del acuerdo de División, se acordó asimismo (i) la disminución del capital de Enersis (actual Enel Américas) producto de la División desde la suma de US\$10.680.663.292, dividido en 49.092.772.762 acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal, a la nueva suma de US\$7.649.477.307, 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 en la suma de US\$3.211.185.985, correspondiente al monto que en que se disminuyó el capital de Enersis, 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 y Enersis Chile, asignándose a Enersis Chile los activos y delegándosele los pasivos según lo señalado en la referida junta.

Con fecha 1 de marzo de 2016, habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Enersis y desde esa fecha ha comenzado a existir la compañía Enersis Chile S.A., verificándose además la correspondiente disminución de capital y demás reformas estatutarias de la hasta entonces Enersis S.A., que pasó a denominarse Enersis Américas S.A.

El 4 de octubre de 2016, las juntas extraordinarias de accionistas de Enersis Chile, Endesa Chile y Chilectra aprobaron el cambio de razón social de estas sociedades por Enel Chile S.A., Enel Generación Chile S.A. y Enel Distribución Chile S.A., respectivamente. El cambio de nombre se concretó finalmente el 18 de octubre de 2016, a través de la modificación de los estatutos de cada sociedad.

Proceso de Fusión:

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 28 de septiembre de 2016, los respectivos accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, votaron y aprobaron con más de dos tercios de las acciones con derecho a voto de cada una de las entidades, la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas con y en Enersis Américas, siendo Enersis Américas la sociedad continuadora, bajo el nuevo nombre de "Enel Américas". En esta fusión, Enersis Américas absorbió por incorporación a Endesa Américas y Chilectra Américas, cada una de las cuales fueron disueltas sin necesidad de liquidación, sucediéndolas Enersis Américas en todos sus derechos y obligaciones.

Con fecha 14 de septiembre de 2016, Enersis Américas comenzó una Oferta Pública de Adquisición de Acciones ("OPA") sobre la totalidad de las acciones emitidas por Endesa Américas y una "Tender Offer" sobre la totalidad de los American Depository Shares ("ADSs") y sobre las acciones cuyos titulares residen en los Estados Unidos de América, emitidos por dicha sociedad, por un precio de Ch\$300 por acción (o en el caso de los ADS el equivalente en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica de Ch\$9.000 por ADS).

La OPA era contingente a (i) la aprobación de la fusión por los accionistas en la junta extraordinaria de accionistas celebradas en conformidad con la Ley de Sociedades Anónimas (la cual fue obtenida el 28 de septiembre de 2016); (ii) menos del 10% de las acciones de Enersis Américas, 10% de las acciones de Endesa Américas y un 0,91% de las acciones de Chilectra Américas ejerzan el derecho a retiro en relación con la fusión, siempre que ningún accionista posea más del 65% de Enersis Américas después del ejercicio del derecho a retiro, y (iii) la ausencia de cualquier evento significativo adverso en Endesa Américas y sus subsidiarias. No habiéndose cumplido ninguna de las causales suspensivas anteriormente mencionadas, la OPA finalizó satisfactoriamente el 28 de octubre de 2016. La OPA resultó en la compra de 265.180.064 acciones de Endesa Américas por un monto total de MUS\$118.113.

En resumen, Enersis Américas incrementó su participación accionaria en Endesa Américas en un 3,23%, llegando a controlar directamente un 63,21% de las acciones de la sociedad.

Con fecha 15 de noviembre de 2016, y en virtud de lo resuelto por la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis Américas de fecha 28 de septiembre de 2016, Enersis Américas suscribió conjuntamente con sus subsidiarias Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas") y Chilectra Américas ("Chilectra Américas"), la Escritura declarativa de Cumplimiento de Condiciones de Fusión, que da cuenta de la verificación de las condiciones suspensivas a que se encontraba sujeta la Fusión, permitiendo hacer efectiva la Fusión a partir del primer día del mes calendario siguiente a aquel mes en que se otorgare la Escritura declarativa de Cumplimiento de Condiciones de Fusión.

Con fecha 1 de diciembre de 2016, se materializó la Fusión, incorporándose en Enersis Américas la totalidad del patrimonio de Endesa Américas y de Chilectra Américas, sucediendo la primera en todos sus derechos y obligaciones a las segundas, las que se disolvieron de pleno derecho sin necesidad de liquidación. En esa misma fecha, Enersis Américas cambió su actual razón social, a la de Enel Américas S.A.

Como consecuencia de la aprobación y materialización de la fusión, los accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, tuvieron las siguientes opciones:

- Los accionistas de Endesa Américas que participaron en la fusión recibieron 2,8 acciones de Enersis Américas por cada una de las acciones de Endesa Américas que ellos poseían, y 1.68 ADS de Enersis Américas por cada uno de los ADS de Endesa Américas que ellos poseían, dado que Endesa Américas dejó de existir como una entidad individual una vez materializada la fusión;
- Los accionistas de Chilectra Américas que participaron en la fusión recibieron 4,0 acciones de Enersis Américas por cada una de las acciones de Chilectra Américas que ellos poseían dado que Chilectra Américas también dejó de existir como una entidad individual una vez materializada la fusión;
- Los accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas que disintieron con respecto a la fusión y ejercieron su derecho a retiro establecido en las leyes Chilenas recibieron un pago en efectivo equivalente al promedio ponderado de los precios de cierre de las acciones de Enersis Américas o acciones de Endesa Américas, como fuera el caso, que fueron informados en las Bolsas de Valores en Chile durante el período de 60 días transados precedente al período de 30 días transados previo a la fecha en el cual la fusión fue aprobada o el valor en libros de las acciones de Chilectra Américas, como fuere aplicable; y
- Los accionistas de Endesa Américas pudieron ofrecer sus acciones de Endesa Américas y ADS en la OPA.

Los movimientos en el número de acciones de Enel Américas como consecuencia de la fusión se resumen en la siguiente tabla:

Número de acciones en circulación de Enel Américas previo a la fusión		49.092.772.762	
	Número de Acciones	Razón de intercambio de acciones	Número de Acciones
<u>Emisión de nuevas acciones (1):</u>			
Canje de acciones con accionistas minoritarios de Endesa Américas	3.282.265.786	2,8	9.190.344.201
Canje de acciones con accionistas minoritarios de Chilectra Américas	10.464.606	4	41.858.424
Total emisión nuevas acciones	3.292.730.392		9.232.202.625
<u>Recompra de acciones (2):</u>			
Ejercicio derecho a retiro accionistas minoritarios de Enersis Américas	(119.185.929)		(119.185.929)
Ejercicio derecho a retiro accionistas minoritarios de Endesa Américas	(3.706.909)	2,8	(10.379.345)
Ejercicio derecho a retiro accionistas minoritarios de Chilectra Américas	(65.035)	4	(260.140)
Acciones remanentes por canje de acciones			(4.278)
Total recompra de acciones	(122.957.873)		(129.829.692)
<u>Oferta Pública de Acciones Endesa Américas (3):</u>			
Acciones compradas	(265.180.064)	2,8	(742.504.179)
Total OPA Endesa Américas	(265.180.064)		(742.504.179)
Número de acciones en circulación Enel Américas posterior a la fusión		57.452.641.516	
Número total de acciones capital emitido		58.324.975.387	
Número total de acciones propias en cartera		(872.333.871)	
Número acciones en circulación Enel Américas posterior a la fusión		57.452.641.516	

- (1) Con fecha 29 de diciembre de 2016, se realizó la inscripción en el Registro de Valores de 9.232.202.625 nuevas acciones de Enel Américas, emitidas con ocasión de la fusión. El monto total por la emisión de estas nuevas acciones fue de MUS\$1.553.687.
- (2) El monto total pagado por la recompra de acciones fue de MUS\$21.517.
- (3) El monto total de acciones de Endesa Américas compradas en la OPA fue de MUS\$118.113.

Enel Américas continuará transando sus acciones públicamente en las Bolsas de Valores en Chile y sus ADS en la Bolsa de Valores de Nueva York ("NYSE"). En la fusión, las acciones y ADS de Endesa Américas y las acciones de Chilectra Américas fueron convertidas en acciones y ADS de Enersis Américas, como fuere aplicable, y Endesa Américas y Chilectra Américas dejaron de transar en las Bolsas de Valores en Chile y Endesa Américas dejó de transar en la Bolsa de Valores de Nueva York.

Posteriormente a la fusión, Enel SpA continúa siendo la última matriz controladora, a través de su participación mayoritaria en las acciones de Enel Américas y los anteriores accionistas minoritarios de Endesa Américas y Chilectra Américas, en conjunto con los actuales accionistas minoritarios de Enel Américas, poseerán sus correspondientes participaciones no controladoras en Enel Américas.

27.1.2 Dividendos

Con fecha 25 de noviembre de 2014, el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 30 de enero de 2015 un dividendo provisorio N° 90 de US\$0,00133 por acción con cargo a los resultados estatutarios del ejercicio 2014, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre 2014, de conformidad con la política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 28 de abril de 2015, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el Dividendo Provisorio N°90, de US\$0,00133 por acción), y un dividendo adicional, que sumados ascienden a un total de US\$490.317.886, que equivale a US\$0,00998751 por acción.

Atendido que el mencionado Dividendo Provisorio N°90 ya fue pagado, se procedió a distribuir y pagar el remanente del Dividendo Definitivo N°91 ascendente a US\$424.712.960, que equivale a US\$0,00886 por acción.

Con fecha 24 de noviembre de 2015, el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 29 de enero de 2016 un dividendo provisorio N° 92 de US\$0,00174 por acción con cargo a los resultados estatutarios del ejercicio 2015, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre 2015, de conformidad con la política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 28 de abril de 2016, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (al que se descuenta el dividendo provisorio proforma pagado en enero de 2016) y un dividendo adicional, que asciende a un total de US\$295.657.660, que equivale a US\$0,006019495 por acción.

Atendido que el mencionado Dividendo Provisorio N°92 ya fue pagado, se procedió a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°93 ascendente a US\$241.946.275 que equivale a US\$0,00491 por acción.

Con fecha 24 de noviembre de 2016, el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistente, el pago de un Dividendo Provisorio N° 94 de US\$0,00142 por acción por un monto total de US\$81.873.986, con cargo al resultado del ejercicio 2016, a pagarse a contar del 27 de enero de 2017. El monto del dividendo corresponde al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre de 2016, de acuerdo con la política vigente de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Américas S.A. celebrada el 27 de abril de 2017, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (al que se descuenta el dividendo provisorio pagado en enero de 2017) y un dividendo adicional, que ascienden a un total de US\$288.326.860, que equivale a US\$0,00501 por acción. Atendido que el mencionado dividendo provisorio ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°95 ascendente a US\$206.452.874, que equivale a US\$0,00359 por acción.

Con fecha 29 de noviembre de 2017, el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros presentes, el pago de un Dividendo Provisional N°96 de US\$0,00100 con cargo al resultado del ejercicio 2017, a pagarse a contar del 26 de enero de 2018. Dicho monto corresponde al 15% de las utilidades líquidas de Enel Américas al 30 de septiembre de 2017, de acuerdo con la política vigente de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Américas S.A. celebrada el 26 de abril de 2018, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (al que se descuenta el dividendo provisorio pagado en enero de 2018) y un dividendo adicional, que ascienden a un total de US\$354.521.675, que equivale a US\$0,00617 por acción. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N° 96 ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°97 ascendente a US\$296.939.208, que equivale a US\$0,00517 por acción.

Con fecha 26 de noviembre de 2018, el Directorio de Enel Américas S.A., acordó por la unanimidad de sus miembros presentes, el pago de un Dividendo Provisorio de USD 0,00133849910936791 por acción, con cargo al resultado del ejercicio 2018, a pagarse a contar del día 25 de enero de 2019. Dicho monto corresponde a un 15% de las utilidades líquidas de Enel Américas al 30 de septiembre de 2018, determinadas con base en los Estados Financieros de la Compañía a dicha fecha.

El detalle de los dividendos pagados, en los últimos tres años, se resume como sigue:

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
90	Provisorio	30-01-2015	0,00133	2014
91	Definitivo	25-05-2015	0,00886	2014
92	Provisorio	29-01-2016	0,00174	2015
93	Definitivo	24-05-2016	0,00491	2015
94	Provisorio	27-01-2017	0,00142	2016
95	Definitivo	26-05-2017	0,00359	2016
96	Provisorio	26-01-2018	0,00100	2017
97	Definitivo	25-05-2018	0,00517	2017
98	Provisorio	25-01-2019	0,00134	2018

27.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de cambios en patrimonio consolidado por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, es el siguiente:

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	Saldo al		
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(378.929)	(128.320)	(151.019)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	115.658	149.973	211.975
Enel Distribución Perú S.A.	38.887	63.180	59.666
Dock Sud, S.A.	(63.680)	(21.517)	(19.800)
Enel Brasil S.A.	(1.133.980)	(529.654)	(646.185)
Enel Generación Costanera S.A.	(42.260)	(9.381)	(9.543)
Emgesa S.A. E.S.P.	(33.476)	17.908	22.187
Enel Generación El Chocón S.A.	(239.155)	(126.421)	(110.183)
Enel Perú S.A.	191.047	-	-
Enel Generación Perú S.A.	(110.613)	125.588	115.350
Enel Generación Piura S.A.	4.926	12.984	11.769
Otros	(14.534)	(8.335)	(4.688)
Diferencia de conversión por cambio moneda de presentación	-	-	(2.089.877)
TOTAL	(1.666.109)	(453.995)	(2.610.348)

27.3 Gestión del capital

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

27.4 Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio)

La compañía tiene algunas subsidiarias que deben 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 31 de diciembre de 2018, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de sus subsidiarias Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Perú, Enel Generación Piura y Enel Generación Perú asciende a MUS\$ 1.278.858, MUS\$ 111.992, MUS\$ 313.578, MUS\$ 79.242 y MUS\$ 1.392, respectivamente.

27.5 Otras Reservas

La naturaleza y el movimiento de las Otras reservas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, fueron los siguientes:

	Saldo al 01-01-2018 MUS\$	Movimiento 2018 MUS\$	Saldo al 31-12-2018 MUS\$
Diferencias de cambio por conversión (a)	(453.995)	(1.212.114)	(1.666.109)
Coberturas de flujo de caja (b)	(3.472)	(1.622)	(5.094)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(175)	(222)	(397)
Otras reservas varias (c)	(3.408.922)	199.639	(3.209.283)
TOTAL	(3.866.564)	(1.014.319)	(4.880.883)

	Saldo al 01-01-2017 MUS\$	Movimiento 2017 MUS\$	Saldo al 31-12-2017 MUS\$
Diferencias de cambio por conversión (a)	(388.942)	(65.053)	(453.995)
Coberturas de flujo de caja (b)	(11.423)	7.951	(3.472)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	227	(402)	(175)
Otras reservas varias (c)	(3.364.559)	(44.363)	(3.408.922)
TOTAL	(3.764.697)	(101.867)	(3.866.564)

	Saldo al 01-01-2016 MUS\$	Movimiento 2016 MUS\$	Saldo al 31-12-2016 MUS\$
Diferencias de cambio por conversión (a)	(3.165.288)	554.940	(2.610.348)
Coberturas de flujo de caja (b)	(7.649)	3.223	(4.426)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(256)	473	217
Resultado integral de activos mantenidos para distribuir a los propietarios	(171.638)	171.638	-
Otras reservas varias (c)	(4.659.748)	566.486	(4.093.262)
TOTAL	(8.004.579)	1.296.760	(6.707.819)

- a) **Reservas por diferencias de cambio por conversión:** Proviene fundamentalmente a las diferencias de cambio que se originan en:
- La conversión de nuestras subsidiarias que tienen moneda funcional distinta al dólar estadounidense (Nota 2.7.3) y
 - La valorización de las plusvalías compradas surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al dólar estadounidense (Nota 4.c.).
- 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 4.g.5).
- c) **Otras reservas varias.**

A continuación, se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

Otras Reservas Varias	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$
Reserva por aumento de capital año 2013 (1)	(1.345.368)	(1.345.368)	(1.908.106)
Reserva por restructuración societaria ("División") (2)	716.712	716.712	691.210
Reserva operaciones subsidiarias (3)	(439.290)	(439.290)	(508.682)
Reserva transición a IFRS (4)	(1.490.605)	(1.490.604)	(1.567.941)
Reserva por fusión Enel Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas (5)	(730.748)	(730.748)	(725.018)
Reserva por OPA Endesa Américas y Derecho a Retiro (6)	(57.101)	(57.100)	(56.653)
Otras reservas varias (7)	137.117	(62.524)	(18.072)
Total	(3.209.283)	(3.408.922)	(4.093.262)

- 1) Reserva originada como consecuencia del aumento de Capital que Enersis Américas perfeccionó durante el primer trimestre de 2013.
- 2) Reserva por la restructuración societaria (“división de Sociedades”) materializada con fecha 1 de marzo de 2016. Representa el efecto generado por la reorganización de Enersis Américas y separación del negocio de Chile en Enel Chile S.A. (Ver Nota 6.1).
- 3) Reservas provenientes de operaciones en nuestras subsidiarias. Representan el efecto generado por compras de participaciones de subsidiarias bajo control común.
- 4) Reserva de transición a las 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.
- 5) Reserva por la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas en y con Enel Américas, materializada el 1 de diciembre de 2016. Representa el reconocimiento de la diferencia entre el aumento de capital en Enel Américas, y el importe en libros de las participaciones no controladoras que pasaron a formar parte del capital social en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas, como consecuencia de la fusión. La diferencia entre el valor de mercado de la contraprestación recibida o pagada y el monto por el cual se ajustó la participación no controladora fue reconocida en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas.
- 6) Reserva OPA y derecho a retiro: Representa la diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas como parte de la OPA y el monto pagado por ellas, resultó en un cargo de MUS\$56.578. Además, se incluye el efecto por MUS\$523 relacionado con la diferencia entre el valor pagado y el valor libros de las acciones de aquellos accionistas que ejercieron su derecho a retiro.
- 7) Otras reservas varias provenientes de operaciones realizadas en períodos anteriores.

27.6 Participaciones no controladoras.

El detalle de las principales participaciones no controladoras por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, es el siguiente:

Compañías	Participaciones No Controladoras					
	31-12-2018 %	Patrimonio		Resultado		
		31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$
Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	0,27%	2.471	3.746	128	(111)	(228)
Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	26,00%	204.985	218.722	26.409	35.633	29.509
Enel Distribución Sao Paulo	4,12%	68.083	-	907	-	-
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	51,59%	439.727	457.800	106.363	108.928	86.463
Emgesa S.A. E.S.P.	51,52%	675.574	667.440	178.045	154.744	127.261
Enel Distribución Perú S.A.	16,85%	104.792	98.590	17.601	23.249	22.250
Enel Generación Perú S.A.	16,40%	128.863	156.731	25.177	22.647	12.776
Chinango S.A.C.	33,12%	36.158	22.163	6.836	3.810	5.143
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,91%	177.338	2.356	25.609	3.135	(8.604)
Enel Generación Costanera S.A.	24,38%	34.353	10.187	22.248	4.792	4.061
Enel Generación El Chocón S.A.	34,31%	102.131	72.893	31.031	30.138	15.276
Inversora Dock Sud S.A.	42,86%	60.390	38.147	12.027	13.984	5.947
Central Dock Sud S.A.	29,76%	59.687	37.432	11.921	13.826	5.842
Enel Distribución Chile S.A.	0,00%	-	-	-	-	405
Chilectra Américas S.A.	0,00%	-	-	-	-	123
Enel Generación Chile S.A.	0,00%	-	-	-	-	71.544
Endesa Américas S.A. (2)	0,00%	-	-	-	-	66.618
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	0,00%	-	-	-	-	1.777
Enel Generación Piura S.A.	3,50%	4.924	4.529	613	613	795
Enel Distribución Goiás (ex Celg)	0,12%	1.033	743	313	12	-
Otros		7.383	6.557	449	2.071	1.416
TOTAL		2.107.892	1.798.036	465.677	417.471	448.374

28. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS

El detalle de los ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	Saldo al		
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$
Ventas de energía (1)	10.929.523	8.559.077	6.350.968
Generación	2.123.166	1.895.791	1.686.495
Clientes Regulados	650.264	509.051	472.319
Clientes no Regulados	989.311	1.017.225	706.786
Ventas de Mercado Spot	464.030	348.105	472.921
Otros Clientes	19.561	21.410	34.469
Distribución	8.806.357	6.663.286	4.664.473
Residenciales	4.485.696	2.945.036	2.091.103
Comerciales	2.238.278	1.669.289	1.313.902
Industriales	914.056	706.385	546.028
Otros Consumidores	1.168.327	1.342.576	713.440
Otras ventas	48.968	44.194	52.312
Ventas de gas	36.304	33.541	32.310
Ventas de productos y servicios	12.664	10.653	20.002
Otras prestaciones de servicios	1.140.643	885.995	604.628
Peajes y transmisión	861.717	625.993	433.236
Arriendo equipos de medida	130	128	110
Alumbrado público	4.097	4.427	7.521
Verificaciones y enganches	10.985	18.270	11.108
Servicios de ingeniería y consultoría	683	170	4.817
Arrendamiento de Infraestructura de Alumbrado Público	132.736	110.804	55.487
Otras prestaciones	130.295	126.203	92.349
Total Ingresos de actividades ordinarias	12.119.134	9.489.266	7.007.908

Otros Ingresos	Saldo al		
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$
Ingresos por contratos de construcción	833.313	753.389	399.408
Otros Ingresos (2)	231.615	195.348	235.266
Total Otros Ingresos	1.064.928	948.737	634.674

- (1) En Argentina, con fecha 1 de febrero de 2017 el ENRE emitió resolución N° 64/2017, referente a Revisión Tarifaria Integral (RTI), que actualiza la tarifa de forma retroactiva a partir de enero de 2017, los efectos reconocidos por esta resolución en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018 fueron por un importe de MUS\$1.174.150 (MUS\$327.408 al 31 de diciembre de 2017).
- (2) Los otros ingresos incluyen MUS\$67 y MUS\$87.603 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016, respectivamente, relacionados con los contratos de disponibilidad, que a contar de diciembre de 2012 nuestra subsidiaria Enel Generación Costanera S.A. suscribió con CAMESA.

29. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

El detalle de las materias primas y consumibles utilizados por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al		
	31/12/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$	31/12/2016 MUS\$
Compras de energía	(5.737.604)	(3.940.466)	(2.442.519)
Consumo de combustible	(226.843)	(229.308)	(362.156)
Gastos de transporte	(1.055.431)	(634.118)	(394.097)
Costos por contratos de construcción	(833.313)	(753.389)	(399.408)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(289.582)	(325.507)	(270.038)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(8.142.773)	(5.882.788)	(3.868.218)

30. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El detalle de los gastos por beneficios a los empleados por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al		
	31/12/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$	31/12/2016 MUS\$
Sueldos y salarios	(476.809)	(489.118)	(400.513)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(17.269)	(20.003)	(13.095)
Seguridad social y otras cargas sociales	(266.566)	(257.185)	(198.822)
Otros gastos de personal	(79.849)	(71.678)	(13.672)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(840.493)	(837.984)	(626.102)

31. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO

El detalle de los gastos por depreciación, amortización y pérdida por deterioro por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, es el siguiente:

	Saldo al		
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$
Depreciación	(511.326)	(407.535)	(348.385)
Amortización	(351.114)	(240.579)	(124.853)
Subtotal	(862.440)	(648.114)	(473.238)
Reverso (pérdidas) por deterioro	(60.748)	(79.748)	(157.078)
Total	(923.188)	(727.862)	(630.316)

(*) Información por Segmento por Reversión y (Pérdidas) por Deterioro	Generación			Distribución			Otros			Saldo al		
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$
Activos financieros (ver nota 12)	(4.462)	(1.296)	(14.783)	(110.209)	(122.824)	(116.328)	-	-	(141)	(114.671)	(124.120)	(131.252)
Otros activos financieros	(536)	304	(19.388)	(7.295)	(509)	-	-	-	(6.438)	(7.831)	(205)	(25.826)
Activos y grupos mantenidos para la venta (ver nota 6)	-	-	-	(5.234)	-	-	-	-	-	(5.234)	-	-
Propiedad, planta y equipo (ver nota 19)	66.988	(10.242)	-	-	54.819	-	-	-	-	66.988	44.577	-
Total	61.990	(11.234)	(34.171)	(122.738)	(68.514)	(116.328)	-	-	(6.579)	(60.748)	(79.748)	(157.078)

32. OTROS GASTOS POR NATURALEZA

El detalle de los otros gastos por naturaleza por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al		
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$
Otros suministros y servicios	(296.788)	(282.702)	(217.835)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(206.619)	(145.791)	(133.595)
Reparaciones y conservación	(203.382)	(247.137)	(164.437)
Indemnizaciones y multas	(11.981)	(4.316)	(4.181)
Tributos y tasas	(20.548)	(26.413)	(36.822)
Primas de seguros	(37.793)	(38.522)	(42.072)
Arrendamientos y cánones	(27.885)	(26.448)	(17.271)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(12.737)	(5.137)	(5.216)
Otros aprovisionamientos	(179.327)	(131.623)	(174.723)
Gastos de viajes	(21.714)	(25.032)	(18.990)
Gastos de medio ambiente	(2.311)	(10.035)	(2.233)
Total	(1.021.085)	(943.156)	(817.375)

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 fue de MUS\$856, MUS\$137 y MUS\$288, respectivamente.

33. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS)

El detalle de las otras ganancias (pérdidas) por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al		
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$
Disposiciones y bajas inmovilizado material	630	5.160	25.844
Otros	51	185	(13.703)
Total Otras ganancias (pérdidas)	681	5.345	12.141

34. RESULTADO FINANCIERO

El detalle de los ingresos y costos financieros por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al		
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$
Efectivo y otros medios equivalentes	133.180	123.139	150.320
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil) (2)	42	78	164
Ingresos financieros por concesiones IFRIC 12 (Brasil) (1)	73.911	36.648	55.167
Intereses Cobrados a Clientes en Cuentas de Energía y Facturaciones	58.604	30.389	25.491
Otros ingresos financieros	92.344	103.589	45.315
Total Ingresos Financieros	358.081	293.843	276.457

Costos financieros	Saldo al		
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$
Costos Financieros	(1.071.759)	(869.535)	(773.157)
Préstamos bancarios	(162.192)	(97.495)	(84.753)
Obligaciones con el público	(312.204)	(215.836)	(284.842)
Arrendamientos financieros (leasing)	(8.170)	(5.882)	(2.291)
Valoración derivados financieros	(14.094)	(724)	(16.526)
Actualización financiera de provisiones (3)	(147.194)	(175.831)	(162.558)
Gastos financieros activados	19.329	8.054	30.939
Obligación por beneficios post empleo (2)	(83.463)	(37.907)	(29.735)
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(17.883)	(8.694)	(844)
Otros costos financieros (4)	(345.888)	(335.220)	(222.547)
Resultado por unidades de reajuste (**)	270.380	-	(1.032)
Diferencias de cambio (*)	110.635	(6.714)	58.934
Total Costos Financieros	(690.744)	(876.249)	(715.255)
Total Resultado Financiero	(332.663)	(582.406)	(438.798)

(**) Ver nota 8.

- (1) Corresponde al ingreso financiero por la actualización financiera durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, de los activos no amortizados a valor nuevo de reposición, al término de la concesión en las distribuidoras Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goiás S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A..
- (2) Ver nota 26.2.
- (3) Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018, se incluyen MUS\$61.454 (MUS\$115.826 y MUS\$69.670 para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, respectivamente) de nuestra subsidiaria Edesur, correspondientes al costo financiero generado por la actualización de multa de calidad de servicio por la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016 (Ver Nota 24). Adicionalmente, nuestras subsidiarias brasileñas Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Sao Paulo, Enel Cien S.A. y Enel Distribución Goiás, han reconocido MUS\$61.187, MUS\$44.440 y MUS\$50.801 durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente, por concepto de actualización financiera de reclamaciones legales.
- (4) Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018 son incluidos Intereses por la deuda con Enel Finance International NV por MUS\$43.874 (M\$0 en 2017), referentes a refinanciación compra Enel Distribución Sao Paulo (ver nota 13. d), Intereses provenientes de la deuda de CAMESA por MUS\$111.680 (MUS\$120.898 y MUS\$144.153 al 31 de diciembre de 2017 y 2016, respectivamente), Costos bancarios por MUS\$56.188 (MUS\$106.079 y MUS\$46.304 al 31 de diciembre de 2017 y 2016, respectivamente), Costos financieros por venta de cartera por MUS\$23.471 (MUS\$35.246 y MUS\$4.371 al 31 de diciembre de 2017 y 2016, respectivamente), y Otros por MUS\$110.675 (MUS\$53.186 y MUS\$8.252 al 31 de diciembre de 2017 y 2016, respectivamente).

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

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	Saldo al		
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	-	-	54
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Intrumentos Derivados)	-	-	(1.028)
Otras provisiones	-	-	(58)
Resultado por Unidades de Reajuste	-	-	(1.032)
Resultado por Hiperinflación (1)	270.380	-	-
Total Resultado por Unidades de Reajuste	270.380	-	(1.032)

Diferencias de Cambio (*)	Saldo al		
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	28.248	7.171	15.143
Otros activos financieros	293.812	117.018	100.338
Otros activos no financieros	5.356	4.260	(2.090)
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	42.999	10.015	10.806
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	2.473	266	738
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Intrumentos Derivados)	(144.669)	(103.890)	(55.203)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(76.575)	(30.326)	1.692
Otros pasivos no financieros	(41.009)	(11.228)	(12.490)
Total Diferencias de Cambio	110.635	(6.714)	58.934

1) Ver nota 8.

35. INFORMACIÓN POR SEGMENTO

35.1 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 subsidiarias operan en el negocio de generación y transmisión de energía eléctrica y distribución de energía eléctrica.

El Grupo adoptó un enfoque “abajo hacia arriba” para identificar los segmentos sobre los que debe informarse. Los segmentos de Generación y Transmisión y de Distribución han sido definidos basado en NIIF 8.9 y en los criterios establecidos en NIIF 8.12, teniendo en consideración la agregación de segmentos de operación que tienen indicadores económicos similares que son comunes a todos los países en que el Grupo opera.

Segmento de Generación y Transmisión: El segmento de generación y transmisión 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.

Los siguientes cuatro segmentos de operación han sido agregados en un conjunto combinado de información para el segmento de Generación y Transmisión:

Segmento de Generación y Transmisión a informar:

- Negocio de Generación y Transmisión en Argentina
- Negocio de Generación y Transmisión en Brasil
- Negocio de Generación y Transmisión en Colombia
- Negocio de Generación y Transmisión en Perú

Nuestro negocio de generación y transmisión es conducido en Argentina por nuestras subsidiarias Enel Trading Argentina (ex Cemsa), Central DockSud, Enel Generación Costanera, y Enel Generación El Chocón; en Brasil por nuestras subsidiarias EGP Cachoeira Dourada, Enel CIEN, Enel Brasil, y Fortaleza; en Colombia por nuestra subsidiaria Emgesa, y en Perú por nuestras subsidiarias Enel Generación Perú y Enel Generación Piura.

Negocio de Distribución: El segmento de distribución de energía eléctrica está conformado por un grupo de compañías eléctricas que operan bajo un régimen de concesión de distribución de energía, con obligaciones de servicio y tarifas reguladas para la distribución a clientes regulados en cuatro países diferentes.

Los siguientes cuatro segmentos de operación han sido agregados en un conjunto combinado de información para el segmento de Distribución:

Segmento de Distribución a informar:

- Negocio de Distribución en Argentina
- Negocio de Distribución en Brasil
- Negocio de Distribución en Colombia
- Negocio de Distribución en Perú

Nuestro negocio de distribución es conducido en Argentina por nuestra subsidiaria Edesur; en Brasil por nuestras subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goias y Enel Distribución Sao Paulo (ex Eletropaulo); en Colombia por nuestra subsidiaria Codensa; y en Perú por nuestra subsidiaria Enel Distribución Perú.

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 Transmisión, 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 negocio/país ha sido realizada tomando en consideración que los KPI son similares y comparables en todos los países, en cada uno de los siguientes aspectos:

- a) la naturaleza de las actividades: Generación y Transmisión, por un lado, y Distribución por otro;
- b) la naturaleza de los procesos de producción: el Negocio de Generación y Transmisión 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 y Transmisión 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 del país 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. En este contexto y considerando el proceso de restructuración societaria finalizado en el último trimestre del año 2016, descrito en Nota 6.1, los activos y pasivos relacionados con las operaciones en Chile son presentados como mantenidos para distribución a los propietarios, y en el caso de las cuentas de resultados, como operaciones discontinuadas.

35.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros

Línea de Negocio	Generación		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
ACTIVOS								
ACTIVOS CORRIENTES	1.637.118	1.428.414	4.219.859	2.927.495	527.009	189.512	6.383.986	4.545.421
Efectivo y equivalentes al efectivo	741.159	598.586	599.445	576.614	563.681	297.563	1.904.285	1.472.763
Otros activos financieros corrientes	133.524	74.249	42.367	26.175	34.502	9.928	210.393	110.352
Otros activos no financieros, corriente	45.867	48.898	221.676	222.545	40.189	12.189	307.732	283.632
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	505.920	482.522	3.037.418	1.888.620	7.684	6.647	3.551.022	2.377.789
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	141.223	167.243	16.585	9.542	(143.471)	(169.382)	14.337	7.403
Inventarios corrientes	55.723	51.928	283.369	193.708	306	453	339.398	246.089
Activos por impuestos corrientes, corriente	13.702	4.988	13.174	10.291	24.118	32.114	50.994	47.393
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	5.825	-	-	-	5.825	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	5.782.238	5.657.524	15.020.507	9.505.117	209.625	460.929	21.012.370	15.623.570
Otros activos financieros no corrientes	366.602	421.888	2.429.718	1.325.481	155	4.898	2.796.475	1.752.267
Otros activos no financieros no corrientes	21.552	32.300	1.114.885	525.081	4.271	3.045	1.140.708	560.426
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	408.367	395.692	498.083	220.946	58	155	906.508	616.793
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	3.664	2.641	108	255	(2.120)	(51)	1.652	2.845
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	379.400	143.732	372	24	(377.176)	(141.009)	2.596	2.747
Activos intangibles distintos de la plusvalía	52.076	47.866	5.761.420	3.624.793	13.793	9.820	5.827.289	3.682.479
Plusvalía	10.729	7.443	662.218	129.200	532.623	576.532	1.205.570	713.175
Propiedades, planta y equipo	4.513.951	4.574.513	4.167.112	3.511.532	5.764	6.422	8.686.827	8.092.467
Propiedad de inversión	-	-	11.708	-	-	-	11.708	-
Activos por impuestos diferidos	25.897	31.449	374.883	167.805	32.257	1.117	433.037	200.371
TOTAL ACTIVOS	7.419.356	7.085.938	19.240.366	12.432.612	736.634	650.441	27.396.356	20.168.991

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Linea de Negocio	Generación		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS								
PASIVOS CORRIENTES	1.682.438	1.213.127	5.064.636	3.809.016	2.903.682	(87.807)	9.650.756	4.934.336
Otros pasivos financieros corrientes	557.288	208.407	701.883	469.228	388.928	12.133	1.648.099	689.768
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	748.149	665.982	3.175.386	2.536.006	192.712	121.865	4.116.247	3.323.853
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	112.196	76.532	586.817	380.820	2.297.655	(232.325)	2.996.668	225.027
Otras provisiones corrientes	74.524	89.943	347.174	178.785	1.165	1.238	422.863	269.966
Pasivos por impuestos corrientes	150.391	129.088	42.357	43.312	176	238	192.924	172.638
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	39.890	43.175	207.184	200.865	23.046	9.044	270.120	253.084
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	3.835	-	-	-	3.835	-
PASIVOS NO CORRIENTES	1.671.572	2.331.607	6.625.127	4.074.776	617.001	549.765	8.913.700	6.956.148
Otros pasivos financieros no corrientes	1.117.237	1.737.988	2.903.618	1.995.344	601.013	616.183	4.621.868	4.349.515
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	44.893	84.846	877.703	882.795	10.460	10.928	933.056	978.569
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	5.253	43.963	-	54.016	(5.253)	(97.979)	-	-
Otras provisiones no corrientes	61.377	62.474	1.302.189	597.548	410	283	1.363.976	660.305
Pasivo por impuestos diferidos	317.075	258.472	221.237	179.957	7.758	16.882	546.070	455.311
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	32.073	36.427	1.308.821	349.671	2.613	2.833	1.343.507	388.931
Otros pasivos no financieros no corrientes	93.664	107.437	11.559	15.445	-	635	105.223	123.517
PATRIMONIO NETO	4.065.346	3.541.204	7.550.603	4.548.820	(2.784.049)	188.483	8.831.900	8.278.507
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	4.065.346	3.541.204	7.550.603	4.548.820	(2.784.049)	188.483	6.724.008	6.480.471
Capital emitido	1.501.469	705.205	3.599.197	2.395.815	1.662.538	3.662.184	6.763.204	6.763.204
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.384.478	1.190.570	(507.273)	(1.003.058)	3.964.482	3.396.319	4.841.687	3.583.831
Primas de emisión	39.202	38.013	58.677	63.832	(97.879)	(101.845)	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	(12.704)	-	12.704	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	1.140.197	1.607.416	4.412.706	3.092.231	(8.325.894)	(6.768.175)	(4.880.883)	(3.866.564)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	2.107.892	1.798.036
Total Patrimonio Neto y Pasivos	7.419.356	7.085.938	19.240.366	12.432.612	736.634	650.441	27.396.356	20.168.991

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Linea de Negocio	Generación			Distribución			Holdings, Eliminaciones y otros			Totales		
	31/12/2018 MUSS	31/12/2017 MUSS	31/12/2016 MUSS	31/12/2018 MUSS	31/12/2017 MUSS	31/12/2016 MUSS	31/12/2018 MUSS	31/12/2017 MUSS	31/12/2016 MUSS	31/12/2018 MUSS	31/12/2017 MUSS	31/12/2016 MUSS
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES												
INGRESOS	3.230.791	3.019.687	2.710.117	10.739.115	8.253.117	5.660.982	(785.844)	(834.801)	(728.517)	13.184.062	10.438.003	7.642.582
Ingresos de actividades ordinarias	3.156.268	2.926.508	2.587.360	9.748.895	7.394.378	5.148.413	(786.029)	(831.620)	(727.865)	12.119.134	9.489.266	7.007.908
Ventas de energía	2.815.079	2.635.813	2.349.739	8.806.468	6.663.893	4.665.249	(692.024)	(740.629)	(664.020)	10.929.523	8.559.077	6.350.988
Otras ventas	44.810	40.489	39.946	4.158	3.705	3.279	-	-	9.087	48.968	44.194	52.312
Otras prestaciones de servicios	296.379	250.206	197.675	938.269	726.780	479.885	(94.005)	(90.991)	(72.932)	1.140.643	885.995	604.628
Otros ingresos	74.523	93.179	122.757	990.220	858.739	512.569	185	(3.181)	(652)	1.064.928	948.737	634.674
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(1.474.928)	(1.259.326)	(1.137.371)	(7.456.629)	(5.456.305)	(3.466.460)	788.784	832.843	735.613	(8.142.773)	(5.862.788)	(3.868.218)
Compras de energía	(841.160)	(651.208)	(456.008)	(5.637.926)	(4.081.867)	(2.691.685)	741.482	792.609	705.174	(5.737.604)	(3.940.466)	(2.442.519)
Consumo de combustible	(226.843)	(229.308)	(362.156)	-	-	-	-	-	-	(226.843)	(229.308)	(362.156)
Gastos de transporte	(298.238)	(256.279)	(205.494)	(811.849)	(427.099)	(228.321)	54.656	49.260	39.718	(1.055.431)	(634.118)	(394.097)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(108.687)	(122.531)	(113.713)	(1.006.854)	(947.339)	(546.454)	(7.354)	(9.026)	(9.279)	(1.122.895)	(1.078.896)	(669.446)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	1.755.863	1.760.361	1.572.746	3.282.486	2.796.812	2.194.522	2.940	(1.958)	7.096	5.041.289	4.555.215	3.774.364
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	9.467	8.852	16.140	168.530	164.334	83.202	-	-	107	177.997	173.186	99.449
Gastos por beneficios a los empleados	(122.585)	(148.095)	(134.919)	(694.262)	(663.005)	(460.414)	(23.373)	(26.884)	(30.769)	(840.493)	(637.984)	(626.102)
Otros gastos, por naturaleza	(140.031)	(155.034)	(160.338)	(816.247)	(740.660)	(566.978)	(64.807)	(47.462)	(90.059)	(1.021.085)	(943.156)	(817.375)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	1.502.441	1.466.084	1.293.629	1.940.507	1.557.481	1.250.332	(85.240)	(76.304)	(113.625)	3.357.708	2.947.261	2.430.336
Gasto por depreciación y amortización	(295.719)	(238.355)	(208.073)	(567.471)	(410.224)	(265.551)	750	465	386	(862.440)	(648.114)	(473.238)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	61.989	(11.234)	(34.171)	(121.938)	(68.158)	(116.328)	(799)	(356)	(6.579)	(60.748)	(79.748)	(157.078)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	1.268.711	1.216.495	1.051.385	1.251.098	1.079.099	868.453	(85.289)	(76.195)	(119.818)	2.434.520	2.219.399	1.800.020
RESULTADO FINANCIERO	70.220	(94.751)	(148.574)	(216.603)	(507.181)	(387.234)	(186.280)	19.526	97.010	(332.663)	(582.406)	(438.798)
Ingresos financieros	116.829	79.906	66.787	223.121	187.234	156.186	18.131	26.703	53.484	358.081	293.843	276.457
Efectivo y otros medios equivalentes	84.253	63.188	56.649	27.301	31.585	40.476	21.626	28.366	53.195	133.180	123.139	150.320
Otros ingresos financieros	32.576	16.718	10.138	195.820	155.649	115.710	(3.495)	(1.663)	289	224.901	170.704	126.137
Costos financieros	(203.183)	(204.080)	(249.348)	(690.462)	(686.078)	(548.544)	(178.114)	20.623	24.735	(1.071.759)	(669.535)	(773.157)
Préstamos bancarios	(18.221)	(13.912)	(24.236)	(101.105)	(83.583)	(58.090)	(42.866)	-	(2.427)	(162.192)	(97.495)	(84.753)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(98.979)	(108.597)	(139.650)	(135.140)	(81.263)	(99.776)	(78.085)	(25.976)	(45.416)	(312.204)	(215.836)	(284.842)
Otros	(85.983)	(81.571)	(85.462)	(454.217)	(521.232)	(390.678)	(57.163)	46.599	72.578	(597.363)	(556.204)	(403.562)
Resultados por Unidades de Reajuste	8.815	-	260.137	-	-	-	1.428	-	270.380	-	-	(1.032)
Diferencias de cambio	147.759	29.423	33.987	(9.399)	(8.337)	5.124	(27.725)	(27.800)	19.823	110.635	(6.714)	58.934
Positivas	385.805	94.049	128.292	171.169	25.537	41.483	(849)	73.053	88.242	556.125	192.639	258.017
Negativas	(238.046)	(64.626)	(94.305)	(180.568)	(33.874)	(36.359)	(26.876)	(100.853)	(68.419)	(445.490)	(199.353)	(199.083)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	2.171	1.705	1.788	(160)	-	1.443	441	1.605	(525)	2.452	3.310	2.706
Otras ganancias (pérdidas)	135	2.813	28.347	546	2.532	(16.215)	-	-	9	681	5.345	12.141
Resultado de Otras Inversiones	51	113	-	-	72	(13.704)	-	-	-	51	185	(13.704)
Resultados en Ventas de Activos	84	2.700	28.347	546	2.460	(2.511)	-	-	9	630	5.160	25.845
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	1.341.237	1.126.262	932.946	1.034.881	574.450	466.447	(271.128)	(55.064)	(23.324)	2.104.990	1.645.648	1.376.069
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(449.235)	(359.599)	(368.682)	(24.007)	(130.254)	(190.768)	35.310	(29.281)	27.989	(437.932)	(519.134)	(531.461)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	892.002	766.663	564.264	1.010.874	444.196	275.679	(235.818)	(84.345)	4.665	1.667.058	1.126.514	844.608
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	170.263	-	-	170.263
GANANCIA (PÉRDIDA)	892.002	766.663	564.264	1.010.874	444.196	275.679	(235.818)	(84.345)	174.928	1.667.058	1.126.514	1.014.871
Ganancia (Pérdida) Atribuible a	892.002	766.663	564.264	1.010.874	444.196	275.679	(235.818)	(84.345)	174.928	1.667.058	1.126.514	1.014.871
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.201.381	709.043	566.497
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	465.677	417.471	448.374

País	Generación			Distribución			Holdings, Eliminaciones y otros			Totales		
	31-12-2018 MUSS	31-12-2017 MUSS	31-12-2016 MUSS	31-12-2018 MUSS	31-12-2017 MUSS	31-12-2016 MUSS	31-12-2018 MUSS	31-12-2017 MUSS	31-12-2016 MUSS	31-12-2018 MUSS	31-12-2017 MUSS	31-12-2016 MUSS
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO												
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	1.197.918	1.095.110	1.303.328	771.791	784.223	1.372.654	(125.144)	(9.284)	(143.796)	1.844.565	1.870.049	2.532.186
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(103.167)	(886.371)	(197.018)	(886.371)	(1.122.436)	(800.639)	(1.943.473)	(470.334)	262.699	(3.069.189)	(2.479.141)	(734.958)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(865.538)	(329.243)	(798.301)	367.923	361.865	(296.701)	2.364.681	(621.142)	1.151	1.867.066	(588.520)	(1.093.851)

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

35.3 Países

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
ACTIVOS CORRIENTES	526.410	265.002	644.916	711.201	4.198.462	2.519.658	710.105	725.443	488.825	458.183	(184.732)	(134.066)	6.383.986	4.545.421
Efectivo y equivalentes al efectivo	441.045	184.157	182.829	242.072	633.692	470.361	394.484	354.110	252.235	222.063	-	-	1.904.285	1.472.763
Otros activos financieros corrientes	7.467	127	-	412	178.492	64.924	24.434	44.889	-	-	-	-	210.393	110.352
Otros activos no financieros, corriente	5.544	3.530	26.228	23.106	220.719	226.385	8.850	7.751	46.391	22.860	-	-	307.732	283.632
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	956	639	389.563	395.614	2.801.407	1.544.654	217.987	268.651	140.653	167.826	456	405	3.551.022	2.377.789
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	71.184	68.433	16.513	28.732	106.693	43.040	1.403	1.612	3.732	57	(185.188)	(134.471)	14.337	7.403
Inventarios corrientes	-	-	29.623	20.813	209.125	134.991	57.118	48.424	43.532	41.861	-	-	339.398	246.089
Activos por impuestos corrientes, corriente	214	8.116	160	452	48.334	35.303	4	6	2.282	3.516	-	-	50.994	47.393
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	-	-	5.825	-	-	-	-	-	5.825	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	7.491.715	7.410.770	2.585.687	1.516.003	11.585.461	6.861.343	4.200.842	4.372.366	3.828.620	3.908.055	(8.679.955)	(8.444.967)	21.012.370	15.623.570
Otros activos financieros no corrientes	-	-	14	27	2.795.863	1.751.137	598	1.103	-	-	-	-	2.796.475	1.752.267
Otros activos no financieros no corrientes	3.414	2.403	927	5.825	1.127.643	541.556	8.753	9.017	-	-	(29)	1.625	1.140.708	560.426
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	58	124	409.285	400.329	457.162	181.099	40.003	35.241	-	-	-	-	906.508	616.793
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	375.000	375.000	108	255	7.768	57.512	-	-	-	-	(381.224)	(429.922)	1.652	2.845
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	7.113.243	7.033.243	292.079	35.641	-	-	137	10	1.428.462	1.527.055	(8.831.325)	(8.593.202)	2.596	2.747
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	22.170	17.628	5.653.825	3.546.462	95.095	77.886	56.199	40.503	-	-	5.827.289	3.682.479
Plusvalía	-	-	4.827	1.022	662.218	129.200	5.902	6.421	-	-	532.623	576.532	1.205.570	713.175
Propiedades, planta y equipo	-	-	1.856.267	1.004.634	436.248	504.650	4.050.353	4.242.686	2.343.959	2.340.497	-	-	8.686.827	8.092.467
Propiedad de inversión	-	-	-	-	11.708	-	-	-	-	-	-	-	11.708	-
Activos por impuestos diferidos	-	-	10	50.642	433.026	149.727	1	2	-	-	-	-	433.037	200.371
TOTAL ACTIVOS	8.018.125	7.675.772	3.230.603	2.227.204	15.783.923	9.381.001	4.910.947	5.097.809	4.317.445	4.366.238	(8.664.687)	(8.579.033)	27.396.356	20.168.991

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

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	461.314	85.879	1.094.163	1.211.389	6.524.191	2.157.537	1.116.652	942.968	490.066	487.036	(35.630)	49.527	9.650.756	4.934.336
Otros pasivos financieros corrientes	363.057	11.791	14.322	2.938	748.859	305.468	390.762	267.116	131.099	102.455	-	-	1.648.099	689.768
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	43.723	35.090	716.892	924.655	2.461.540	1.556.408	535.183	483.152	222.164	250.202	136.745	74.346	4.116.247	3.323.853
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	53.178	37.377	114.938	50.329	2.912.524	90.778	53.265	50.746	35.138	20.616	(172.375)	(24.819)	2.996.668	225.027
Otras provisiones corrientes	1.164	1.239	131.593	150.497	194.942	10.594	35.841	33.779	59.323	73.857	-	-	422.863	269.966
Pasivos por impuestos corrientes	-	54	89.622	51.191	15.965	32.399	73.902	84.650	13.435	4.344	-	-	192.924	172.638
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	192	328	26.796	31.779	190.361	161.890	23.864	23.525	28.907	35.562	-	-	270.120	253.084
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	3.835	-	-	-	-	-	3.835	-
PASIVOS NO CORRIENTES	612.001	618.499	592.984	610.569	5.554.977	3.399.496	1.630.556	1.971.990	770.023	812.356	(246.841)	(456.762)	8.913.700	6.956.148
Otros pasivos financieros no corrientes	601.014	607.512	40.229	48.913	2.093.405	1.442.737	1.428.551	1.750.429	458.669	499.924	-	-	4.621.868	4.349.515
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	15	195.385	337.338	727.211	630.010	-	-	10.460	11.206	-	-	933.056	978.569
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	6.230	53.642	240.611	403.120	-	-	-	-	(246.841)	(456.762)	-	-
Otras provisiones no corrientes	-	-	23.144	21.826	1.279.877	565.565	40.340	64.904	20.615	8.010	-	-	1.363.976	660.305
Pasivo por impuestos diferidos	8.374	8.140	244.255	37.724	11.188	130.381	32.622	18.010	249.631	261.056	-	-	546.070	455.311
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	2.613	2.832	14.599	26.960	1.198.014	227.048	123.151	127.565	5.130	4.526	-	-	1.343.507	388.931
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	69.142	84.166	4.671	635	5.892	11.082	25.518	27.634	-	-	105.223	123.517
PATRIMONIO NETO	6.944.810	6.971.394	1.543.456	405.246	3.704.755	3.823.968	2.163.739	2.182.851	3.057.356	3.066.846	(8.582.216)	(8.171.798)	8.831.900	8.278.507
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	6.944.810	6.971.394	1.543.456	405.246	3.704.755	3.823.968	2.163.739	2.182.851	3.057.356	3.066.846	(8.582.216)	(8.171.798)	6.724.008	6.480.471
Capital emitido	6.763.204	6.763.204	997.714	234.050	1.730.839	2.048.181	205.915	224.006	2.658.595	1.857.365	(5.933.063)	(4.163.602)	6.763.204	6.763.204
Ganancias (pérdidas) acumuladas	3.423.217	3.449.803	13.202	274.033	532.531	414.775	639.936	484.805	522.144	148.516	(289.343)	(1.188.101)	4.841.687	3.583.831
Primas de emisión	-	-	-	-	771.039	902.102	93.552	101.771	1.874	-	(870.643)	(1.005.747)	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	(3.241.611)	3.241.613	532.540	102.837	670.346	458.910	1.224.336	1.372.269	129.435	1.259.091	(1.829.167)	(1.814.348)	(4.880.883)	(3.866.564)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.107.892	1.798.036
Total Patrimonio Neto y Pasivos	8.018.125	7.675.772,00	3.230.603	2.227.204	15.783.923	9.381.001	4.910.947	5.097.809	4.317.445	4.366.238	(8.864.687)	(8.579.033)	27.396.356	20.168.991

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

País	Chile (Holdings y Otros)			Argentina			Brasil			Colombia			Perú			Eliminaciones		Totales				
	31/12/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$	31/12/2016 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$	31/12/2016 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$	31/12/2016 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$	31/12/2016 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$	31/12/2016 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$	31/12/2016 MUS\$	31/12/2018 MUS\$	31/12/2017 MUS\$	31/12/2016 MUS\$	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES																						
INGRESOS	1.335	-	4	11.232	1.516.392	1.520.474	1.267.801	7.489.756	5.132.814	2.761.747	2.671.192	2.384.407	2.262.236	1.505.635	1.400.394	1.339.466	-	-	-	-	-	-
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	9.527	1.488.830	1.482.423	1.137.695	6.520.243	4.285.940	2.281.557	2.642.896	2.368.028	2.244.990	1.467.175	1.354.868	1.334.139	-	(248)	-	-	-	-	-
Ventas de energía	-	-	-	1.443.845	1.426.617	1.076.132	5.865.566	3.841.034	2.058.455	2.388.426	2.128.847	2.038.739	1.231.686	1.162.579	1.177.642	-	-	-	-	-	-	-
Otras ventas	-	-	9.087	191	194	206	2.225	1.855	2.107	23.232	20.466	14.839	23.320	21.679	26.073	-	-	-	-	-	-	-
Otras prestaciones de servicios	-	-	440	44.794	55.612	61.357	652.452	443.060	220.995	231.228	216.715	191.412	212.169	170.608	130.424	-	-	-	-	-	-	-
Otros ingresos	1.335	-	4	1.705	27.562	38.051	130.206	969.513	846.865	480.190	28.306	18.379	17.246	38.460	45.438	5.327	(248)	-	-	-	-	
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	-	-	-	(4.191)	(769.333)	(712.345)	(517.495)	(5.366.693)	(3.502.183)	(1.653.590)	(1.208.848)	(950.865)	(965.018)	(798.330)	(717.924)	(727.924)	431	-	-	-	-	
Compras de energía	-	-	-	(656.647)	(619.314)	(396.487)	(3.855.878)	(2.359.632)	(1.034.768)	(721.047)	(529.504)	(570.987)	(605.630)	(434.666)	(443.189)	1.598	2.650	2.912	(5.737.604)	(3.940.466)	(2.442.519)	
Consumo de combustible	-	-	-	(21.095)	(4.074)	(72.847)	(18.151)	(70.470)	(37.716)	(73.716)	(30.789)	(69.912)	(134.183)	(123.979)	(145.879)	(226.849)	-	-	-	-	-	
Gastos de transporte	-	-	-	(37.414)	(15.326)	(4.859)	(631.737)	(279.332)	(112.932)	(268.498)	(244.492)	(201.149)	(91.718)	(72.225)	(61.178)	(72.225)	-	-	(2.850)	(2.912)	(1.065.431)	
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	-	(4.191)	(54.177)	(73.031)	(43.472)	(860.927)	(792.749)	(432.182)	(165.889)	(146.080)	(122.970)	(41.902)	(67.306)	(66.631)	-	-	-	-	-	
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	1.335	-	4	7.041	747.059	808.129	750.406	2.123.063	1.630.631	1.108.157	1.462.344	1.433.542	1.297.218	707.305	682.909	611.542	183	-	-	-	-	
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	-	54.308	75.737	53.810	69.089	25.607	29.408	19.386	13.097	11.067	8.974	6.935	-	-	-	-	-	-	-	
Gastos por beneficios a los empleados	(6.732)	(8.070)	(14.931)	(265.521)	(370.729)	(330.358)	(402.618)	(306.267)	(141.745)	(89.856)	(89.244)	(76.304)	(65.786)	(63.674)	(62.764)	-	-	-	-	-	-	
Otros gastos, por naturaleza	(27.113)	(21.316)	(50.535)	(139.867)	(165.752)	(166.111)	(603.682)	(486.894)	(347.940)	(161.656)	(160.646)	(134.369)	(88.585)	(88.768)	(118.420)	(162)	20	-	-	-	-	
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	(32.510)	(29.382)	(58.425)	395.979	327.385	307.747	1.199.977	906.759	644.079	1.230.240	1.263.038	1.099.642	564.021	539.441	437.293	1	20	-	-	-	-	
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(213)	(173.774)	(78.353)	(61.939)	(375.937)	(270.611)	(148.606)	(193.432)	(177.419)	(149.469)	(119.297)	(121.731)	(113.011)	-	-	-	-	-	-	
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	(1.580)	10.333	15.605	(13.688)	(55.843)	(76.255)	(104.225)	(14.674)	(2.962)	(35.530)	(564)	(16.136)	(2.055)	-	-	-	-	-	-	
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	(32.510)	(29.382)	(60.218)	232.538	264.637	232.120	768.197	559.893	391.248	1.022.134	1.022.657	914.643	444.160	401.574	322.227	1	20,00	-	-	-	-	
RESULTADO FINANCIERO	(19.825)	(3.438)	28.745	257.912	(145.441)	(153.569)	(430.868)	(225.126)	(82.448)	(159.753)	(174.979)	(197.153)	(18.583)	(33.422)	(34.373)	38.454	-	-	-	-	-	
Ingresos financieros	47.281	29.595	50.037	107.807	87.760	215.449	179.316	140.421	19.748	13.310	12.533	13.297	20.015	4.451	3.267	3.676	(7.096)	(31.337)	(7.096)	(332.663)	(582.406)	
Activo y otros medios equivalentes	7.245	8.207	44.463	75.692	61.757	51.545	33.259	32.537	31.030	12.533	13.297	20.015	4.451	3.267	3.267	-	-	-	-	-	-	
Otros ingresos financieros	40.036	21.388	5.574	32.115	26.003	10.792	142.190	146.779	109.391	7.215	6.074	3.927	4.132	1.737	3.549	4.132	(40.787)	(31.337)	(7.096)	229.801	126.137	
Costos financieros	(61.869)	(38.682)	(37.471)	(226.859)	(265.443)	(248.774)	(614.811)	(261.158)	(232.179)	(177.537)	(193.550)	(221.529)	(21.489)	(42.059)	(40.086)	(6.882)	31.337	(1.796)	(1.071.759)	(969.535)	(773.157)	
Préstamos bancarios	(8.084)	-	(1)	(177)	(136)	(136)	(2.196)	(131.557)	(65.154)	(49.349)	(19.659)	(25.090)	(24.726)	(2.715)	(7.151)	(6.481)	-	-	-	-	-	
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(25.736)	(25.977)	-	-	-	-	(124.722)	(35.259)	(58.201)	(133.916)	(138.469)	(176.995)	(27.830)	(16.331)	(26.079)	-	-	-	-	-	-	
Otros	(28.049)	(12.685)	(13.903)	(226.882)	(265.307)	(246.578)	(358.532)	(260.745)	(124.829)	(32.962)	(29.991)	(19.808)	(924)	(18.813)	(5.526)	40.786	31.337	6.882	(597.363)	(556.204)	(403.562)	
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	(1.032)	270.380	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	(5.237)	5.629	17.211	106.584	32.342	32.868	(31.599)	(43.284)	9.310	(1.964)	(809)	434	4.303	(591)	(1.183)	38.455	-	214	110.635	(6.714)	59.934	
Positivos	39.684	81.484	79.742	262.165	72.910	81.643	402.562	64.474	70.012	12.950	4.435	6.220	22.096	17.331	37.217	(183.342)	(47.995)	(16.817)	556.125	192.639	258.017	
Negativos	(44.931)	(75.855)	(62.531)	(155.581)	(40.668)	(48.775)	(434.068)	(107.758)	(60.702)	(14.914)	(5.235)	(5.786)	(17.793)	(17.832)	(38.320)	221.797	47.995	17.031	(445.490)	(199.353)	(199.083)	
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	441	1.605	(525)	2.011	1.705	1.788	-	-	-	-	-	-	1.443	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	10	74	230	(43)	386	954	(1.232)	190	474	(15.002)	31	3.687	28.408	-	-	-	-	-	-	
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	51	168	56	-	-	-	-	-	-	-	17	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultados en Ventas de Activos	-	-	10	23	62	(99)	386	954	(1.232)	190	474	(1.242)	31	3.670	28.408	-	-	-	-	-	-	
GANANCIA (PÉRDIDA), antes de impuestos	(51.894)	(31.215)	(31.988)	492.535	121.131	80.296	337.715	335.721	307.568	862.571	848.152	703.931	425.608	371.839	316.262	38.455	20	-	-	-	-	
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(7.137)	(28.109)	17.832	(203.661)	27.183	(44.873)	217.748	(66.866)	(69.565)	(310.823)	(336.689)	(292.755)	(134.059)	(114.853)	(142.300)	-	-	-	-	-	-	
GANANCIA (PÉRDIDA) procedente de operaciones continuadas	(59.031)	(59.324)	(14.156)	288.874	148.314	35.623	555.463	269.055	238.003	551.748	511.463	411.176	291.549	256.986	173.962	38.455	20	-	-	-	-	
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	170.263	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	(59.031)	(59.324)	156.107	288.874	148.314	35.623	555.463	269.055	238.003	551.748	511.463	411.176	291.549	256.986	173.962	38.455	20	-	-	-	-	
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	(59.031)	(59.324)	156.107	288.874	148.314	35.623	555.463	269.055	238.003	551.748	511.463	411.176	291.549	256.986	173.962	38.455	20	-	-	-	-	
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

País	Chile (Holdings y Otros)			Argentina			Brasil			Colombia			Perú			Eliminaciones		Totales				
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO																						
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(34.496)	23.174	115.344	157.539	209.757	328.608	299.827	371.425	765.662	1.030.940	898.396	874.110	390.044	334.592	446.371	711	32.705	2.091	1.844.565	1.870.049	2.532.196	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	348.295	(982.614)	487.375	(98.752)	(122.760)	(157.218)	(2.434.755)	(1.809.287)	(404.148)	(378.451)	(390.586)	(318.358)	(89.786)	(1.085.017)	(78.024)	(415.740)	1.911.123	(264.585)	(3.069.189)	(2.478.141)	(734.958)	
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(52.458)	(319.794)	(628.712)	(23.844)	(17.354)	12.592	2.389.630	1.608.280	(233.539)	(601.744)	(575.395)	(372.210)	(259.879)	659.599	(134.402)	415.161	(1.943.856)	262.420	1.867.066	(588.520)	(1.093.851)	

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

35.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países

a) Generación y Transmisión

Línea de Negocio	Generación y Transmisión														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
ACTIVOS CORRIENTES	-	-	334.670	316.209	647.181	437.445	339.038	327.201	412.115	412.379	(95.886)	(64.820)	1.637.118	1.428.414	
Electivo y equivalentes al efectivo	-	-	155.473	140.455	165.998	136.694	197.708	179.828	221.980	141.609	-	-	741.159	598.586	
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	-	109.137	45.592	24.387	28.857	-	-	-	-	133.524	74.249	
Otros activos no financieros, corriente	-	-	18.603	15.674	18.911	15.849	2.104	4.263	6.249	13.112	-	-	45.867	48.898	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	-	138.194	127.072	225.977	164.624	52.982	96.775	88.382	94.691	385	(640)	505.920	482.522	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	-	-	17.731	29.225	114.531	72.251	41.668	668	63.564	129.279	(96.271)	(64.180)	141.223	167.243	
Inventarios corrientes	-	-	4.509	3.331	405	474	20.185	17.004	30.624	31.119	-	-	55.723	51.928	
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	160	452	12.222	1.961	4	6	1.316	2.569	-	-	13.702	4.988	
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ACTIVOS NO CORRIENTES	-	-	1.188.893	656.380	833.154	1.024.938	2.515.463	2.703.618	1.245.705	1.305.808	(977)	(33.220)	5.782.238	5.657.524	
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	-	366.010	420.794	592	1.094	-	-	-	-	366.602	421.888	
Otros activos no financieros no corrientes	-	-	769	5.513	16.759	20.820	4.053	4.342	-	-	(29)	1.625	21.552	32.300	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	404.821	390.436	26	1.198	3.520	4.058	-	-	-	-	408.367	395.692	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	2.521	37.486	-	-	2.091	-	(948)	(34.845)	3.664	2.641	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	277.022	6.426	46.834	54.794	-	-	55.544	82.512	-	-	379.400	143.732	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	263	26	5.484	5.665	24.570	24.900	21.759	17.275	-	-	52.076	47.866	
Plusvalía	-	-	4.827	1.022	-	-	5.902	6.421	-	-	-	-	10.729	7.443	
Propiedades, planta y equipo	-	-	501.181	252.934	369.634	452.757	2.476.825	2.662.801	1.166.311	1.206.021	-	-	4.513.951	4.574.513	
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Activos por impuestos diferidos	-	-	10	23	25.886	31.424	1	2	-	-	-	-	25.897	31.449	
TOTAL ACTIVOS	-	-	1.523.563	972.589	1.480.335	1.462.383	2.854.501	3.030.819	1.657.820	1.718.187	(96.863)	(98.040)	7.419.356	7.085.938	

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

Línea de Negocio	Generación y Transmisión														
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales		
	Pais	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2017
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
PASIVOS CORRIENTES	-	-	385.283	293.504	642.003	308.085	511.097	399.796	224.273	247.092	(80.218)	(35.350)	1.682.438	1.213.127	
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	14.322	2.938	268.907	5.336	234.532	154.957	39.527	45.176	-	-	557.288	208.407	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	168.070	185.205	332.055	238.268	157.577	122.971	90.356	119.408	91	130	748.149	665.982	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	-	114.209	48.483	15.935	18.663	33.850	30.053	28.511	14.813	(80.309)	(35.480)	112.196	76.532	
Otras provisiones corrientes	-	-	-	-	-	-	25.516	30.940	49.008	59.003	-	-	74.524	89.943	
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	74.814	40.892	14.941	32.399	52.340	54.038	8.296	1.759	-	-	150.391	129.088	
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	13.868	15.986	10.165	13.419	7.282	6.837	8.575	6.933	-	-	39.890	43.175	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PASIVOS NO CORRIENTES	-	-	245.332	312.457	82.461	385.093	1.032.101	1.335.486	328.323	361.261	(16.645)	(62.690)	1.671.572	2.331.607	
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	40.229	48.913	60.398	324.117	936.776	1.247.200	79.834	117.758	-	-	1.117.237	1.737.988	
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	44.393	84.225	500	621	-	-	-	-	-	-	44.893	84.846	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	6.230	53.642	15.668	53.011	-	-	-	-	(16.645)	(62.690)	5.253	43.963	
Otras provisiones no corrientes	-	-	-	-	3.831	6.817	37.412	48.136	20.134	7.521	-	-	61.377	62.474	
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	83.005	37.724	-	527	30.926	11.428	203.144	208.793	-	-	317.075	258.472	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	-	3.508	6.184	-	-	26.987	28.722	1.578	1.521	-	-	32.073	36.427	
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	67.967	81.769	2.064	-	-	-	23.633	25.668	-	-	93.664	107.437	
PATRIMONIO NETO	-	-	892.948	366.628	755.871	769.205	1.311.303	1.295.537	1.105.224	1.109.834	-	-	4.065.346	3.541.204	
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	892.948	366.628	755.871	769.205	1.311.303	1.295.537	1.105.224	1.109.834	-	-	4.065.346	3.541.204	
Capital emitido	-	-	111.092	162.708	275.319	322.118	201.762	219.488	913.296	891	-	-	1.501.469	705.205	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	-	-	258.124	315.019	289.470	322.261	446.982	323.370	389.902	229.920	-	-	1.384.478	1.190.570	
Primas de emisión	-	-	-	-	-	-	34.875	37.939	4.327	74	-	-	39.202	38.013	
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras reservas	-	-	523.732	(111.099)	191.082	124.826	627.684	714.740	(202.301)	878.949	-	-	1.140.197	1.607.416	
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Patrimonio Neto y Pasivos	-	-	1.523.563	972.589	1.480.335	1.462.383	2.854.501	3.030.819	1.657.820	1.718.187	(96.863)	(98.040)	7.419.356	7.085.938	

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

País	Generación y Transmisión																					
	Chile			Argentina			Brasil			Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales			
	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2016	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2016	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2016	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2016	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2016	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2016	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2016	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	
INGRESOS	-	-	-	327.613	299.771	307.022	853.595	829.715	572.463	1.259.471	1.159.788	1.151.866	790.356	730.413	678.766	(244)	-	-	-	3.230.791	3.019.687	2.710.117
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	-	314.689	288.760	217.309	841.722	796.792	550.024	1.242.506	1.151.492	1.142.591	757.251	689.464	677.436	-	-	-	-	3.156.268	2.926.508	2.587.360
Ventas de energía	-	-	-	313.502	288.568	217.294	759.653	709.105	473.330	1.220.266	1.132.015	1.127.716	521.658	506.125	531.399	-	-	-	-	2.815.079	2.635.813	2.340.739
Otras ventas	-	-	-	21	-	-	-	-	-	22.095	19.300	14.677	22.694	21.189	25.269	-	-	-	-	44.810	40.489	39.946
Otras prestaciones de servicios	-	-	-	1.166	192	15	82.069	87.687	76.704	145	177	188	212.999	162.150	120.768	-	-	-	-	296.379	250.206	197.675
Otros ingresos	-	-	-	12.924	11.011	89.713	11.873	32.923	22.429	16.965	8.296	9.285	33.005	40.949	1.330	(244)	-	-	-	74.523	93.179	122.757
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	-	-	-	(40.070)	(25.389)	(88.050)	(574.420)	(490.159)	(268.643)	(478.264)	(386.302)	(433.625)	(382.603)	(347.476)	(347.053)	429	-	-	-	(1.474.928)	(1.259.326)	(1.137.371)
Compras de energía	-	-	-	(1.343)	(1.374)	(1.240)	(525.539)	(393.265)	(166.195)	(191.690)	(165.039)	(195.204)	(124.184)	(94.180)	(96.281)	1.596	2.650	2.912	-	(841.160)	(651.208)	(456.008)
Consumo de combustible	-	-	-	(21.095)	(4.074)	(72.647)	(18.151)	(70.470)	(73.718)	(53.414)	(30.789)	(69.912)	(134.183)	(123.975)	(145.879)	-	-	-	-	(226.843)	(229.308)	(362.156)
Gastos de transporte	-	-	-	(6.937)	(7.389)	(3.687)	(30.474)	(26.226)	(20.268)	(143.045)	(128.296)	(106.375)	(91.718)	(72.252)	(116.615)	(1.167)	(2.650)	(2.912)	-	(298.238)	(256.279)	(205.494)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	-	(10.695)	(12.552)	(10.476)	(256)	(198)	(8.462)	(90.115)	(72.178)	(62.134)	(7.621)	(37.603)	(32.641)	-	-	-	-	(108.687)	(122.531)	(113.713)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	-	-	-	287.543	274.382	218.972	279.175	339.556	303.820	781.207	763.486	718.241	407.753	382.937	331.713	185	-	-	-	1.755.863	1.760.361	1.572.746
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	-	5.011	6.300	13.637	553	903	1.135	2.468	910	1.142	1.435	739	226	-	-	-	-	9.467	8.852	16.140
Gastos por beneficios a los empleados	-	-	-	(45.672)	(73.209)	(67.799)	(16.364)	(18.426)	(15.547)	(30.726)	(27.270)	(23.606)	(29.190)	(23.606)	(29.967)	-	-	-	-	(122.858)	(148.095)	(134.919)
Otros gastos, por naturaleza	-	-	-	(28.977)	(36.680)	(28.608)	(19.683)	(20.404)	(18.432)	(45.800)	(55.117)	(49.095)	(45.395)	(42.833)	(64.203)	(178)	-	-	-	(140.031)	(155.034)	(160.338)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	-	-	-	217.905	170.793	136.202	243.681	301.629	270.976	707.149	682.009	646.882	333.697	311.653	239.769	9	-	-	-	1.502.441	1.466.084	1.293.629
Gasto por depreciación y amortización	-	-	-	(121.545)	(55.942)	(45.224)	(32.681)	(38.863)	(30.753)	(73.252)	(71.196)	(62.886)	(68.241)	(72.354)	(69.210)	-	-	-	-	(295.719)	(238.355)	(208.073)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	59.316	(28)	(51)	(260)	(725)	(580)	(822)	145	(33.540)	3.755	(10.626)	-	-	-	-	-	61.989	(11.234)	(34.171)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	-	-	-	155.676	114.823	90.927	210.740	262.041	239.643	633.075	610.958	550.256	269.211	228.673	170.559	9	-	-	-	1.268.711	1.216.495	1.051.385
RESULTADO FINANCIERO	-	-	-	116.452	26.873	7.811	18.757	7.262	(759)	(101.988)	(119.198)	(145.270)	8.420	(9.688)	(10.356)	28.573	-	-	-	70.220	(94.751)	(148.574)
Ingresos financieros	-	-	-	69.536	49.282	34.950	32.844	24.201	15.493	8.361	9.160	15.273	6.888	3.028	15.273	79.906	(8.880)	(1.957)	-	116.829	79.906	66.787
Electivo y otros medios equivalentes	-	-	-	65.748	39.533	31.917	7.712	12.022	8.788	7.025	7.361	14.112	3.768	4.272	1.832	-	-	-	-	84.253	63.188	56.649
Otros ingresos financieros	-	-	-	3.788	9.749	3.033	24.332	12.179	6.705	1.336	1.799	1.161	3.120	1.871	3.276	(8.880)	(1.957)	-	-	32.576	16.718	10.138
Costos financieros	-	-	-	(52.457)	(51.507)	(60.727)	(35.648)	(19.284)	(17.230)	(110.076)	(128.201)	(161.273)	(5.002)	(13.968)	(12.075)	8.880	1.957	-	-	(203.183)	(204.080)	(249.348)
Préstamos bancarios	-	-	-	(43)	(89)	(2.123)	(11.321)	(3.075)	(577)	(6.638)	(9.755)	(16.467)	(219)	(893)	(5.069)	-	-	-	-	(18.221)	(13.912)	(24.236)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	-	-	-	(201)	-	(85.521)	(106.116)	(135.420)	(2.857)	(2.481)	(4.230)	-	-	-	-	-	(98.979)	(108.597)	(139.650)
Otros	-	-	-	(52.414)	(51.418)	(58.604)	(24.126)	(16.209)	(16.655)	(7.517)	(12.330)	(9.386)	(1.926)	(10.494)	(2.776)	-	-	-	-	8.880	1.957	(81.571)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	8.815	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.815	-	-
Diferencias de cambio	-	-	-	90.558	29.098	33.588	22.361	2.345	978	(287)	(157)	730	6.534	(1.863)	(1.309)	28.573	-	-	-	147.759	29.423	33.987
Positivas	-	-	-	237.834	68.622	79.263	149.903	20.108	25.341	7.800	3.320	3.882	18.829	14.109	32.753	(28.661)	(12.110)	(12.947)	-	385.805	94.049	128.292
Negativas	-	-	-	(147.276)	(39.524)	(45.675)	(127.542)	(17.763)	(24.363)	(8.067)	(3.477)	(3.152)	(12.395)	(15.972)	(34.062)	57.234	12.110	12.947	-	(238.048)	(64.620)	(94.305)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	-	-	-	2.171	1.705	1.788	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.171	1.705	1.788
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	-	74	101	(99)	-	-	-	24	330	70	37	2.382	28.376	-	-	-	-	135	2.813	28.347
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	51	96	-	-	-	-	-	-	-	-	17	-	-	-	-	-	51	113	-
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	23	5	(99)	-	-	-	24	330	70	37	2.365	28.376	-	-	-	-	84	2.700	28.347
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	-	-	-	274.373	143.502	100.427	229.497	269.303	238.884	531.117	492.090	405.056	277.668	221.367	188.579	28.582	-	-	-	1.341.237	1.126.262	932.946
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	-	-	-	(99.141)	(8.618)	(34.156)	(78.870)	(80.718)	(83.272)	(185.554)	(191.743)	(158.133)	(85.670)	(68.520)	(93.121)	-	-	-	-	(449.235)	(359.599)	(368.682)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	-	-	-	175.232	134.884	66.271	150.627	178.585	155.612	345.563	300.347	246.923	191.998	152.847	95.458	28.582	-	-	-	892.002	766.663	564.264
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	-	-	-	175.232	134.884	66.271	150.627	178.585	155.612	345.563	300.347	246.923	191.998	152.847	95.458	28.582	-	-	-	892.002	766.663	564.264

País	Generación y Transmisión																					
	Chile			Argentina			Brasil			Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales			
	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2016	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2016	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2016	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2016	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2016	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2016	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2016	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	-	-	216.464	110.238	140.035	64.075	206.457	247.841	229.293	626.538	511.544	520.340	254.685	195.690	271.229	-	-	-	(73)	1.197.918	1.095.110	1.303.328
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-	-	(67.239)	(16.483)	(20.172)	(34.031)	(67.384)	(454.441)	(26.028)	(109.801)	(127.976)	(110.432)	90.501	(283.782)	40.712	-	-	-	-	(103.167)	(886.371)	(197.018)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-	-	(225.540)	(23.726)	(17.305)	13.374	(90.783)	264.451	(160.599)	(494.832)	(413.466)	(301.913)	(258.197)	(162.923)	(123.623)	-	-	-	-	(865.538)	(329.243)	(798.301)

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

b) Distribución

Línea de Negocio	Distribución													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
ACTIVOS														
ACTIVOS CORRIENTES	-	-	312.128	396.740	3.379.172	1.958.520	416.279	402.852	112.287	169.383	(7)	-	4.219.859	2.927.495
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	-	27.356	101.615	345.537	220.764	196.776	174.282	29.776	79.953	-	-	599.445	576.614
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	412	42.320	9.531	47	16.232	-	-	-	-	42.367	26.175
Otros activos no financieros, corriente	-	-	7.590	7.365	198.877	207.810	6.746	3.488	8.463	3.882	-	-	221.676	222.545
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	-	251.369	268.542	2.568.773	1.375.070	165.005	171.876	52.271	73.132	-	-	3.037.418	1.888.620
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	-	-	699	1.324	2.077	990	4.947	5.554	8.869	1.674	(7)	-	16.585	9.542
Inventarios corrientes	-	-	25.114	17.482	208.414	134.064	36.933	31.420	12.908	10.742	-	-	283.369	193.708
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	-	-	13.174	10.291	-	-	-	-	-	-	13.174	10.291
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	-	-	5.825	-	-	-	-	-	5.825	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	-	-	1.381.972	830.423	10.742.727	5.849.861	1.685.379	1.668.748	1.210.429	1.156.085	-	-	15.020.507	9.505.117
Otros activos financieros no corrientes	-	-	14	27	2.429.698	1.325.445	6	9	-	-	-	-	2.429.718	1.325.481
Otros activos no financieros no corrientes	-	-	158	312	1.110.027	520.094	4.700	4.675	-	-	-	-	1.114.885	525.081
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	4.464	9.894	457.136	179.869	36.483	31.183	-	-	-	-	498.083	220.946
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	108	255	-	-	-	-	-	-	-	-	108	255
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	235	14	-	-	137	10	-	-	-	-	372	24
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	21.907	17.602	5.637.387	3.533.935	70.525	52.986	31.601	20.270	-	-	5.761.420	3.624.793
Plusvalía	-	-	-	-	662.218	129.200	-	-	-	-	-	-	662.218	129.200
Propiedades, planta y equipo	-	-	1.355.086	751.700	59.670	44.132	1.573.528	1.579.885	1.178.828	1.135.815	-	-	4.167.112	3.511.532
Propiedad de inversión	-	-	-	-	11.708	-	-	-	-	-	-	-	11.708	-
Activos por impuestos diferidos	-	-	-	50.619	374.883	117.186	-	-	-	-	-	-	374.883	167.805
TOTAL ACTIVOS	-	-	1.694.100	1.227.163	14.121.899	7.808.381	2.101.658	2.071.600	1.322.716	1.325.468	(7)	-	19.240.366	12.432.612

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

Línea de Negocio	Distribución													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	-	-	710.708	919.538	3.434.286	2.042.696	650.767	547.781	268.882	299.001	(7)	-	5.064.636	3.809.016
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	-	-	479.938	299.790	156.230	112.159	65.715	57.279	-	-	701.883	469.228
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	548.694	739.200	2.117.898	1.306.373	377.606	360.181	131.188	130.252	-	-	3.175.386	2.536.006
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	-	2.686	3.755	483.142	286.177	64.627	25.303	36.369	65.585	(7)	-	586.817	380.820
Otras provisiones corrientes	-	-	131.593	150.498	194.941	10.594	10.325	2.839	10.315	14.854	-	-	347.174	178.785
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	14.808	10.298	1.024	-	21.562	30.612	4.963	2.402	-	-	42.357	43.312
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	12.927	15.787	157.343	139.762	16.582	16.687	20.332	28.629	-	-	207.184	200.865
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	3.835	-	-	-	-	-	3.835	-
PASIVOS NO CORRIENTES	-	-	347.653	298.112	5.247.163	2.699.977	598.455	636.504	431.856	440.183	-	-	6.625.127	4.074.776
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	-	2.033.008	1.109.949	491.775	503.229	378.835	382.166	-	-	2.903.618	1.995.344
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	150.992	253.113	726.711	629.388	-	-	-	294	-	-	877.703	882.795
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	-	54.016	-	-	-	-	-	-	-	54.016
Otras provisiones no corrientes	-	-	23.144	21.826	1.275.636	558.465	2.928	16.768	481	489	-	-	1.302.189	597.548
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	161.250	-	11.188	121.112	1.696	6.582	47.103	52.263	-	-	221.237	179.957
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	-	11.091	20.776	1.198.014	227.047	96.164	98.843	3.552	3.005	-	-	1.308.821	349.671
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	1.176	2.397	2.606	-	5.892	11.082	1.885	1.966	-	-	11.559	15.445
PATRIMONIO NETO	-	-	635.739	9.513	5.440.450	3.065.708	852.436	887.315	621.978	586.284	-	-	7.550.603	4.548.820
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	635.739	9.513	5.440.450	3.065.708	852.436	887.315	621.978	586.284	-	-	7.550.603	4.548.820
Capital emitido	-	-	563.803	44.904	2.873.858	2.346.393	4.153	4.518	157.383	-	-	-	3.599.197	2.395.815
Ganancias (pérdidas) acumuladas	-	-	69.177	(37.196)	(1.184.278)	(1.330.578)	192.954	161.435	414.874	203.281	-	-	(507.273)	(1.003.058)
Primas de emisión	-	-	-	-	-	-	58.677	63.832	-	-	-	-	58.677	63.832
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	(12.704)	-	-	-	-	-	-	-	(12.704)	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	-	-	2.759	1.805	3.763.574	2.049.893	596.652	657.530	49.721	383.003	-	-	4.412.706	3.092.231
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	-	-	1.694.100	1.227.163	14.121.899	7.808.381	2.101.658	2.071.600	1.322.716	1.325.468	(7)	-	19.240.366	12.432.612

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

País	Distribución																				
	Chile			Argentina			Brasil			Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	31/12/2018 MUSS	31/12/2017 MUSS	31/12/2016 MUSS	31/12/2018 MUSS	31/12/2017 MUSS	31/12/2016 MUSS	31/12/2018 MUSS	31/12/2017 MUSS	31/12/2016 MUSS	31/12/2018 MUSS	31/12/2017 MUSS	31/12/2016 MUSS	31/12/2018 MUSS	31/12/2017 MUSS	31/12/2016 MUSS	31/12/2018 MUSS	31/12/2017 MUSS	31/12/2016 MUSS	31/12/2018 MUSS	31/12/2017 MUSS	
INGRESOS	-	-	-	1.189.950	1.223.343	962.947	6.922.417	4.612.551	2.472.272	1.713.801	1.537.957	1.360.858	912.950	879.266	864.905	(3)	-	-	10.739.115	8.253.117	5.660.982
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	-	1.174.151	1.193.683	920.435	5.965.107	3.798.613	2.014.511	1.702.390	1.527.674	1.352.717	907.247	874.408	860.750	-	-	-	9.748.895	7.394.378	5.148.413
Ventas de energía	-	-	-	1.130.353	1.138.069	858.887	5.396.919	3.447.388	1.875.112	1.422.918	1.264.632	1.122.301	856.278	813.804	808.949	-	-	-	8.806.468	6.663.893	4.665.249
Otras ventas	-	-	-	170	194	206	2.225	1.855	2.107	1.137	1.166	1.62	626	490	804	-	-	-	4.158	3.705	3.279
Otras prestaciones de servicios	-	-	-	43.628	55.420	61.342	565.963	349.370	137.292	278.335	261.676	230.254	50.343	60.114	50.997	-	-	-	938.269	726.780	479.885
Otros ingresos	-	-	-	29.660	957.310	42.512	957.310	813.938	457.761	11.411	10.283	8.141	5.703	4.858	4.155	(3)	-	-	990.220	868.739	512.569
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	-	-	-	(729.223)	(686.912)	(429.446)	(5.084.253)	(3.323.143)	(1.670.906)	(1.032.452)	(867.491)	(781.685)	(610.701)	(578.759)	(584.423)	-	-	-	(7.456.629)	(5.456.305)	(3.466.460)
Compras de energía	-	-	-	(655.312)	(617.960)	(395.267)	(3.621.322)	(2.281.798)	(1.158.531)	(784.872)	(632.783)	(587.454)	(576.420)	(549.326)	(550.433)	-	-	-	(5.637.926)	(4.081.867)	(2.691.685)
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos de transporte	-	-	-	(30.477)	(8.537)	(1.202)	(609.880)	(258.156)	(94.069)	(171.492)	(160.406)	(133.050)	-	-	-	-	-	-	(811.849)	(427.099)	(228.321)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	-	(43.934)	(60.415)	(32.977)	(853.051)	(783.189)	(418.306)	(76.088)	(74.302)	(61.181)	(34.281)	(29.433)	(33.990)	-	-	-	(1.006.854)	(947.339)	(546.454)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	-	-	-	460.727	536.431	533.501	1.838.164	1.289.408	801.366	681.349	670.466	579.173	302.249	300.507	280.482	(3)	-	-	3.282.486	2.796.812	2.194.522
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	-	49.297	69.437	40.174	82.661	68.186	24.407	26.940	18.476	11.955	9.632	8.235	6.666	-	-	-	168.530	164.334	83.202
Gastos por beneficios a los empleados	-	-	-	(219.849)	(297.520)	(262.559)	(369.620)	(269.029)	(110.570)	(69.130)	(61.974)	(52.698)	(35.663)	(34.482)	(34.587)	-	-	-	(694.262)	(663.005)	(460.414)
Otros gastos, por naturaleza	-	-	-	(110.973)	(150.619)	(139.339)	(545.006)	(439.809)	(300.598)	(116.190)	(106.038)	(85.628)	(44.081)	(44.194)	(41.413)	3	-	-	(816.247)	(740.660)	(566.978)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	-	-	-	179.202	157.729	171.777	1.006.199	648.756	414.605	522.969	520.930	452.802	232.137	230.066	211.148	-	-	-	1.940.507	1.557.481	1.250.332
Gasto por depreciación y amortización	-	-	-	(52.229)	(22.411)	(16.716)	(343.158)	(231.358)	(117.594)	(120.115)	(106.158)	(86.553)	(51.969)	(50.297)	(44.688)	-	-	-	(567.471)	(410.224)	(265.551)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	(48.983)	15.633	(13.637)	(54.784)	(75.174)	(86.646)	(13.852)	(3.107)	(1.991)	(4.319)	(5.510)	(2.054)	-	-	-	(121.938)	(68.158)	(118.328)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	-	-	-	77.990	150.951	141.424	608.257	342.224	198.365	389.002	411.665	364.258	175.849	174.259	164.406	-	-	-	1.251.098	1.079.099	868.453
RESULTADO FINANCIERO	-	-	-	127.247	(176.791)	(162.045)	(263.904)	(250.354)	(148.827)	(57.795)	(55.757)	(51.858)	(22.151)	(24.279)	(24.404)	-	-	-	(216.603)	(507.181)	(387.234)
Ingresos financieros	-	-	-	33.729	34.724	27.124	173.459	137.208	115.858	11.463	10.271	8.756	4.470	5.031	4.448	-	-	-	223.121	187.234	156.186
Electivo y otros medios equivalentes	-	-	-	5.917	18.799	19.204	15.225	3.869	14.305	5.498	5.935	5.903	661	2.982	1.064	-	-	-	27.301	31.585	40.476
Otros ingresos financieros	-	-	-	27.812	15.925	7.920	158.234	133.339	101.553	5.965	4.336	2.853	3.809	2.049	3.384	-	-	-	195.820	155.649	115.710
Costos financieros	-	-	-	(174.402)	(213.931)	(187.941)	(421.956)	(377.095)	(271.077)	(67.561)	(65.385)	(60.318)	(26.543)	(29.667)	(29.208)	-	-	-	(690.462)	(686.078)	(548.544)
Préstamos bancarios	-	-	-	(133)	(47)	(2.123)	(86.228)	(62.079)	(48.772)	(13.022)	(15.335)	(8.258)	(1.722)	(6.122)	1.063	-	-	-	(101.105)	(83.583)	(58.090)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	-	-	(72.172)	(35.259)	(68.202)	(37.995)	(32.353)	(41.574)	(24.973)	(13.651)	-	-	-	-	-	(135.140)	(81.263)	(99.776)
Otros	-	-	-	(174.269)	(213.884)	(185.818)	(263.556)	(279.757)	(164.103)	(16.544)	(17.697)	(10.486)	152	(9.894)	(30.271)	-	-	-	(454.217)	(521.232)	(390.678)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	260.137	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	260.137	-	-
Diferencias de cambio	-	-	-	7.783	2.416	(1.228)	(15.407)	(10.467)	6.292	(1.697)	(643)	(296)	(78)	357	356	-	-	-	(9.399)	(8.337)	5.124
Positivas	-	-	-	16.088	3.560	1.766	148.186	18.721	34.044	5.150	1.115	2.339	1.745	2.141	3.334	-	-	-	171.169	25.537	41.483
Negativas	-	-	-	(8.305)	(1.144)	(2.994)	(163.593)	(29.188)	(27.752)	(6.847)	(1.758)	(2.635)	(1.823)	(1.784)	(2.978)	-	-	-	(180.568)	(33.874)	(36.359)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-	-	(160)	-	-	-	-	-	-	1.443	-	-	-	-	-	-	-	(160)	-	1.443
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	-	-	128	56	386	954	(1.232)	166	145	(15.071)	(6)	1.305	32	-	-	-	546	2.532	(16.215)
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	72	56	-	-	-	-	(13.760)	-	-	-	-	-	-	-	-	72	(13.704)
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	-	56	-	386	954	(1.232)	166	145	(1.311)	(6)	1.305	32	-	-	-	546	2.460	(2.511)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	-	-	-	205.077	(25.712)	(20.565)	344.739	92.824	48.206	331.373	356.053	298.772	153.692	151.285	140.034	-	-	-	1.034.881	574.450	466.447
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	-	-	-	(101.101)	36.981	(10.267)	251.360	23.851	2.618	(125.242)	(144.832)	(134.584)	(49.024)	(46.154)	(48.535)	-	-	-	(24.007)	(130.254)	(190.768)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	-	-	-	103.976	11.269	(30.832)	596.099	116.675	50.824	206.131	211.121	164.188	104.668	105.131	91.499	-	-	-	1.010.874	444.196	275.679
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	-	-	-	103.976	11.269	(30.832)	596.099	116.675	50.824	206.131	211.121	164.188	104.668	105.131	91.499	-	-	-	1.010.874	444.196	275.679

País	Distribución																				
	Chile			Argentina			Brasil			Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	31-12-2018 MUSS	31-12-2017 MUSS	31-12-2016 MUSS	31-12-2017 MUSS	31-12-2016 MUSS	31-12-2018 MUSS	31-12-2017 MUSS	31-12-2016 MUSS	31-12-2017 MUSS	31-12-2016 MUSS	31-12-2017 MUSS	31-12-2016 MUSS	31-12-2018 MUSS	31-12-2017 MUSS	31-12-2016 MUSS	31-12-2018 MUSS	31-12-2017 MUSS	31-12-2016 MUSS	31-12-2018 MUSS	31-12-2017 MUSS	
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	-	-	5.895	47.301	69.724	264.533	154.589	186.215	572.727	404.403	386.853	353.771	165.498	141.431	175.728	-	-	-	771.791	784.223	1.372.654
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-	-	(3.018)	(82.268)	(102.586)	(123.187)	(533.164)	(667.942)	(367.158)	(296.382)	(262.574)	(207.825)	(111.035)	(69.334)	(99.451)	-	-	-	(1.022.549)	(1.122.436)	(800.639)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-	-	(45.945)	(118)	(48)	(782)	551.548	576.886	(149.062)	(79.479)	(161.966)	(70.396)	(104.032)	(92.807)	(30.516)	-	-	-	367.923	361.865	(296.701)

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

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

36.1 Garantías directas

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos			Saldo pendiente al			Liberación de garantías					
	Nombre	Relación		Tipo	Moneda	Valor Contable	Moneda	31-12-2018	31-12-2017	2018	Activos	2019	Activos	2020	Activos
Mitsubishi Corporation	Enel Generación Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	MUS\$	7.692	MUS\$	54.460	53.161	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Distribución Río S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas corrientes	MUS\$	18.961	MUS\$	225.471	105.335	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Distribución Ceará S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas corrientes	MUS\$	19.378	MUS\$	126.474	106.854	-	-	-	-	-	-
Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social	Enel Cien	Acreedor	Hipoteca, Prenda y otros	Cobranzas corrientes	MUS\$	-	MUS\$	-	4.074	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Distribución Goias S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas corrientes	MUS\$	24.783	MUS\$	101.507	154.954	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Distribución Sao Paulo	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas corrientes	MUS\$	9.286	MUS\$	828.266	-	-	-	-	-	-	-
Banco Crédito del Perú	Enel Generación Piura	Acreedor	Hipoteca	Cobranzas corrientes	MUS\$	18.371	MUS\$	37.824	48.443	-	-	-	-	-	-

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos asciende a MUS\$7.692 y MUS\$26.156, respectivamente (ver Nota 19.e.ii). Enel Américas es codeudor solidario de los bonos locales de Enel Generación Chile, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2018 asciende a M\$329.260.529 (MUS\$474.439).

Al 31 de diciembre de 2018, Enel Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de MUS\$108.243.549 (MUS\$84.423.377 al 31 de diciembre de 2017).

36.2 Garantías Indirectas

Tipo	Nombre del Contrato	Fecha de Término	Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Saldo pendiente al		
				Nombre	Relación		Moneda	31-12-2018	31-12-2017
Solidario	Bono Serie H	Octubre 2028	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile S.A.	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) (1)	Codeudor Solidario	MUS\$	78.925	96.857
Solidario	Bono Serie M	Diciembre 2029	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile S.A.	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) (1)	Codeudor Solidario	MUS\$	394.987	431.524
Solidario	DEBÉNTURES 9ª EMISSÃO (AMPL19)	Diciembre 2020	DEBENTURES	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS\$	155.237	-
Solidario	CITIBANK 4131 II	Marzo 2021	CITIBANK	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS\$	97.276	-
Solidario	CITIBANK 4131 III	Junio 2019	CITIBANK	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS\$	37.159	-
Solidario	ITAÚ 4131	Julio 2021	ITAÚ	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS\$	77.203	-
Solidario	CITI 4131 FORTALEZA	Abril 2020	CITIBANK	Enel Generación Fortaleza	Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS\$	60.974	-
Solidario	ITAÚ 4131 CELG - I	Julio 2020	ITAÚ BBA INTERNATIONAL PLC	Enel Distribución Goiás (ex-CELG)	Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS\$	77.143	-
Solidario	ITAÚ 4131 CELG - II	Agosto 2020	ITAÚ BBA INTERNATIONAL PLC	Enel Distribución Goiás (ex-CELG)	Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS\$	96.524	-
Solidario	ITAÚ 4131 CELG - IV	Febrero 2021	ITAÚ BBA INTERNATIONAL PLC	Enel Distribución Goiás (ex-CELG)	Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS\$	31.011	-
Solidario	ITAÚ 4131 CELG - V	Enero 2020	ITAÚ BBA INTERNATIONAL PLC	Enel Distribución Goiás (ex-CELG)	Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS\$	41.264	-
Solidario	NP 1ª Emissão	Octubre 2019	ITAÚ UNIBANCO S.A.	Enel Distribución Goiás (ex-CELG)	Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS\$	54.145	-
Solidario	BNDES_FINAME_GIRO	Mayo 2023	BNDES	Enel Distribución Goiás (ex-CELG)	Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS\$	26.058	-
Solidario	BNP PARIBAS 4131	Noviembre 2019	BNP PARIBAS- CREDIT AGREEMENT	Volta Grande	Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS\$	267.302	-
Solidario	DEBÉNTURES - 23ª EMISSÃO - 1ª serie	Septiembre 2021	DEBENTURES	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS\$	185.268	-
Solidario	DEBÉNTURES - 23ª EMISSÃO - 2ª série	Septiembre 2023	DEBENTURES	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS\$	367.520	-
Solidario	DEBÉNTURES - 23ª EMISSÃO - 3ª serie	Septiembre 2025	DEBENTURES	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS\$	237.325	-
Total								2.285.321	528.381

(1) Al dividirse el emisor original, Endesa Chile (hoy Enel Generación Chile S.A.), 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 Generación Chile S.A. Luego de la fusión, Enel Américas asumió la responsabilidad solidaria de Endesa Américas.

36.3 Litigios y arbitrajes

A la fecha de preparación de estos Estados financieros consolidados, los litigios más relevantes de Enel Américas y sus subsidiarias son los siguientes:

a) Juicios pendientes Enel Américas:

El Servicio de Impuestos Internos (SII) efectuó una revisión normal correspondiente al año comercial 2012 (AT 2013). Con fecha 04 de septiembre 2015, notificó liquidación de impuestos por diferencia del impuesto adicional, basado en el artículo 74 de la Ley de la Renta, justificando su posición en que una modificación del FUT implicaría una modificación de la base del impuesto adicional. La compañía señala que el SII aceptó la rectificatoria y la declaración de renta hecha por ella, con lo cual aceptó los impuestos declarados. Con fecha 23 de diciembre 2015, Enersis presentó reclamo tributario ante los Tribunales Tributarios y Aduaneros (TTA), alegando que la obligación tributaria se encuentra cumplida a cabalidad, pues el impuesto adicional enterado en forma provisoria mensualmente fue solucionado en su totalidad cuando se realizó la rectificatoria de renta con fecha 8 de mayo de 2014, el cual incluyó la rectificación del FUT, y por medio de la cual se solucionó y enteró en forma total la obligación tributaria. Se dictó sentencia desfavorable y en enero 2018 la compañía presentó apelación. Con fecha 12 de septiembre 2018, se alegó la causa ante la Corte de Apelaciones, y el fallo de segunda instancia fue desfavorable, con voto disidente de un ministro. Con fecha 15 de noviembre 2018, la compañía presentó recurso de casación en el fondo. La Corte de Apelaciones aceptó su admisibilidad, está pendiente admisibilidad en Corte Suprema. Cuantía MCLP\$ 6.495.277.499 MUS\$ 9.359.

b) Juicios pendientes subsidiarias:

Argentina:

1. Síntesis del Litigio: Edesur S.A. promovió reclamo administrativo contra el Ministerio de Energía (actualmente la Secretaría de Gobierno de Energía) (el “Estado nacional”) por los perjuicios derivados del incumplimiento del Contrato de Concesión desde el 1 de noviembre de 2005 hasta el 31 de enero de 2017. Los daños a indemnizar derivan del incumplimiento por parte del Estado Nacional, en su condición de concedente del servicio público de distribución eléctrica, de las obligaciones establecidas en el Contrato de Concesión del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica celebrado con EDESUR otorgado por Decreto N° 714/1992, según los términos resultantes del Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Concesión del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica suscripta con fecha 15 de febrero de 2006 ratificada mediante Decreto N° 1959/2006 (el “Acta Acuerdo”). Los perjuicios reclamados tienen origen en el incumplimiento de: (i) la obligación de trasladar a tarifa las “variaciones reales” de los costos de la Distribuidora o en su defecto reconocer a la Distribuidora ingresos equivalentes a lo que hubiese resultado del traslado a tarifa de dichos reales mayores costos, desde la firma del Acta Acuerdo hasta la entrada en vigencia de la Resolución ENRE N°64/2017.

Partes: Edesur S.A. –Reclamante- y Estado Nacional – Secretaría de Gobierno de Energía (Ex Ministerio de Energía de la Nación) –Reclamado-.

Autoridad interviniente: Secretaría de Gobierno de Energía (Ex Ministerio de Energía de la Nación).

N° Expte.: EX2018-36261387-APN-DGDO#MEN.

Monto: \$ 48.114.773.121 equivalente a U\$S 1.277.337.463.

Novedades último trimestre: Inicio de trámite administrativo con fecha 31/07/18, encontrándose en análisis por parte de la Administración.

Colombia:

2. En demanda de Acción de Grupo del 2013, promovida contra EMGESA S.A. ESP por el ciudadano JOSE RODRIGO ALVAREZ y cerca de otras 1,400 personas todos ellos los habitantes del municipio de Garzón que cursa en el Juzgado Cuarto Civil del Circuito de Bogotá, con radicado 11001310300420120083500, se reclama que como consecuencia de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se vieron disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el censo socioeconómico del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. La cuantía es de US\$7.597.595 equivalente a COP\$24.673.189.693. El proceso no cuenta con provisión. El expediente se encuentra en etapa probatoria desde el año 2016 y no se ha realizado dictamen pericial por falta de

actividad de la contraparte. Este proceso se reporta desde el año 2014 en las Notas a los Estados Financieros y Memoria de Enel Américas.

3. Demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho presentada por Emgesa contra la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales DIAN que cursa ante el Tribunal Administrativo del Huila. Emgesa (ex Central Betania) gozaba de un beneficio fiscal al Impuesto a la renta sobre las sociedades, conocida como "Ley Páez", la cual estableció la liberación de impuestos a las sociedades situadas en un área específica que sufrió una catástrofe. Las autoridades fiscales de Colombia (DIAN) impugnaron el método utilizado por Emgesa para determinar la base gravable del impuesto a la renta utilizando este beneficio. Básicamente, la DIAN entiende que ciertos ingresos de Emgesa, tales como ajustes por inflación y el resultado no operacional, no califican para esta exención por no estar relacionadas con la actividad de generación eléctrica. Sin embargo, Emgesa entiende que, de acuerdo con la Ley, este beneficio especial se aplica a la empresa como entidad y no sólo a ciertos ingresos de la compañía. El Tribunal Administrativo confirmó sanción de inexactitud sin analizar diferencia de criterios ni definir el hecho sancionable. Por lo anterior, el 10 de agosto de 2017, radicamos la apelación reiterando que el beneficio recae sobre la empresa y la ley no discrimina su aplicación cuando se trata de ingresos no operacionales. Se pusieron en consideración nuevos fallos del Consejo de Estado que soportan la posición de la Compañía. Se insistió en que existe una diferencia de criterio y por lo tanto se debe levantar la sanción de inexactitud. El 22 de septiembre de 2017 el proceso fue repartido en el Consejo de Estado donde surtirá la segunda instancia. El 24 de noviembre de 2017, nuestros abogados presentaron los argumentos de cierre y en enero 2018 el expediente entró al despacho de magistrado para la decisión final. La cuantía total de este litigio se estima en Col \$ 117.113 millones (MUS\$36.063).
4. Demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho presentada por Emgesa contra La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), expedientes: 25000232400020050147601, 25000232400020060083301 y 25000232400020100020201. La CAR mediante Resoluciones 506, de 28 de marzo de 2005, y 1189, de 8 de julio de 2005, impuso a Emgesa, la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (EEAB) la ejecución de unas obras en el embalse de El Muña. Emgesa interpuso demanda en contra de dichas resoluciones buscando su nulidad. En cuanto al estado procesal, se dictó sentencia de primera instancia rechazándose la nulidad de estas resoluciones. Se interpusieron recursos de apelación por Emgesa, EEB y EEAB, los que en la actualidad se encuentran pendientes de resolverse. Existe además una acción paralela, de Nulidad y Restablecimiento iniciado por Emgesa en contra de la CAR, pretendiendo la nulidad del artículo 2º de la Resolución 1318 de 2007 y el artículo 2º de la Resolución 2000 de 2009, por medio de los cuales se impuso a Emgesa la implementación de un "Plan de Contingencia" y la realización de un estudio de "Calidad del Aire" ante la eventual suspensión del bombeo de aguas del embalse, pretendiendo que los mencionados actos administrativos sean anulados por la imposibilidad técnica de adelantar el estudio de "Calidad del aire" y la implementación del "Plan de contingencia". En esta acción paralela se presentó dictamen pericial de contador, el que fue favorable para la empresa del cual se solicitó aclaración por parte de Emgesa, aclaración que también resultó favorable. Se ha designado por el Tribunal el segundo perito, quien ha tomado posesión del cargo. Estamos a la espera de que rinda el dictamen pericial. La cuantía involucrada en este litigio es indeterminada.
5. En demanda de Acción Popular que cursa en el Tribunal Administrativo del Huila con radicado 41001233300020140052400 contra EMGESA S.A. ESP, - NACION -MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO Y MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, COMEPEZ Y OTRAS empresas piscícolas y pescadores artesanales solicitan la protección de los derechos colectivos y de medio ambiente sano, salubridad pública, seguridad alimentaria, y seguridad y prevención de desastres técnicamente previsibles y que se ordene a las entidades realizar de manera inmediata medidas correctivas y preventivas necesarias para que cese el peligro inminente de una mortalidad masiva en los proyectos piscícolas del embalse Betania, con ocasión del llenado del embalse y la operación de El Quimbo. Este proceso no tiene una cuantía por tratarse de una acción e protección a derechos colectivos, así mismo no está provisionado. El proceso se encuentra al despacho para sentencia desde el 18 de junio de 2018. En las pruebas las autoridades ambientales ANLA y CAM presentaron en conjunto un informe en donde indican que la Empresa cumplió con las obligaciones impuestas por el Tribunal dentro de la medida cautelar. Aunque este proceso no tiene cuantía se reporta porque genera un riesgo para la operación de la Central y porque en su momento la medida cautelar impedía el llenado del embalse El Quimbo, medida que fue modificada pero aún no ha sido levantada y hoy la Central está en operación.
6. Acción de Grupo en contra de Codensa SA presentada por varios Conjuntos Residenciales entre ellos CENTRO MEDICO DE LA SABANA, la cual cursa ante el Juzgado Primero Administrativo de Bogotá D.C.

bajo el radicado 11-001-33-34-001-2014-00056-00, donde pretenden que esta empresa les devuelva lo que supuestamente se les ha cobrado en exceso por no aplicar el beneficio tarifario que según ellos les correspondería como usuarios pertenecientes al Nivel de Tensión Uno y propietarios de la infraestructura, según lo establece la Resolución 082 de 2002, modificada por la resolución 097 de 2008. En cuanto al estado procesal, Codensa procedió a contestar la demanda rechazándola en todas sus partes. Se llevó a cabo audiencia de conciliación entre las partes, sin éxito. Se ha dictado auto de pruebas el 15 de mayo de 2018 y se negó la inclusión de nuevos demandantes. El proceso está en etapa probatoria. La cuantía estimada para este litigio aproximadamente es Col \$ 337.000 millones (MUS\$103.772).

7. Acción popular de Henry Andrew Barbosa contra CODENSA y la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos del Distrito Capital de Bogotá (UAESP) expediente 2009-0069 Juzgado Décimo Administrativo de Bogotá DC y Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho de CODENSA SA ESP contra la UAESP expediente 2018-00718 que cursa ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca. Mediante el fallo de acción popular se ordenó que CODENSA y la UAESP re liquidaran el Convenio de Alumbrado Público de 1997 suscrito entre ellas, por cuanto se determinó que había 8.661 luminarias menos de las que Codensa efectivamente consideró en su facturación. Las partes acordaron en el año 2014 la reliquidación y realizaron una transacción para los periodos 1998 a 2004 quedando una obligación a pagar de CODENSA a la UAESP de Col \$ 14.433 millones (aproximadamente MUS\$4.924). Mediante auto de 1° de junio de 2017, el Juzgado se negó a considerar el mencionado acuerdo y, en su lugar, ordenó a la UAESP que realizara la liquidación unilateral. En cumplimiento de lo ordenado, la UAESP expidió la Resolución No. 000730 del 18/12/2017, donde determinó que CODENSA debía cancelar Cop \$ 113.082 millones (Aprox. MUS\$38.584). Estado Actual del Proceso: Actuaciones Admirativas y/o Judiciales: 1.- Se demandó la Nulidad y Restablecimiento del Derecho en contra de la UAESP, proceso que está en etapa de notificaciones. 2.- La UAESP inicio el cobro ejecutivo, pero con la admisión de la demanda el cobro está suspendido. 3. CODENSA SA ESP realizó un pago por valor de Cop\$24.400 millones (MUS8.068) que es el que consideramos deber según los acuerdos del año 2014. Finalmente la demanda de nulidad tiene una cuantía aproximada de Cop \$88.698 millones (MUS27.313).
8. El pasado 4 de diciembre de 2017 se notifica a Enel Américas S.A. la intención del Grupo Energía de Bogotá (“GEB”) de someter las diferencias surgidas entre las partes sobre la distribución de utilidades del ejercicio 2016 para EMGESA y CODENSA conforme a lo reglado por el Acuerdo Marco de Inversión –AMI. El demandante fundamenta sus pretensiones en que Enel Américas actúa en contra de sus propios actos al votar por una distribución de utilidades del 70%, dado que entiende que esta proporción corresponde a “todas las utilidades disponibles de acuerdo a las buenas prácticas comerciales”. La conducta de Enel Américas viola lo dispuesto en la cláusula 3.8. del AMI que regula la forma de distribución de utilidades obligando a las partes a votar favorablemente la distribución de todas (\$100%) las utilidades que sean posibles de distribuir durante cada ejercicio. Las pretensiones buscan la declaratoria de incumplimiento de Enel Américas al AMI y como consecuencia se distribuyan el 100% de las utilidades del ejercicio 2016 para cada empresa. Cuantía: para CODENSA SA ESP la suma de COP \$63.619.000.000 (MUS\$19.590). Que corresponden a la suma dejada de percibir como consecuencia del reparto parcial de utilidades. Para EMGESA SA ESP la suma de COP\$ 82.820.000.000 (MUS\$25.503). Que corresponden a la suma dejada de percibir como consecuencia del reparto parcial de utilidades. Estado actual: Estando fijada la fecha para la instalación del Tribunal el GEB decide retirar la demanda para realizar reformas e incluir nuevos temas, forzando una acumulación con otras 17 solicitudes de tramite arbitral que estaban en curso. La demanda nueva esta próxima a ser notificada a ENEL AMERICAS para la conformación del Tribunal y estamos a la espera de la aceptación de los árbitros que fueron designados de mutuo acuerdo por las partes.
9. Se encuentran en curso 24 solicitudes de trámite arbitral instauradas por el socio local Grupo Energía de Bogotá contra CODENSA – EMGESA donde se busca la nulidad de Actas de Junta Directiva y Asamblea General de Accionistas planteando los siguientes argumentos: i) Conflictos de Interés con empresas vinculadas económicas. ii) Imposibilidad de ratificación de autorizaciones para contratar. iii) Indebido levantamiento del conflicto de interés. iv) Violación al AMI en cuanto distribución de utilidades.

Las pretensiones de la demanda son similares indicando que las decisiones están viciadas porque contravienen una norma imperativa, son nulas absolutamente por objeto y causa ilícita, contravienen lo indicado en el AMI respecto a distribución de utilidades y haberse aprobado algunos textos de actas estando en curso un arbitramento. La cuantía es indeterminada sin embargo, están se involucran las decisiones tomadas en torno a operaciones con empresas vinculadas económicas de alto impacto para el negocio. El 5 de julio de 2018 se llevó a cabo el sorteo de los árbitros ante la negativa de acuerdo para su designación

y acumulación sugerida con el arbitramento contra Enel Américas. El proceso se encuentra en la etapa de designación de árbitros y revelaciones de éstos y de las partes.

Perú:

10. En Perú, la SUNAT (Superintendencia Nacional de Aduanas y Administración Tributaria), autoridad fiscal, cuestionó a Enel Generación Perú S.A.A. (antes denominada Edegel), a través de Resoluciones de Impuestos y Multa, la deducción como gasto, de la depreciación que correspondía a parte del mayor valor asignado a los activos en la tasación realizada con motivo de su revaluación voluntaria en el año 1996. El valor rechazado de la tasación es el referido a los intereses financieros durante la etapa de construcción de las centrales de generación. La posición de la SUNAT es que Enel Generación Perú S.A.A. no ha acreditado fehacientemente que fuera necesario obtener un financiamiento a fin de construir las centrales de generación que se revaluaron, ni que dicho financiamiento hubiese sido efectivamente incurrido. La posición de Enel Generación Perú S.A.A. es que la SUNAT no puede exigir tal acreditación, ya que la tasación lo que pretende es asignar al bien el valor de mercado que corresponde en la oportunidad de realización de la tasación, y no el valor histórico del mismo. En este caso, la metodología de tasación consideró que centrales de tal magnitud se construyen con financiamiento. Si la SUNAT no estaba de acuerdo con la valoración debió oponer su propia tasación, lo que no ocurrió.

Respecto del período 1999: En febrero de 2012, el Tribunal Fiscal (“TF”) resolvió el litigio del año 1999, a favor de Enel Generación Perú S.A.A. por dos centrales y en contra respecto de cuatro centrales, en base al argumento de que sólo por las dos primeras se acreditó que hubo financiamiento. Enel Generación Perú S.A.A. pagó la deuda reliquidada por SUNAT en junio 2012, por el equivalente a S/ 37.710 millones (MUS\$11.160), la cual tendrá que ser devuelta en caso se obtenga un resultado favorable en la demanda planteada ante el Poder Judicial (“PJ”) contra lo resuelto por el TF, interpuesta en mayo 2012, contra la SUNAT y el TF.

En marzo de 2018, Enel Generación Perú S.A.A. recibió la resolución de la Corte que declaró la nulidad de la resolución del Juzgado y ordenó emitir un pronunciamiento sobre la pretensión de la demanda. En junio de 2018, el expediente fue remitido al Juzgado y en agosto de 2018 se realizó el informe oral. En septiembre de 2018, Enel Generación Perú S.A.A. presentó los alegatos para un mejor resolver.

Respecto del período 2000 y 2001: El criterio adoptado respecto al período 1999, fue replicado para los períodos 2000 y 2001, por lo que Enel Generación Perú S.A.A. pagó S/ 18.786 millones (MUS\$5.558).

Expediente judicial: En marzo de 2018, el Juzgado del PJ emitió una resolución declarando infundada la demanda, y falló a favor de Enel Generación Perú S.A.A. en orden a no aplicar intereses en los anticipos de marzo a diciembre de 2001. En el mismo mes, Enel Generación Perú S.A.A. presentó una apelación por la parte desfavorable. En octubre de 2018, el Ministerio Público emitió el dictamen fiscal donde señaló que es de la opinión que se confirme la sentencia de primera instancia. En diciembre de 2018, se llevó a cabo el informe oral y se presentaron diversos escritos para mejor resolver. En el mismo mes, la Sala del PJ emitió sentencia declarando nula la sentencia de primera instancia, disponiendo que el Juzgado emita nuevo pronunciamiento, atendiendo los argumentos expuestos en la misma sentencia.

Expediente administrativo: En agosto de 2017, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con la Resolución de Cumplimiento, emitida considerando el pronunciamiento del TF por el período de 1999, mediante la cual la SUNAT procedió a reliquidar la deuda tributaria por el período de 2000-2001. Según SUNAT, la deuda tributaria actualizada de Enel Generación Perú S.A.A. ascendía a S/ 220MM, por concepto de IR anual del 2000, su multa vinculada, y pagos a cuenta por el ejercicio 2001. Asimismo, los créditos a favor de la empresa actualizados ascendían a S/ 22MM, por el IR 2001. En septiembre 2017, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con una Resolución, mediante la cual SUNAT corrige la resolución de Cumplimiento de agosto de 2017, señalando que había aplicado un factor de actualización incorrecto a la deuda tributaria liquidada, lo que se generaba que la deuda tributaria liquidada por SUNAT sea S/ 190 MM y no S/ 220 MM. En septiembre de 2017, Enel Generación Perú S.A.A. presentó recurso de apelación contra la mencionada Resolución de Cumplimiento. En julio de 2018, Enel Generación Perú S.A.A. presentó argumentos por escrito.

Las próximas actuaciones.

Respecto de 1999: Enel Generación Perú está a la espera que el Juzgado del PJ emita una nueva resolución (sentencia).

Respecto de 2000 y 2001: Se espera que el TF emita la correspondiente resolución. Se espera que el Juzgado se pronuncie sobre los reclamos de la demanda de Enel Generación Perú S.A.A.

La cuantía total de estos litigios se estima en S/ 75.333 millones (MUS\$22.288).

11. La SUNAT desconoció a Enel Distribución Perú S.A.A. (antes denominada Edelnor) las pérdidas comerciales de energía, reconocidas por la compañía entre los años 2006 al 2011, equivalentes al 2% aproximadamente del total comprado y energía autogenerada, por lo que cuestionó el costo de venta de esa energía determinado por Enel Distribución Perú S.A.A., según la SUNAT, sobre la base de un delito de robo de energía que no fue establecido por los tribunales de justicia. La posición de la SUNAT es que la inviabilidad de la acción judicial sólo puede demostrarse a través de un Reporte Policial y de una Resolución, debidamente motivada, emitida por el Fiscal General (Ministerio Público) que declara el archivo, definitivo o provisorio, de la acción criminal por robo de energía. El TF ha emitido algunas sentencias que establecen que dicha resolución es necesaria. La posición de Enel Distribución Perú S.A.A. es que la ley no establece un mecanismo específico sobre cómo se demostrará la inviabilidad de una acción judicial, por lo que es posible presentar cualquier evidencia disponible, apropiada y razonable para esta situación (revisión libre de la prueba). Enel Distribución Perú S.A.A. eligió para demostrar que era inútil perseguir estos delitos mediante acciones legales, los informes producidos por ingenieros especializados, informes emitidos por la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas y por OSINERGMIN (Regulador), demostrando que no tenía sentido ir al PJ y enjuiciar un delito que sería inútil debido a que los autores del crimen, la ocurrencia exacta de robo, el lugar concreto en el que se produce y la cantidad robada en cada oportunidad no pudieron ser identificados. El TF ha permitido este tipo de acreditación en caso de robo en la distribución de agua (una empresa similar a la distribución de electricidad) y no ha señalado que la resolución emitida por el Fiscal General (Ministerio Público) es la única evidencia admisible que demuestra la inutilidad de la prosecución de la acción judicial.

La evolución de los procesos es:

Para el año 2006: El TF falló en contra de Enel Distribución Perú S.A.A., en la apelación, aunque estuvo de acuerdo con la posición de ésta sobre el fondo de la cuestión controvertida. Por tanto, el TF confirmó el reparo después de concluir que Enel Distribución Perú S.A.A. no demostró la cantidad de pérdidas comerciales atribuibles al robo. Tal conclusión se deriva del hecho de que la pérdida de energía comercial no está exclusivamente compuesta por energía robada, sino que también por energía perdida debido a otras razones, tales como errores de medición, errores de facturación y errores en la estimación de pérdidas físicas. Debido a la ejecución inmediata de la sentencia del TF, Enel Distribución Perú S.A.A. pagó la deuda en su totalidad a la SUNAT por un monto total de S/14.517 (MUS\$ 4.295). Luego de una decisión parcialmente en favor de Enel Distribución Perú, en enero 2017, tanto SUNAT y Enel Distribución Perú interpusieron un recurso de casación ante la Corte Suprema de Justicia. En enero de 2018, Enel Distribución Perú S.A.A. recibió notificación de la resolución que declaró rechazado su recurso extraordinario (casación) y admitido el recurso extraordinario de la SUNAT. En junio 2018, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la resolución de la Fiscalía Suprema (Ministerio Público) donde señalan que el recurso de casación presentado por SUNAT debiera ser declarado infundado. En septiembre de 2018, Enel Distribución Perú S.A.A. proporcionó un informe oral y presentó los argumentos de cierre por escrito.

Para los años 2007 y 2008: Teniendo en cuenta el resultado obtenido en 2006 para el impuesto a la renta, Enel Distribución Perú S.A.A. inició una nueva estrategia de defensa: (i) en teoría, las pérdidas de energía comerciales pueden estar compuestas de errores de medición, facturación y de estimación de pérdidas físicas, (ii) dado que tales pérdidas se determinan por "sustracción" (la energía que entró en el sistema "menos" la energía suministrada a los clientes y "menos" la pérdida física de la energía), la pérdida de energía comercial puede de hecho, estar integrada por dichos errores sólo en casos de una sub-medición o sub-facturación o subestimación de las pérdidas físicas, (iii) si no existen tales errores, la cantidad que se muestra como pérdida de energía comercial se compone sólo de pérdidas por robo, (iv) durante la inspección, la SUNAT revisó tanto la facturación y el informe de la pérdida física y no hizo ningún

cuestionamiento ni investigación respecto de ellos; por lo tanto, en este punto, los errores de facturación o los errores de estimación de pérdidas físicas no se pueden argumentar por la SUNAT como parte de la pérdida de energía comercial, (v) con respecto a los errores de medición, siendo la distribución de energía eléctrica de un negocio regulado, los márgenes de este tipo de errores son mínimos.

Para el año 2007: Enel Distribución Perú S.A.A. presentó pruebas de que una pequeña cantidad de pérdida fue atribuible a sub-medición. Entonces, las pérdidas comerciales de energía consistían principalmente en robo (95%) y, en menor medida (5%), a errores de medición. Enel Distribución Perú S.A.A. dio informe oral y presentó alegatos.

Para el año 2008: Enel Distribución Perú S.A.A. presentó pruebas que demostraron un exceso de medición. Por ende, las pérdidas de energía comerciales eran solo robo. Enel Distribución Perú S.A.A. proporcionó Informe Oral al TF y presentó los argumentos finales escritos.

Para el año 2009: SUNAT objetó la deducción de las pérdidas de energía comercial, bajo las mismas razones de los años anteriores. En noviembre de 2013, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó una reclamación, en la que además de reiterar las razones por las que la pérdida comercial de energía es deducible, proporcionó evidencia que demostró que la pérdida de energía comercial consistía principalmente de robo (93%) y, en menor medida (7%), de errores de medición. En junio de 2014, la SUNAT solicitó información sobre los detalles del cálculo de la "pérdida de energía estándar". En julio 2014, Enel Distribución Perú S.A.A. dio respuesta a los puntos solicitados por la SUNAT. En agosto 2014, la SUNAT notificó a Enel Distribución Perú S.A.A. con la Resolución que se pronunció sobre el reclamo de ésta última. En dicha resolución, la SUNAT revocó el reparo correspondiente a la pérdida de energía comercial en la parte que se refiere a la pérdida estándar de energía comercial, confirmándolo en la parte correspondiente al exceso de dicha cantidad. En septiembre de 2014, Enel Distribución Perú S.A.A. pagó la deuda mantenida con la SUNAT por un valor S/ 5.274 (MUS\$1.560), este monto incluye intereses moratorios por pagos a cuenta y multas. Se presentó una apelación ante el TF.

Para el año 2010: SUNAT sólo objetó la deducción de las pérdidas de energía comerciales en la parte correspondiente al exceso de la pérdida estándar de energía comercial. En julio de 2015, Enel Distribución Perú S.A.A. pagó la deuda mantenida por la SUNAT de un valor S/ 5.085 millones (MUS\$1.505) incluye tributos, intereses moratorios de pago de cuenta más multas respectivas. Se presentó reclamación ante la SUNAT. En abril de 2016, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada de la Resolución de la SUNAT, que mantiene los reparos, y en el mismo mes se interpuso un recurso de apelación.

Para el año 2011: SUNAT también objetó la deducción de las pérdidas de energía comerciales en la parte correspondiente al exceso de la pérdida estándar de energía comercial. En julio de 2016, Enel Distribución Perú S.A. pagó la deuda mantenida con la SUNAT por un valor de S/ 3.126 millones (MUS\$ 925) por concepto de pago a cuentas y multas con los respectivos intereses moratorios. En septiembre 2016, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con liquidaciones de impuestos y multas. En octubre 2016, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó reclamación de los impuestos y multas. En junio de 2017, Enel Distribución Perú S.A.A. recibió resolución mediante la cual la SUNAT mantiene las objeciones levantadas. En julio de 2017, Enel Distribución Perú interpuso un recurso de apelación.

Las próximas actuaciones son:

Para el año 2006: Enel Distribución Perú está a la espera de una resolución de la Corte Suprema, que falle el recurso extraordinario de la SUNAT (casación).

Para los años 2007, 2008, 2009, 2010 y 2011: A la espera que el TF emita la resolución correspondiente.

La cuantía total por estos litigios se estima en S/ 76.753 (MUS\$ 22.708).

12. En 1997, Enel Generación Perú S.A.A. (antes denominada Edegel), Perené y Simsa entraron en un acuerdo de Joint Venture para el desarrollo de las plantas de energía Chimay y Yanango, acordando un bono para Enel Generación Perú S.A.A. en la cantidad US\$ 13 millones. En 1998, Enel Generación Perú S.A.A. firmó un contrato con su compañía controladora Generandes (en adelante, Enel Perú empresa absorbente de Generandes vía fusión) con el fin de que esta última prestara servicios de supervisión para la construcción de las plantas de energía, acordando un bono para Enel Perú en la cantidad de US\$ 13 millones. A su vez,

Generandes celebró contratos con sus accionistas, Entergy Perú y Conosur, transfiriendo sus compromisos con Enel Generación Perú S.A.A. y acordando un bono para cada parte, en la cantidad US\$ 3 millones. La SUNAT cuestionó esta operación (i) en Enel Generación Perú S.A.A.: el uso del IVA como crédito fiscal que fue recargado por Enel Perú, y (ii) en Enel Perú: el gasto deducido del impuesto a la renta de la empresa y el uso del IVA como crédito fiscal que fue recargado por sus accionistas. La posición de la SUNAT es que las operaciones no son reales pues Enel Perú y sus accionistas son una entidad holding que no tiene personal para prestar tales servicios. Los servicios de supervisión fueron prestados directamente por Enel Generación Perú S.A. a través de su personal. Esta posición ha sido respaldada por el TF en las Resoluciones Nos. 15281-8-2014 (caso Enel Generación Perú S.A.A.) y 11180-5-2017 (Enel Perú). Tomando en cuenta ello, Enel Perú espera que el PJ ordene que se emita un nuevo pronunciamiento, indicado que no sólo no existen los costos sino que tampoco existen ingresos. De acuerdo a esta esperada nueva determinación, se produciría un pago en exceso en el impuesto a la renta de Enel Perú, y este exceso debería compensarse con el IVA, eliminándose la contingencia para este caso.

La evolución del proceso es el siguiente:

Tras una decisión adversa en el proceso administrativo, Enel Perú pagó a SUNAT el impuesto adeudado de PS \$ 87.055 millones (MUS\$26.500) y presentó una demanda judicial contra SUNAT y el TF. En septiembre 2018, se emitió el Dictamen Fiscal respectivo que indica que la demanda debe ser declarada infundada, y se puso a conocimiento de las partes para los descargos. En octubre 2018, se llevó a cabo el informe oral sin la presencia de los representantes de SUNAT. La cuantía total de este litigio se estima en S/ 87.055 (MUS\$ 25.764) y se encuentra pendiente de resolución.

13. El 5 de julio de 2016, Electroperú presentó una solicitud de arbitraje contra Enel Generación Perú S.A. por existir discrepancias relativas a la interpretación de ciertos aspectos técnicos (potencia comprometida, fecha de inicio de la segunda etapa del contrato, determinación del Precio Base del Gas) de un contrato de suministro de energía eléctrica celebrado el año 2003. La cuantía total de este litigio se estima en aproximadamente S/ 41,2 millones (MUS\$ 12.189). Por su parte, la controversia contiene pretensiones de Enel Generación Perú S.A. contra Electroperú por aproximadamente US\$ 18.5 millones. Electroperú presentó su demanda el 04 de junio de 2017 y Enel Generación Perú presentó su contestación de demanda y reconvenición el 04 de agosto de 2017. El 10 de agosto de 2017 el tribunal arbitral notificó a Enel Generación Perú la liquidación de los gastos arbitrales. El 18 de septiembre de 2017 Electroperú presentó su réplica a la contestación de demanda y reconvenición de Enel Generación Perú. El 3 de octubre de 2017, Electroperú presenta su contestación a la reconvenición de Enel Generación Perú. El 02 de noviembre de 2017 Enel Generación Perú presentó su respuesta a la réplica de Electroperú. Con fecha 17 de noviembre de 2017, Enel Generación Perú absolvió el traslado de la contestación a la reconvenición efectuada por Electroperú. Con fecha de 2 de enero de 2018, Enel Generación Perú presentó dúplica a lo alegado por Electroperú. Los días 23, 24 y 25 de julio de 2018 se llevaron a cabo las audiencias únicas. El 24 de agosto de 2018, las partes presentaron sus alegatos finales y el proceso arbitral está expedito para que el tribunal pueda emitir su laudo.

Brasil:

Enel Distribución Ceará (Companhia Energética do Ceará S.A. o “Coelce”)

14. El Ministerio Público ha deducido Demanda de Derecho Público en contra de Enel Distribución Ceará, aduciendo la ilegalidad del traspaso en el cobro del PIS-COFINS a los consumidores, y ordenando la suspensión de dicho cobro. Además, exige la devolución de los valores indebidamente cobrados por la concesionaria durante los últimos 5 años. No se ha dictado fallo cautelar. El 10/01/18 la demanda fue trasladada a la Justicia Federal y todavía no se ha dictado fallo de primera instancia. El 31/12/18 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 265.742.748 (1.029,96 MBRL). (Ministerio Público del estado de Ceará x Companhia Energética do Ceará – Coelce / 0800260-85.2018.4.05.8100, Justicia Federal de Ceará)
15. IPDEC ha deducido Demanda de Derecho Público en contra de Enel Distribución Ceará, aduciendo la ilegalidad de incorporar en la tarifa los costos por hurto de energía reflejados por las distribuidoras. Exige excluir este componente de la tarifa y la devolución de los valores indebidamente cobrados por la concesionaria. No se ha dictado fallo cautelar, como así tampoco un fallo de primera instancia. El juez decretó trasladar la demanda a la Justicia Federal, en vista del interés de ANEEL en la materia. El 31/12/18 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 155.362.857 (602,15 MBRL). (Instituto de Defensa de los Consumidores – IPEDC x Companhia Energética do Ceará – Coelce / 0168166-91.2016.8.06.0001, Justicia Federal de Ceará).

16. El Ministerio Público ha deducido Demanda de Derecho Público en contra de Enel Distribución Ceará, Enel Generación Fortaleza y ANEEL, aduciendo que: a) el contrato de compraventa de energía eléctrica [PPA] suscrito entre Enel Distribución Ceará y Enel Generación Fortaleza (empresas del mismo grupo económico) es ilegal, que el precio de la energía contratada sería muy elevado, resultando en una excesiva onerosidad de la tarifa cobrada a los consumidores finales; b) la revisión tarifaria realizada por ANEEL desde 2002 es incorrecta, pues ha considerado datos imprecisos en el proceso. Exige excluir estos componentes de la tarifa y la devolución de los valores indebidamente cobrados por la concesionaria. La legalidad del PPA fue confirmada en primera y segunda instancias, pero el proceso de revisión arancelaria se estimó incorrecto en estas instancias. Actualmente, el conocimiento de un recurso especial presentado por Enel Distribución Ceará está pendiente ante el Tribunal Superior de Justicia. El monto involucrado en la demanda es inestimable. (Ministerio Público Federal x Companhia Energética do Ceará – Coelce, Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. y ANEEL / 0001711-62.2010.4.05.8100 / RESp 1.588.415/CE, Tribunal Superior de Justicia).
17. El Ministerio Público del Trabajo ha deducido Demanda de Derecho Público en contra de Enel Distribución Ceará, aduciendo la supuesta tercerización de la ejecución de servicios finales por parte de la compañía, lo que constituiría una infracción a la legislación brasileña (Considerando 331 del TST), que solamente permitiría la tercerización de servicios no esenciales. El Tribunal Superior del Trabajo dictaminó que la tercerización era ilegal. Hasta la fecha, el conocimiento de un recurso [Embargos de Divergencia] presentado por Enel Distribución Ceará está pendiente ante la Sección de Negociación Colectiva (instancia de alzada del Tribunal Superior del Trabajo). El monto involucrado en la demanda es inestimable. (Ministerio Público del Trabajo x Companhia Energética do Ceará – Coelce / 258200-62.2001.5.07.0001, Tribunal Superior del Trabajo).
18. Ciertas empresas de electrificación rural han presentado demandas para que se revise el alquiler de la red de suministro de energía en el área rural del estado de Ceará, supuestamente de su propiedad. A pesar de que Enel Distribución Ceará paga regularmente la renta de arrendamiento de la red a 13 electrificadoras rurales, una controversia en torno a la propiedad de estos activos está pendiente de fallo, pues los mismos ya habrían sido sustituidos directamente por Enel Distribución Ceará a lo largo de los más de 30 años que estos contratos de arrendamiento han permanecido vigentes.

Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú – COPERVA x Companhia Energética do Ceará – Coelce / 384620-27.2000.8.06.0001, Justicia del estado de Ceará. No hay fallo cautelar y todavía no se dicta fallo de primera instancia.

Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú – COPERVA x Companhia Energética do Ceará – Coelce / 0045456-16.2009.8.06.0001, el Tribunal Superior de Justicia [STJ] (tercera instancia). Tribunal de Justicia [TJCE] (segunda instancia) dictó decisión favorable a Enel Distribución Ceará no dando lugar a la petición de revisión de la renta de arrendamiento. En contra esta decisión, COPERVA ha presentado un recurso especial al STJ. Al 05 de noviembre de 18, el STJ dictó un fallo monocrático en recurso especial presentado por COPERVA y anuló la decisión de los embargos de aclaración presentados por COPERVA. En resumen, el juez ponente afirmó que la decisión del TJCE no ha aclarado satisfactoriamente los hechos presentados en los embargos de aclaración de COPERVA y determinó que se reabra el expediente de este recurso. En contra de esta decisión, el 3 de diciembre de 2018, Enel Distribución Ceará ha presentado un recurso (Agravo Interno) al propio STJ para que el pleno de la Sala decida sobre la cuestión (toda vez que la decisión fue monocrática), a la fecha sin fallo. El 31 de diciembre de 2018 el monto involucrado en las dos demandas era de US\$ 60.433.621 (234,23 MBRL).

Cooperativa de Energia, Telefonía e Desenvolvimento Rural – COERCE x Companhia Energética do Ceará – Coelce / 0067837-57.2005.8.06.0001, Justicia del estado de Ceará. No hay fallo cautelar y todavía no se dicta fallo de primera instancia. Al 31/12/18 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 36.252.219 (140,5 MBRL).

Cooperativa de Energia, Telefonía e Desenvolvimento Rural – COPERCA x Companhia Energética do Ceará – Coelce / 0041982-42.2006.8.06.0001, Justicia del estado de Ceará. No hay fallo cautelar y todavía no se dicta fallo de primera instancia. Al 31/12/18 el monto involucrado en la demanda era de US\$31.490.227 (122,0 MBRL).

19. Fiação Nordeste do Brasil S/A – FINOBRASA (sucedida por Vicunha) ha presentado una demanda en contra de Enel Distribución Ceará, afirmando que el reajuste de las tarifas de energía eléctrica hecho por medio de las Portarías nº 38 y 45 (DNAEE) en febrero de 1986 fue ilegal. Exige sentencia declaratoria de la ilegalidad del reajuste y que sus efectos sean reflejados en todos los reajustes posteriores, como asimismo la devolución de los montos cobrados indebidamente. El Tribunal de Justicia (segunda instancia) dictó fallo, declarando ilegal el reajuste introducido en 1986, pero ha rechazado reflejar esto en los demás reajustes (efecto cascada). Actualmente, un recurso especial presentado por COPERVA está pendiente de fallo por el Tribunal Superior de Justicia (tercera instancia). Al 31/12/18 el monto involucrado en la

demanda era de US\$ 22.484.384 (87,1 MBRL). (Fiação Nordeste do Brasil S/A – FINOBRASA x Companhia Energética do Ceará – Coelce / 0227271-58.2000.8.06.0001, Tribunal Superior de Justicia).

20. Enel Distribución Ceará S.A., a efectos de calcular el importe de ICMS deducible respecto del ICMS total gravado a las compras de energía, debe aplicar la regla de prorrateo. La regla señala que el porcentaje que representen los ingresos gravados por ICMS sobre el total de ingresos (gravados por ICMS y no gravados con ICMS) es deducible. Enel Distribución Ceará S.A. considera, a efectos de su inclusión en el denominador de la prorrata, que el ingreso no gravado resulta de la aplicación del precio de venta final de la energía (una vez descontado el subsidio) y la Administración sostiene que el ingreso no gravado es el precio de la tarifa normal (sin descontar el subsidio para consumidores de bajos ingresos del estado de Ceará). Por la diferencia de interpretación de la legislación, Enel Distribución Ceará registra 9 demandas correspondientes al período de 2005 a 2013. La Compañía sigue con su defensa en los procesos administrativos y judiciales. La cuantía total de estos litigios se estima en R\$ 189 millones (MUS\$48.904).
21. El Estado de Ceará levantó actas contra Enel Distribución Ceará S.A. por los períodos correspondientes al 2003 y del 2004 al 2017, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS gravado a la adquisición de activos fijos. Enel Distribución Ceará S.A. presentó sus defensas en todos los procesos administrativos y aguarda fallos definitivos. La cuantía total de este litigio se estima en R\$ 174 millones (MUS\$ 44.894).

Enel Distribución Goiás S.A. (antes CELG Distribuição S.A.)

22. Ciertas municipalidades han presentado demandas en contra de Enel Distribución Goiás, aduciendo la ilegalidad de un acuerdo celebrado entre Enel Distribución Goiás, el estado de Goiás y una Asociación de Municipalidades [AGM], con anterioridad al traspaso directo a Enel Distribución Goiás de montos adeudados a los municipios por el estado de Goiás. Los montos traspasados fueron utilizados para el pago de facturas morosas de energía eléctrica. Enel Distribución Goiás afirma que, a pesar de la eventual ilegalidad del convenio, los montos eran efectivamente adeudados y que su devolución a los municipios no sería factible. El Tribunal de Justicia de Goiás está dividido y todavía no hay una opinión unánime, lo que será resuelto solamente en la tercera instancia (Tribunal Superior de Justicia). Al 31 de diciembre de 2018, las siguientes demandas por US\$ 20 millones o más estaban pendientes contra Enel Distribución Goiás:

- Municipio de Aparecida de Goiânia x CELG Distribuição S.A. / 0083966-21.2008.8.09.0011, Justicia del estado de Goiás. Al 31 de diciembre de 2018, el monto involucrado en la demanda era de US\$ 133,6 millones (517,8 MBRL).
- Municipio de Quirinópolis x CELG Distribuição S.A. / 0507256-53.2007.8.09.0134, Justicia del estado de Goiás. Al 31 de diciembre de 2018, el monto involucrado en la demanda era de US\$ 71,8 millones (278,28 MBRL).
- Municipio de Vicentinópolis x CELG Distribuição S.A. / 0081705-20.2008.8.09.0129, Justicia del estado de Goiás. Al 31 de diciembre de 2018, el monto involucrado en la demanda era de US\$ 25,4 millones (98,44 MBRL).
- Municipio de Mineiros x CELG Distribuição S.A. / 0515621-86.2007.8.09.0105, Justicia del estado de Goiás. Al 31 de diciembre de 2018, el monto involucrado en la demanda era de US\$ 39 millones (151,15 MBRL).
- Municipio de Anápolis x CELG Distribuição S.A. / 0165203-98.2001.8.09.0051, Justicia del estado de Goiás. Al 31 de diciembre de 2018, el monto involucrado en la demanda era de US\$ 70,3 millones (272,47 MBRL).
- Municipio de Bela Vista de Goiás x CELG Distribuição S.A. / 0525428-69.2008.8.09.0017, Justicia del estado de Goiás. Al 31 de diciembre de 2018, el monto involucrado en la demanda era de US\$ 22,4 millones (86,8 MBRL).
- Municipio de Goiatuba x CELG Distribuição S.A. / 085040-39.2008.8.09.0067, Justicia del estado de Goiás. Al 31 de diciembre de 2018, el monto involucrado en la demanda era de US\$ 77,4 millones (299,9 MBRL).
- Municipio de Caiapônia x CELG Distribuição S.A. / 0060677-23.2008.8.09.0023, Justicia del estado de Goiás. Al 31 de diciembre de 2018, el monto involucrado en la demanda era de US\$23,8 millones (92,2 MBRL).

- Municipio de Cezarina x CELG Distribuição S.A. / 0382470-22.2006.8.09.0117, Justicia del estado de Goiás. Al 31 de diciembre de 2018, el monto involucrado en la demanda era de US\$30,1 millones (116,7 MBRL).
23. Un grupo de 21 proveedores ha presentado una demanda en contra de Enel Distribución Goiás, aduciendo que la modalidad de contratación (tercerización) utilizado por Enel [CELG-D] fue estimada ilegal por la Justicia del Trabajo y que sufrieron perjuicios, los cuales deberían ser resarcidos. El Tribunal de Justicia (segunda instancia) dictó fallo a favor de los proveedores. Actualmente está pendiente de conocimiento un recurso especial presentado por Enel Distribución Goiás ante el Tribunal Superior de Justicia (tercera instancia). Al 31 de diciembre de 2018, el monto involucrado en la demanda era de US\$ 30.370.837 (117,7 MBRL). (Empresa Eletromecânica de Montagem Ltda. (ELMONT) y otros / 0423864-66.2013.8.09.0051, Justicia del estado de Goiás.
24. Enel Distribución Goiás ("CELG"), fue fiscalizada por las autoridades tributarias brasileñas debido a su postura sobre la exclusión de los montos de ICMS de la base de Contribuciones Sociales (PIS/COFINS). La Compañía excluyó el ICMS antes de pronunciarse un fallo definitivo y, en consecuencia, la Administración Tributaria brasileña emitió 4 Actas en contra de CELG, argumentando que la exclusión no estaba permitida. En la jurisprudencia sobre el tema, la Suprema Corte reconocía que el ICMS no debía ser parte de la base imponible del PIS y de la COFINS. Esta demanda aún tiene pendiente un pronunciamiento sobre el recurso presentado por la Hacienda Pública. En el caso específico de Enel Distribución Goiás, se aguarda fallo definitivo por parte del juzgado. La cuantía es de R\$ 607 millones (MUS\$ 156.614).

Enel Distribución Río (Ampla Energia e Serviços S.A.)

25. CIBRAN ha presentado demandas en contra de Enel Distribución Río, exigiendo un resarcimiento por fallas en el suministro de energía en los años de 1987 a 1994 y 1995 a 1999.
- Companhia Brasileira de Antibióticos – CIBRAN x Ampla Energia e Serviços S.A. / 0005405-80.1999.8.19.0023, Justicia del estado de Rio de Janeiro. El Tribunal de Justicia (segunda instancia) dictó fallo favorable a Enel Distribución Río, rechazando el pedido de resarcimiento; a la fecha, está pendiente de conocimiento un recurso especial presentado por CIBRAN ante el Tribunal Superior de Justicia (tercera instancia). El monto involucrado en la demanda es inestimable, toda vez que será definido por un peritaje en la instancia final.
 - Companhia Brasileira de Antibióticos – CIBRAN x Ampla Energia e Serviços S.A. / 0008419-28.2006.8.19.0023, Justicia del estado de Rio de Janeiro. El juez (primera instancia) dictó fallo en contra de Enel Distribución Río; a la fecha, está pendiente de conocimiento una apelación presentada por Enel Distribución Río ante el Tribunal de Justicia del estado de Rio de Janeiro. Al 31/12/18 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 124.264.478 (481,62 MBRL).
26. Industria de Papel e Embalagens S.A. – CIBRAPEL ha presentado una demanda de resarcimiento en contra de Enel Distribución Río por fallas con el suministro de energía. Se dictó decisión firme en contra de Enel Distribución Río. El peritaje determinó una indemnización en R\$ 21,5 millones, pero el monto ha sido impugnado por Enel Distribución Río, recurso del cual no se ha tomado conocimiento hasta la fecha. Al 31/12/18 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 49,054,154 (190,1 MBRL). (Industria de Papel e Embalagens S.A. – CIBRAPEL x Ampla Energia e Serviços S.A. / 0000014-28.1998.8.19.0073, Tribunal Superior de Justicia).
27. El Sindicato de los Trabajadores de Niterói interpuso demanda laboral en contra de Enel Distribución Río, requiriendo el pago de diferencias salariales en un 26,05% a partir de febrero de 1989, en virtud del Plan Económico instituido por el Decreto Ley N° 2.335/87. Se dictó fallo en contra de Enel Distribución Río en todas las instancias anteriores de la Corte, y está pendiente de conocimiento actualmente un recurso extraordinario presentado por Enel Distribución Río ante el Supremo Tribunal Federal. Al 31/12/18 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 25.214.204 (97,7 MBRL). (Sindicato de los Trabajadores de Niterói x Ampla Energia e Serviços S.A. / RE 671.351/RJ, Supremo Tribunal Federal).
28. Ejecución fiscal contra Enel Distribución Río a raíz de un Acta de infracción presentada por la Administración Tributaria brasileña en 2003 para cobrar adeudos de COFINS a raíz de supuestos pagos insuficientes correspondientes al período de diciembre de 2001 hasta marzo de 2002. Tras fallos desfavorables de primera y segunda instancias de la Corte, Enel Distribución Río presentó una apelación extraordinaria ante el Tribunal Superior (STF) y está a la espera de una decisión. La cuantía asciende a R\$ 166 millones (MUS\$ 42.830).
29. En 2005, la Administración Tributaria brasileña notificó a Enel Distribución Río S.A. un Acta en la que declara la no aplicación del régimen fiscal especial que había reducido a cero la alícuota de impuesto a la

renta retenido en la fuente imponible sobre los intereses remitidos al exterior en razón de las Fixed Rate Notes (FRN) emitidos por la Compañía en 1998. Enel Distribución Río ha seguido insistiendo en su postura en la corte de justicia de primera instancia. La cuantía total de este litigio se estima en R\$ 1.272 millones (MUS\$328.192).

30. El Estado de Rio de Janeiro (el "Estado") levantó actas en contra de Enel Distribución Río por los períodos del 1996 al 1999 y del 2007 al 2017, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS gravado sobre la adquisición de activos fijos. Enel Distribución Río, presentó sus descargos administrativos y judiciales en todos los procesos y el proceso judicial aguarda fallos definitivos. La cuantía total de este litigio se estima en R\$ 126 millones (MUS\$32.510).

Eletropaulo (conocida comercialmente como Enel Distribución Sao Paulo)

31. Centrais Elétricas Brasileiras S.A – Eletrobrás ha presentado una demanda en contra de Enel Distribución Sao Paulo, requiriendo el pago de montos debidos por ajustes inflacionarios en un contrato de fondos firmado en 1986. Se dictó decisión – firme – en contra de Enel Distribución Sao Paulo. El peritaje para definir el monto se inició, pero al 31/05/2018 las partes firmaron un acuerdo (pendiente de homologación por el juez de la demanda) y Enel Distribución Sao Paulo pagará a Eletrobrás el monto de 1.500 MBRL a lo largo de 5 años. Al 31/12/18 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 413.285.847 (1.601,4 MBRL). (Centrais Elétricas Brasileiras S.A - Eletrobrás x Enel Distribución Sao Paulo / 0010021-19.1989.8.19.0001, Tribunal de Justicia de Rio de Janeiro).
32. Enel Distribución Sao Paulo ha presentado una demanda anulatoria de decisión administrativa de ANEEL [en el procedimiento administrativo n° 48500-006159/2012-75], que determinó la exclusión retroactiva de las tarifas cobradas por Enel Distribución Sao Paulo antes de la fecha de su tercera revisión periódica, con restitución de valores asociados a una red posiblemente inexistente, y rechazó una petición en subsidio (formulada por Enel Distribución Sao Paulo) para que se incorporasen otros activos (red) de servicio existentes en la base de remuneración, que estaban ausentes de la base de remuneración de la compañía. No hay un fallo de primera instancia y la demanda está en su fase inicial. Al 31/12/18 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 213.559.410 (827,5 MBRL). (Enel Distribución Sao Paulo x Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL / 54491-83.2014.4.01.3400, Tribunal de Justicia de Distrito Federal).
33. El Sindicato de los Trabajadores en las Industrias de Energía Eléctrica de São Paulo ha deducido 5 acciones colectivas, requiriendo el pago de una cuota adicional por riesgo a todos los empleados (excepto cargos de gestión) de Enel Distribución Sao Paulo que trabajan en la oficina de Barueri, hasta la desactivación del motor generador que estaba en el ático – por encima del piso 14° y por debajo del Helipuerto, (período de febrero de 2012 a febrero de 2016, cuando se desactivó el motor generador y fue instalado en la parte externa del edificio). No hay todavía un fallo de primera instancia. Al 31/12/18 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 28.288.170 (109,6 MBRL). (Sindicato de los Trabajadores en las Industrias de Energía Eléctrica de São Paulo x Enel Distribución Sao Paulo / 1004117-46.2016.5.02.0205, Justicia del Trabajo).
34. El Ministerio Público Federal [MPF] ha presentado una demanda de derecho público en contra de Enel Distribución Sao Paulo y ANEEL con el objetivo de impedir el traspaso de los montos contratados con partes relacionadas (AES Tietê, en aquel momento) a la tarifa de los consumidores y la doble devolución de los montos ya cobrados. El juez dictó fallo favorable a Enel Distribución Sao Paulo, rechazando los requerimientos, pero el Tribunal Regional Federal [TRF] ha aceptado la apelación del MPF y anuló la sentencia. Actualmente, está pendiente de conocimiento un recurso de Enel Distribución Sao Paulo contra el fallo de TRF ante el Tribunal Superior de Justicia. El monto involucrado en la demanda es inestimable. (Enel Distribución Sao Paulo x Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL / 2003.61.00.035723-8, Justicia Federal de São Paulo).
35. El Ministerio Público del Trabajo ha presentado una demanda de derecho público en contra de Enel Distribución Sao Paulo, aduciendo la supuesta tercerización de la ejecución de servicios finales por parte del a compañía, lo que constituiría una infracción a la legislación brasileña (Considerando 331 del TST), que solamente permitiría la tercerización de servicios no esenciales. No hay todavía un fallo de primera instancia. El monto involucrado en la demanda es inestimable. (Ministerio Público del Trabajo x Enel Distribución Sao Paulo / 1002267-94.2016.5.02.0709, Justicia del Trabajo).
36. Neoenergía ha empezado un arbitraje en contra Enel Distribución Sao Paulo por supuesto incumplimiento del investment letter firmado entre las partes en el proceso que resultó en la adquisición del control accionario de la compañía por parte de Enel Américas. En resumen, Neoenergía exige resarcimiento, todavía no estimado, por pérdidas y daños sufridos en razón del incumplimiento del investment letter. El arbitraje se ha constituido. El 18 de octubre de 2018 Neoenergía presentó su manifestación inicial. El 3 de diciembre de 2018 Enel Distribución Sao Paulo presentó su contestación, luego vienen la réplica de Neoenergía y posteriormente Enel podrá presentar su respuesta. Se prevé que se dicte fallo definitivo hacia

finés del 2019. (Neoenergía x Enel Distribución Sao Paulo / CAM 106/18, CAM – Cámara de Arbitraje del Mercado).

37. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, solicitando que se reconozca que los montos de COFINS pagados por la Compañía fueron hechos de conformidad con las reglas del Programa de Amnistía del Gobierno Federal brasileño (reducción de multas e intereses) creado en 1999. La demanda fue presentada por la compañía en septiembre 1999. En abril de 2018, contra la decisión parcialmente favorable de Segunda Instancia, la Compañía presentó apelaciones ante los Tribunales Superiores (STF y STJ) que actualmente aguardan fallo. Del monto total involucrado (R\$796,4 MM), R\$159,3 MM corresponde a honorarios de abogados (20%) cobrados por la Autoridad Tributaria Federal y la posibilidad de pérdida es probable. El saldo (R \$ 637,1 MM) está relacionado con el capital (impuesto) pagado con los beneficios de amnistía y la posibilidad de pérdida con respecto a esta porción es remota. Por lo tanto, la cuantía posible: de pérdida es: R\$ 159,3 millones (MUS\$41.101).
38. En mayo de 2008, la Autoridad Tributaria brasileña presentó una demanda judicial contra Enel Distribución Sao Paulo para solicitar el pago del impuesto PIS (Programa de Integración Social), correspondientes al aumento de la tasa para el período de marzo de 1996 a diciembre de 1998. Tras decisiones desfavorables de primera y segunda instancia, Enel Distribución Sao Paulo presentó recursos ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ) y ante el Supremo Tribunal Federal (STF). Los montos sujetos a disputa han sido cubiertos por una garantía bancaria. Sobre esto último, mientras se espera conocer el resultado de dicho procedimiento, la Fiscalía General del Departamento del Tesoro Nacional de Brasil ha formulado una solicitud para que se sustituya la carta de garantía bancaria con una presentación judicial. Esta solicitud fue rechazada y la Fiscalía General apeló. Cuantía del litigio: R\$ 238,5 millones (MUS\$61.536).
39. De acuerdo con una decisión definitiva emitida en un juicio, se reconoció el derecho de Enel Distribución Sao Paulo de compensar los créditos por los FINSOCIAL (contribución social establecida en marzo 1992 antes del COFINS) relacionados con montos pagados desde septiembre de 1989 hasta marzo de 1992. A pesar de eso, debido a diferencias en el cálculo de los créditos indicado por la Autoridad Fiscal Federal, parte de las compensaciones requeridas por la Compañía no fueron aceptadas y las deudas fueron requeridas por la autoridad fiscal. Tras un fallo desfavorable en primera instancia, la Compañía presentó un recurso de apelación, el cual está pendiente ante el Tribunal Administrativo de segunda instancia. Cuantía del litigio: R\$ 216,9 millones (MUS\$55.963).
40. Acta tributaria emitida por la Autoridad Tributaria Federal contra Enel Distribución Sao Paulo, basada en la supuesta falta de pago del Impuesto a las Ganancias (IRPJ) y Contribución Social sobre la Utilidad Líquido (CSLL) para los años fiscales 2001 y 2002, debido a que la compañía supuestamente dedujo montos integrados pagados a su fondo de pensiones tanto del IRPJ como del CSLL, cuando la regulación específica establece una limitación del 20% para tales deducciones. Una vez que se dictó fallo desfavorable en el procedimiento administrativo, en octubre de 2017, la litis fue llevada a los Tribunales de Justicia. Actualmente, se espera fallo del Juzgado de primera Instancia judicial. Cuantía del litigio: R\$ 168 millones (MUS\$43.346).
41. Acta tributaria levantada por la autoridad tributaria contra Enel Distribución Sao Paulo la cual no ratifica la compensación relacionada con los créditos del Programa de Integración Social (PIS) originados por cambios legislativos introducidos por los Decretos 2.445 y 2.449 / 1988, que fueron declarados inconstitucionales por el Tribunal Supremo Federal (STF), que a la vez fueron compensados con otros impuestos federales con vencimiento en abril y mayo del 2013. En septiembre de 2014, la Compañía presentó sus descargos. Actualmente, el caso aguarda fallo en primera Instancia Administrativa. Cuantía del litigio: R\$ 151,8 millones (MUS\$39.166).
42. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, en la que solicita el reconocimiento del derecho de compensar los créditos impositivos totales resultantes de la división de Enel Distribución Sao Paulo con la Contribución Social a la Utilidad Líquida (CSLL). Se dictaron fallos favorables en primera y segunda instancias. En mayo de 2017, la Autoridad Tributaria presentó un recurso especial ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ) que aguarda fallo. Cuantía del litigio: R\$ 147,4 millones (MUS\$38.031).
43. En julio de 2000, Enel Distribución Sao Paulo presentó una demanda solicitando el reconocimiento de los créditos originados por pagos indebidos de PIS (Contribución al Programa de Integración Social) realizado de conformidad con los Decretos 2,445 y 2,449 /1988, que fueron declarados inconstitucionales por el Tribunal Supremo Federal (STF). En mayo de 2012, se dictó fallo definitivo a favor de la compañía, que reconocía el derecho a los créditos. Sin embargo, se dictaron actas de cobro de impuestos contra Enel Distribución Sao Paulo por parte de las autoridades fiscales federales, puesto que las compensaciones fueron rechazadas por haberse efectuado antes del término de la acción judicial y con adeudos de otros tributos federales ajenos al PIS. La Compañía sostiene que las compensaciones se efectuaron conforme al fallo favorable y que el procedimiento adoptado fue el correcto. Tras decisiones desfavorables en primera instancia judicial, la compañía presentó apelaciones ante el Tribunal de segunda instancia. La cuantía

involucrada es de R\$ 640,7 millones (MUS\$165.309). La diferencia entre este importe y lo previamente divulgado por la Compañía en el tercer trimestre de 2018 se deriva de la reevaluación realizada por la Compañía en conjunto con sus asesores legales. En el tercer trimestre de 2018, se consideraron solamente la multa moratoria y los honorarios de los abogados de la autoridad tributaria, en tanto que ahora el importe comprende la totalidad del monto involucrado (capital (impuesto), multa moratoria, intereses y honorarios).

44. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo en contra de las actas emitidas por la Autoridad Tributaria del Municipio de Sao Paulo, que requieren el pago de la Contribución al Alumbrado Público (COSIP) relacionado con el período de marzo de 2011 a diciembre de 2015. Estas liquidaciones tributarias se basan en las siguientes supuestas irregularidades imputadas a la Compañía: (i) clasificación incorrecta de los clientes, (ii) aplicación ilegal de exención tributaria y (iii) falta de pago de multa por incumplimiento en los pagos atrasados de la contribución. En julio de 2018, el Tribunal de Primera Instancia emitió un fallo parcialmente favorable a la Compañía, que limitó los intereses cobrados por la autoridad fiscal a los correspondientes a la tasa preferencial de Brasil ("SELIC"). En contra de este fallo, ambas partes presentaron apelaciones que están actualmente pendientes ante el Tribunal de Segunda Instancia. Cuantía del litigio: R\$ 118,7 millones. (MUS\$30.626).
45. Acta fiscal emitida por la Autoridad Tributaria del Estado de São Paulo que requiere el pago de ICMS debido a presuntas compensaciones irregulares, en las cuales la Compañía utilizó créditos asignados en la adquisición de activos fijos, y que a juicio de la autoridad era improcedente. La Compañía presentó sus descargos en todos los procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. Cuantía del litigio: R\$107,9 millones (MU\$27.840).
46. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo contra el Decreto Federal N° 8,426 / 2015, que restableció el gravamen de PIS / PASEP y COFINS sobre los ingresos financieros obtenidos por las empresas sujetas al régimen no acumulativo PIS / PASEP y COFINS, a una tasa del 4,65%, desde el 1 de julio de 2015. El estado del litigio es que se obtuvo decisiones desfavorables en primera instancia (noviembre de 2015) y en segunda instancia en sede judicial (agosto de 2017). En diciembre 2017, la Compañía presentó apelaciones ante los Tribunales Superiores (STJ y STF) que actualmente aguardan fallo. Cuantía del litigio: R\$ 106,1 millones (MUS\$ 27.375).
47. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, reclamando el derecho a no considerar, en sus bases de cálculo del Impuesto a la Renta de las Persona Jurídicas (IRPJ) y la Contribución Social sobre la Utilidad Líquida (CSLL), los montos relacionados con intereses derivados de la demora en cumplir obligaciones contractuales por parte de terceros que mantienen relaciones contractuales de cualquier tipo con la Compañía (intereses como evaluación anticipada de perjuicios). En marzo de 2012, el Juzgado de primera instancia emitió una decisión favorable a Enel Distribución Sao Paulo. Contra esta decisión, la Autoridad Fiscal Federal presentó una apelación y se espera el fallo de la apelación. Desde que se emitió la decisión del Tribunal de Primera Instancia, la Compañía no ha pagado los impuestos en disputa al Gobierno Federal. Cuantía del litigio: R\$ 68,2 millones (MUS\$17.596).
48. Demandas presentadas por Enel Distribución Sao Paulo contra las actas fiscales emitidas por la autoridad tributaria del Estado de São Paulo que cobran el pago de ICMS debido a presuntas irregularidades en las operaciones de reversión de la deuda. La compañía ha controvertido judicialmente cinco actas fiscales que aguardan decisiones finales. Cuantía del litigio: R\$ 151,5 millones (MUS\$39.089).

Enel Cien S.A.

49. Enel CIEN es una transmisora del grupo Enel en Brasil, su red conecta el sistema eléctrico de Brasil y Argentina. Enel CIEN ha firmado, con dos empresas brasileñas (Furnas y Tractebel Energia S.A), contratos de compraventa de energía con potencia firme, con energía asociada proveniente de Argentina. En 2005, en razón de la crisis energética y económica en Argentina, ya no resultó posible cumplir los términos del contrato. Las dos compañías han presentado acciones para que se dicte sentencia declaratoria de rescisión contractual, imposición de sanción contractual y pedido de indemnización (no estimable a la fecha).

Furnas x Enel CIEN S.A. / 0150142-62.2010.8.19.0001, Justicia del estado de Rio de Janeiro. El juez (de primera instancia) dictó fallo favorable a Enel y el 21/08/2018 la decisión fue refrendada por el Tribunal de Justicia, pero el fallo aún no ha sido publicado, oportunidad en la cual el plazo para un recurso de Furnas empezará a correr. Al 31/12/18, el monto involucrado en la demanda era de US\$ 483.947.558 (1.875,7 MBRL).

Tractebel Energia S.A. x Enel CIEN S.A. / 0071189-14.2009.8.24.0023, Justicia del estado de Santa Catarina. No hay fallo cautelar y todavía no se pronuncia fallo de primera instancia. Al 31/12/18 el monto involucrado en la demanda era de US\$ 101.656.859 (393,9 MBRL).

Enel Generación Fortaleza S.A. (antes Central Geradora Termoelectrica Fortaleza S.A. o "CGTF")

50. Petróleo Brasileiro S.A [Petrobrás] ha notificado a Enel Generación Fortaleza su intención de rescindir el contrato de suministro de gas firmado en 2003 (en el ámbito del programa prioritario termoelectrico establecido por el gobierno brasileño) basado en un supuesto desequilibrio económico-financiero. Enel Generación Fortaleza aduce que las condiciones contractuales del suministro del gas están "garantizadas" por el gobierno brasileño y que la generación de energía por Enel Generación Fortaleza y demás generadoras afiliadas a este programa garanticen el suministro de energía para el país. Desde el inicio de esta disputa, el suministro del gas ha sido suspendido en algunas oportunidades y posteriormente restablecido por determinación judicial (la última decisión está vigente desde 10 de diciembre de 2018). Además, se encuentra pendiente de resolución cual sería la jurisdicción para radicar a controversia, ya sea en sede judicial o arbitral. El litigio aún está en su etapa inicial y el probatorio aún no ha empezado. El 28/12/18, las partes solicitaron que se decrete la suspensión del arbitraje, toda vez que se han retomado las conversaciones con miras a que las partes celebren un acuerdo. El Tribunal arbitral ha aceptado el pedido. Por esto, el arbitraje se ha suspendido hasta el 28/03/19. El monto involucrado en la demanda es inestimable. [(CGTF x Petrobras, Cegás, Gobierno Federal y Estado de Ceará / 1014566-58.2017.4.01.3400, Judicial Federal del Distrito Federal), (CGTF x Petrobras, Cegás, Gobierno Federal y Estado de Ceará / 1009874-31.2017.4.01.0000, Judicial Federal del Distrito Federal), (CGTF x Petrobras, Cegás, Gobierno Federal y Estado de Ceará / 1006566-50.2018.401.0000, Judicial Federal del Distrito Federal) y (CGTF x Juez Federal – writ of mandamus / 1027936-85.2018.4.01.0000 - 0027095-92.2018.4.01.3400, Judicial Federal del Distrito Federal).
51. En febrero de 2007, la Administración Tributaria de Brasil levantó un acta contra Enel Generación Fortaleza por adeudos de PIS/COFINS correspondientes a los períodos de diciembre de 2003 y de febrero de 2004 a noviembre de 2004, en relación a supuestas diferencias que se habrían producido entre los importes declarados en la declaración anual (donde se informaron los importes de PIS/COFINS bajo el régimen no acumulativo) y los importes declarados en la declaración mensual (donde se informaron los importes debidos bajo el régimen acumulativo). Tras decisión de la Tercera Instancia Administrativa en contra de CGTF, la Compañía presentó recurso de aclaración y está a la espera de un fallo definitivo. Si el recurso se resuelve en forma desfavorable, Enel Generación Fortaleza recurrirá al Poder Judicial. La cuantía total de este litigio se estima en R\$ 86 millones (MUS\$ 22.189).

Enel Brasil S.A.

52. En 2014 la administración tributaria notificó a Enel Brasil un acta de infracción, requiriendo el cobro de Impuesto a la Renta sobre dividendos supuestamente distribuidos en exceso a lo que correspondía en los años de 2009 y 2010. Tras decisiones desfavorables de primera y segunda instancias, la compañía presentó una apelación nuevamente al segundo nivel administrativo. La cuantía total de este litigio se estima en R\$ 284 millones (MUS\$73.276).

En relación a los litigios anteriormente descritas, el Grupo ha constituido provisiones por MUS\$538.500 al 31 de diciembre de 2018 (ver Nota 25). Si bien existen otros litigios que también tienen provisiones asociadas pero que no son descritas en esta nota ya que individualmente representan montos de menor cuantía, la Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por litigios, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

36.4 Restricciones financieras.

Diversos contratos de deuda de la sociedad, así como el de algunas de sus 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 en las secciones de eventos de incumplimiento de los contratos, que deben cumplirse para evitar el aceleramiento de la dicha deuda.

Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enel Américas contienen cláusulas de cross default. Las líneas de crédito bajo ley chilena suscritas por Enel Américas en marzo de 2016 y que vence en marzo 2019, por UF 2,8 millones, estipulan que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del propio

Deudor, es decir Enel Américas, no haciendo referencia a sus subsidiarias. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de estas líneas 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. Estas líneas no han sido desembolsadas.

En el crédito bancario de Enel Américas bajo ley del Estado de Nueva York, suscrito en febrero 2018 y que expira en febrero de 2021, el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de Enel Américas a nivel individual, o de alguna "Significant Subsidiary" (según se define contractualmente). Para que se produzca el aceleramiento de la deuda en este crédito debido al cross default originado en otras deudas, el monto en mora, ya sea en una deuda individual o a nivel agregado de deudas, debe exceder los US\$ 150 millones, o su equivalente en otras monedas, y además deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de períodos de gracia (si existieran en el contrato en incumplimiento), y la notificación formal de la intención de acelerar la deuda por parte de acreedores que representen más del 66,67% del monto adeudado o comprometido. Al 31 de diciembre de 2018, el monto adeudado por este crédito totaliza MUS\$ 352.387.

Una parte sustancial de los bonos de Enel Américas registrados ante la Securities and Exchange Commission ("SEC") de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados "Yankee Bonds", el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de Enel Américas a nivel individual, o de alguna "Significant Subsidiary" (según se define contractualmente), por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$ 150 millones, o su equivalente en otras monedas. El aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben exigirlo los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds. Adicionalmente, los eventos de quiebra o insolvencia de subsidiarias en el extranjero no tienen efectos contractuales en los Yankee Bonds de Enel Américas. Los Yankee Bonds de Enel Américas vencen en diciembre 2026. Al 31 de diciembre de 2018, el monto adeudado por concepto de Yankee Bonds totaliza MUS\$ 588.882.

Los bonos de Enel Américas 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 un 3% del Total de Activos Consolidados, ya sea en una deuda individual o a nivel agregado de deudas. A su vez el aceleramiento debe ser exigido en junta de tenedores de bonos por los titulares de al menos un 50% de los bonos de una determinada serie. Al 31 de diciembre de 2018, el monto adeudado por concepto de bonos locales totaliza MUS\$ 22.798.

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 cumplir en momentos determinados de tiempo (trimestralmente, anualmente, etc.) y en algunos casos sólo cuando se cumplen ciertas condiciones. La mayoría de los covenants financieros que mantiene Enel Américas limitan el nivel de endeudamiento y evalúan la capacidad de generar flujos para hacer frente a los servicios de la deuda de la empresa. 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.

El bono local Serie B2 de Enel Américas incluye los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en el respectivo contrato:

- Patrimonio Total Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de Ch\$ 677.228 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2018, el Patrimonio Total de Enel Américas fue Ch\$ 6.136.139 millones (utilizando el tipo de cambio de cierre).
- Razón de Endeudamiento: Se debe mantener una Razón de Endeudamiento, definida como la razón entre Pasivo Exigible y Patrimonio Neto menor o igual a 2,24. El Pasivo Exigible es la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, mientras que el Patrimonio Neto es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2018, la Razón de Endeudamiento fue de 2,10.
- Activos Susceptibles de Constituirse en Garantía: Se debe mantener activos susceptibles de constituirse en garantía respecto a Pasivos Exigibles No Garantizados en una razón mayor o igual a 1. El Total de Activos Libres es la diferencia entre el Total de Activos Depurados o Libres y el Total de Activos Grabados. Para el Total de Activos Depurados o Libres se considera el Total de Activos menos la suma de Efectivo en caja, Saldos en bancos, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Pagos anticipados, corrientes, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes, y Activos intangibles identificables, bruto, mientras que el Total de Activos Grabados corresponde a los activos comprometidos a través de

garantías directas. Por otro lado, los Pasivos Exigibles No Garantizados corresponden a la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, descontando los Pasivos Garantizados a través de garantías directas. Al 31 de diciembre de 2018, la relación mencionada fue de 1,09.

Las líneas de crédito locales, no desembolsadas, incluyen los siguientes covenants cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en los respectivos contratos y son:

- Razón de Endeudamiento: Se debe mantener una relación entre Deuda Financiera y Patrimonio Neto menor o igual a 1,3. Deuda Financiera es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente y Préstamos que devengan intereses, no corrientes, mientras que Patrimonio Neto es la suma entre Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2018, la Razón de endeudamiento fue de 0,71.
- Capacidad de Pago de la Deuda (Ratio Deuda/EBITDA): Se debe mantener una relación entre Deuda Financiera y EBITDA menor o igual a 3,5. Deuda Financiera es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente y Préstamos que devengan intereses, no corrientes, mientras que EBITDA es el Resultado de Explotación excluidos el Gasto por depreciación y amortización y la Reversión de pérdidas (pérdidas) por deterioro de valor que corresponda para los cuatro trimestres móviles que terminen en la fecha de cálculo. Al 31 de diciembre de 2018, la Razón Deuda/EBITDA fue de 1,87.

Por su parte, los “Yankee Bonds” o cualquier otra deuda de Enel Américas a nivel individual, no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

Al 31 de diciembre de 2018, el covenant financiero más restrictivo de Enel Américas era la Razón de Endeudamiento correspondiente al bono local Serie B2.

En Perú, la deuda de Enel Distribución Perú incluye el siguiente covenant:

- Bonos locales del cuarto programa, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2018 ascendió a MUS\$ 82.865 y cuyo último vencimiento es en enero de 2033, incluye el covenant Razón de Endeudamiento, calculado como Total de Pasivos menos Pasivos Diferidos sobre Patrimonio.

Por su parte, la deuda de Enel Generación Perú incluye los siguientes covenants:

- Bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2018 ascendió a MUS\$ 43.895 y cuyo último vencimiento es en enero 2028, incluye el covenant Razón de Endeudamiento, calculado como Deuda Financiera menos caja sobre Patrimonio Neto.
- Préstamo bancario de Chinango, filial de Enel Generación Perú, con Bank of Nova Scotia, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2018 ascendió a MUS\$ 424 y cuyo vencimiento es en enero 2019, incluye los covenants, calculados a nivel individual, Razón de Endeudamiento, calculado como Deuda Neta menos caja sobre Patrimonio Neto y Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera sobre EBITDA.
- Al 31 de diciembre de 2018, el covenant financiero más restrictivo de Enel Generación Perú era la Razón de Endeudamiento, correspondiente a los bonos locales, mientras que el covenant más restrictivo de Chinango era la Capacidad del pago de la deuda.

Finalmente, en Perú, la deuda de Enel Generación Piura incluye el siguiente covenant:

- Arrendamiento financiero (leasing) con el Banco de Crédito del Perú, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2018 ascendió a MUS\$ 43.866 y cuyo vencimiento es en junio de 2020, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Flujos de Caja para Servicio de la Deuda sobre Servicio de la Deuda y Nivel de Endeudamiento, calculado como calculado como Total de Pasivos menos Pasivos Diferidos sobre Patrimonio.
- Arrendamiento financiero (leasing) con el Banco Scotiabank, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2018 ascendió a MUS\$ 31.165 y cuyo vencimiento es en marzo de 2022 e incluye idénticos covenants que el contrato de arrendamiento con el Banco de Crédito del Perú.
- Al 31 de diciembre de 2018, el covenant más restrictivo de Enel Generación Piura fue la Capacidad de pago de la deuda presente en el contrato con el Banco Scotiabank.

En Brasil, la deuda de Enel Distribución Río incluye los siguientes covenants:

- Novena emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2018 ascendió a MUS\$ 154.663 y cuyo vencimiento es en diciembre de 2020, incluyen los covenants Capacidad de pago

de la deuda, calculado como Deuda Financiera sobre EBITDA y la Razón de endeudamiento, calculado como Deuda Financiera sobre la suma de Deuda Financiera y Patrimonio Líquido.

- Préstamos del Banco Nacional De Desenvolvimento (“BNDES”), cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2018 ascendió a MUS\$ 225.414 y cuyo último vencimiento es en diciembre de 2023, incluyen los siguientes covenants, en que sus definiciones varían según el contrato con BNDES: Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA y la Razón Deuda Financiera Neta sobre la suma de Deuda Financiera y Patrimonio Líquido.
- Préstamo bancario con Banco Citibank e Itaú, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2018 ascendió a MUS\$ 172.865 y cuyo último vencimiento es en julio de 2021, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA y la Razón de endeudamiento, calculado como Deuda Financiera Neta sobre la suma de la Deuda Financiera Neta y Patrimonio Líquido.
- Al 31 de diciembre de 2018, el covenant financiero más restrictivo de Enel Distribución Río era la Capacidad de pago de la deuda, contenidos en los préstamos con BNDES.

Adicionalmente en Brasil, la deuda de Enel Distribución Ceará incluye los siguientes covenants:

- Préstamo con Electrobrás y Banco do Brasil, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2018 ascendió a MUS\$ 25.049 y cuyo último vencimiento es en octubre de 2023, incluyen el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA.
- Préstamos con BNDES y Banco Itaú, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2018 ascendió a MUS\$ 48.607 cuyo último vencimiento es en diciembre de 2023, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA y Razón de Endeudamiento, calculada como Deuda Neta sobre la suma de la Deuda Neta y Patrimonio Líquido.
- Tercera emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2018 ascendió a MUS\$ 25.049 y cuyo vencimiento es en octubre de 2018, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA y Capacidad de pago de intereses, calculado como EBITDA sobre Gastos Financieros Netos.
- Quinta emisión, Sexta emisión de bonos locales y Notas Promisoria con Itaú, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2018 ascendió a MUS\$ 250.972 y cuyo vencimiento es en junio de 2025, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA.
- Al 31 de diciembre de 2018, el covenant más restrictivo de Enel Distribución Ceará era la Razón Deuda/EBITDA correspondiente a los bonos locales y notas promisorias.

Finalmente en Brasil, la deuda de Eletropaulo incluye los siguientes covenants:

- 14ava y 23ava emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2018 ascendió a MUS\$ 922.422 y cuyo último vencimiento es en septiembre de 2025, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA y Capacidad de pago de intereses, calculada como EBITDA sobre Gastos Financieros Netos (sólo aplicable a la 14ava emisión).
- Al 31 de diciembre de 2018, el covenant más restrictivo de Eletropaulo era la Razón Deuda/EBITDA.

En Colombia, la deuda de Codensa S.A. (“Codensa”), incluye el siguiente covenant:

- Préstamos bancarios con el Bank of Tokyo, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2018 ascendió a MUS\$ 113.223 y cuyo último vencimiento es en junio de 2020, incluyen el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculada como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA.

El resto de las subsidiarias no mencionadas en esta Nota no están sujetas al cumplimiento de covenants financieros.

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

Al 31 de diciembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, ninguna de las subsidiarias de Enel Américas se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras

obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

36.5 Otras informaciones

Enel Generación Costanera S.A.

Contratos de Disponibilidad de Ciclos Combinados y Turbovapor

El 18 de marzo de 2015, la Subsecretaría de Energía Eléctrica emitió la Nota SS.EE. 476/2015, la cual estableció el procedimiento para compatibilizar las remuneraciones de la Resolución SE N° 95/2013 y los Contratos de Disponibilidad de Ciclos Combinados y Turbovapor a partir de febrero de 2014. De acuerdo a lo estipulado en la misma, la Sociedad renuncia a percibir transitoriamente la Remuneración Adicional Fideicomiso dispuesta en la Res. SE. N° 95/2013, sus modificatorias y complementarias, que no estuvieran ya comprometidas, y la Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes establecidos en la Res. SE N° 529/2014 y sus modificatorias y complementarias.

El procedimiento implicó la reversión de las deducciones emitidas y aplicadas a la Sociedad conforme lo instruido mediante las notas SE N° 7594/2013 y N° 8376/2013, a partir de la entrada en vigencia de esa norma. Desde la transacción económica del mes de enero de 2015, los conceptos a cuya percepción renuncia la Sociedad son aplicados a la compensación de los fondos que CAMMESA transfiera a la Sociedad a partir de dicha fecha para la ejecución de las tareas previstas en los contratos.

Con fecha 29 de junio de 2015, la Secretaría de Energía emitió su Nota S.E. N° 1210/2015 mediante la cual instruyó a CAMMESA el método para adecuar las condiciones de remuneración establecidas en las correspondientes cláusulas de los Contratos de Disponibilidad de Equipamiento Ciclos Combinados y Turbovapor, contemplando los conceptos definidos en las Res. SE. N° 95/2013 y SE. N° 529/2014 y demás normativa aplicable.

El 3 de julio de 2015 la Sociedad firmó las adendas con CAMMESA a los Contratos de Compromiso de Disponibilidad de Ciclos combinados y Turbovapor. Las disposiciones de los Contratos más las modificaciones introducidas por las presentes adendas regulan el acuerdo entre las partes y se entienden plenamente vigentes hasta que haya finalizado el período de vigencia establecido en los citados contratos. Consecuentemente, CAMMESA desarrolló todos los documentos requeridos, así como las modificaciones incluidas en las adendas, según lo definido en el procedimiento.

El 30 de agosto de 2016, mediante Nota B-110359-1, CAMMESA informó a la Sociedad la autorización de la Secretaría de Energía Eléctrica de reasignar los fondos de parte de las Obras Complementarias por hasta USD 5.287.772 originalmente previstos para las Unidades de Turbovapor N° 3 y 4 a la unidad TV N°6. Asimismo, se amplió el alcance de las Obras Complementarias previstas a ejecutar en las unidades TV N°6 y N°7 por hasta un monto de USD 10.575.000 más IVA y derechos de importación. El 16 de diciembre de 2016 se firmó la Adenda V al Contrato de Compromiso de Disponibilidad de Equipamiento Turbovapor en el MEM, mediante la cual se aprobó la reasignación de fondos requeridos para la realización de las obras complementarias en la unidad TV06 por un monto de USD 5.287.772 más impuestos, y se amplía el fondo destinado a las obras complementarias de la TV06 y TV07 por hasta una suma de USD 10.575.000 más impuestos.

El contrato de disponibilidad de equipamiento de ciclos combinados finalizó el 31 de octubre de 2016. Sin perjuicio de ciertas obras menores ejecutadas con posterioridad, en el mes de diciembre del 2017, la Sociedad envió sendas notas a CAMMESA con el objeto de solicitar la finalización de los contratos de compromiso de disponibilidad de equipamiento. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, la Sociedad no ha recibido notificación alguna de CAMMESA en relación al cierre de dichos contratos. Los estados financieros al 31 de diciembre de 2018 contemplan los efectos estimados de esta cuestión en base a las mejores expectativas de la Sociedad respecto a la resolución esperada de este tema.

Central Vuelta de Obligado (VOSA)

Durante el ejercicio 2016, continuó generando energía a requerimiento de CAMMESA con las dos TGs a ciclo simple con ambos combustibles, no obstante, el avance de obra se vio ralentizado; hecho que motivó varias notas de reclamo de parte de VOSA a GE, actuando en nombre del Fideicomiso VOSA, para lograr recuperar el ritmo de obra.

En este sentido, con fecha 12 de febrero de 2016 GE inició un reclamo de mayores costos al Fideicomiso VOSA a través de la cláusula contractual de "negociaciones amistosas". Durante el mes de septiembre de

2016, a causa de los sobrecostos derivados de la inflación, las negociaciones terminaron en un proceso de arbitraje previsto en el contrato. El 10 de noviembre de 2016 el FCVO y VOSA fueron notificados por el Tribunal de Arbitraje de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires de la demanda arbitral entablada por GE. El 7 de agosto de 2017, tras una serie de tratativas negociables, el FCVO y GE celebraron un Segundo Acuerdo Suplementario ("SAS") por medio del cual GE se comprometió a alcanzar el Inicio de la Operación Total ("IOT") a más tardar el 28 de febrero de 2018 y, además de otras cuestiones, las Partes acordaron nuevas penalidades por incumplimiento, la entrega de nuevas garantías, y la suspensión de todos los plazos judiciales y/o extrajudiciales hasta el 29 de mayo de 2018 respecto de las acciones y reclamos existentes entre el FCVO y GE. Con tal motivo las Partes le solicitaron al Tribunal la suspensión del proceso arbitral, resolviendo finalmente el Tribunal suspender el proceso hasta el 28 de mayo de 2018. Posteriormente, con fecha 11 de junio de 2018, las Partes resolvieron extender el período de suspensión de todos los plazos judiciales y/o extrajudiciales hasta el 15 de septiembre de 2018, y antes de vencer este último plazo, con fecha 13 de septiembre de 2018, las Partes resolvieron extender nuevamente el período de suspensión de todos los plazos judiciales y/o extrajudiciales hasta el 15 de noviembre de 2018. Una vez más, con fecha 13 de noviembre de 2018, las Partes resolvieron una nueva extensión del período de suspensión de todos los plazos judiciales y/o extrajudiciales hasta el 15 de marzo de 2019.

Finalmente, con fecha 20 de marzo de 2018, CAMMESA habilitó la operación comercial en el Mercado Eléctrico Mayorista, de las dos unidades TGs y TV en su funcionamiento como ciclo combinado de la Central Vuelta de Obligado, por hasta 778,884 MW (potencia neta).

El 07 de febrero de 2019, VOSA suscribió con CAMMESA tanto el Contrato de Abastecimiento, el Contrato de Operación y Gestión del Mantenimiento como los contratos de prenda y cesión en garantía. Por tal motivo, solo resta se comience a recibir el cobro de las cuotas. Una vez que CAMMESA informe el cronograma de pago de las cuotas, la Sociedad readecuará la clasificación del crédito entre corriente y no corriente.

Deudas CAMMESA

El 18 de agosto de 2016, CAMMESA y Costanera formalizaron un contrato de mutuo y cesión de créditos en garantía, por un monto de 1.300 millones necesarios para financiar la operación de la Central. La metodología y plazos a implementar para la devolución serán en un máximo de 48 cuotas mensuales iguales y consecutivas, con un plazo de gracia de 12 meses, a contar desde la entrega del último adelanto parcial o el día 31 de diciembre de 2016 como fecha límite, lo que ocurra primero, a las que se les aplicará intereses a la tasa equivalente al rendimiento medio mensual obtenido por CAMMESA en sus colocaciones financieras. Al 31 de diciembre de 2018, el saldo de esta deuda asciende a pesos 2.120.074.389 (incluyendo intereses) y se exponen 1.485.382.516 en el pasivo no corriente y 634.691.873 en el pasivo corriente. Al 31 de diciembre de 2017, el saldo de esta deuda ascendía a pesos 2.739.439.172 (incluyendo intereses) y se exponen 2.054.579.379 en el pasivo no corriente y 684.859.793 en el pasivo corriente.

Enel Generación El Chocón S.A.

Provisiones y pasivos contingentes

Administración Federal de Ingresos Públicos – Dirección General Impositiva (AFIP)

La Sociedad presentó su declaración jurada del impuesto a las ganancias por el ejercicio 2013, aplicando el mecanismo de ajuste por inflación impositivo previsto en la Ley de Impuesto a las Ganancias. En el caso de la Sociedad, la imposibilidad normativa de practicar el ajuste por inflación en materia impositiva tendría como consecuencia la determinación de un impuesto sobre ganancias inexistente, ya que la liquidación del gravamen aplicando los mecanismos de ajuste por inflación arroja quebranto impositivo, y de no aplicarse los mecanismos de ajuste por inflación, se verificaría un supuesto de confiscatoriedad, en un todo de acuerdo con la jurisprudencia de la Corte Suprema de Justicia de la Nación en autos "Candy S.A.". En forma complementaria, la Sociedad interpuso una Acción Declarativa de Certeza y Medida Cautelar ante la Justicia Nacional de Primera Instancia en lo Contencioso Administrativo Federal, con la finalidad de obtener que se declare, en el caso concreto, la inaplicabilidad de toda norma que suspenda la aplicación de los mecanismos de ajuste por inflación por acreditarse un supuesto de confiscatoriedad. El 31 de octubre de 2014, se notificó a la Sociedad la resolución de la sentencia del juzgado que resolvió no hacer lugar a la medida cautelar solicitada. Contra esa resolución, con fecha 7 de noviembre de 2014 la Sociedad presentó recurso de apelación para que sea tratado por la Cámara de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal. Dicha Cámara confirmó el rechazo de la cautelar, notificando su resolución el día 12 de marzo de 2015. El 21 de noviembre de 2014 la Sociedad solicitó al juzgado de primera instancia el traslado de la Acción Declarativa al Fisco Nacional, a efectos de que siga adelante el tratamiento de la cuestión de fondo, paralelamente con la impugnación a la resolución que rechazó la medida cautelar solicitada. Con fecha 13 de mayo de 2015 la Sociedad solicitó al juzgado interviniente la apertura del período probatorio, la cual fue ordenada con fecha 18 de mayo de 2015. En virtud de ello se efectuaron los traslados de los puntos de prueba ofrecidos, traslados que fueron contestados oportunamente y respecto de los cuales el Juzgado resolvió haciendo lugar a los

puntos de prueba pericial ofrecidos por ambas partes. El 31 de mayo de 2017, habiendo tomado vista del expediente administrativo, la Sociedad observó el informe de descargo de fecha 2 de febrero de 2017, suscripto por la AFIP, donde se expone que no surgen observaciones que formular respecto a los ajustes y de los conceptos afectados por el ajuste por inflación relacionados con la declaración jurada del impuesto a las ganancias presentada por la Sociedad y elevando dicho informe a la División Fiscalización Externa II para su consideración. El 6 de junio de 2017 el juzgado ordenó que se corra traslado a las partes del informe pericial. Ello así, la Sociedad procedió a notificarse personalmente del informe pericial y presentó su contestación de traslado prestando conformidad con dicho informe. Por su parte, el Fisco Nacional contestó dicho traslado en tiempo y forma, formulando ciertas impugnaciones al mentado informe. Habiendo el Fisco Nacional corrido traslado al perito de sus impugnaciones, el perito contador contestó dicho traslado en fecha 8 de marzo de 2018 ratificando en todos sus términos el informe pericial. Con fecha 4 de septiembre de 2018 la Sociedad solicitó se ordene la clausura del período probatorio. Finalmente, con fecha 6 de septiembre de 2018, se dispuso la clausura del período probatorio y se pusieron las actuaciones para alegar en mérito a las pruebas del caso.

Adicionalmente, la Sociedad presentó su declaración jurada del impuesto a las ganancias por el ejercicio 2014, aplicando el mecanismo de ajuste por inflación impositivo previsto en la Ley de Impuesto a las Ganancias a los mismos efectos que lo realizado para el período fiscal 2013. En virtud de ello, en forma complementaria la Sociedad interpuso con fecha 8 de mayo de 2015 una Acción Declarativa de Certeza ante la Justicia Nacional de Primera Instancia en lo Contencioso Administrativo Federal, con la finalidad de obtener que se declare, en el caso concreto, la inaplicabilidad de toda norma que suspenda la aplicación de los mecanismos de ajuste por inflación por acreditarse un supuesto de confiscatoriedad. Con fecha 11 de junio de 2015, el juzgado tuvo presente la demanda interpuesta, ordenando su comunicación a la Procuración del Tesoro de la Nación. Con fecha 25 de septiembre de 2015 el expediente fue remitido a la Fiscalía Federal para que se expida sobre la competencia del Tribunal interviniente. Con fecha 30 de octubre de 2015, y en atención a lo manifestado por el Fiscal Federal, se tuvo por competente al Juzgado, y asimismo se ordenó correr traslado de la demanda a la AFIP. Consecuentemente, con fecha 11 de diciembre de 2015, la Sociedad corrió traslado de la demanda a la AFIP, quien contestó la misma en tiempo y forma. El 23 de junio de 2016 se proveyeron las pruebas ofrecidas por las partes. En virtud de ello se efectuaron los traslados de los puntos de prueba ofrecidos, traslados que fueron contestados oportunamente por ambas partes. El 22 de diciembre de 2016 el juzgado resolvió rechazar las impugnaciones planteadas por la Sociedad y admitió los puntos adicionales propuestos por el Fisco Nacional. El 31 de mayo de 2017, habiendo tomado vista del expediente administrativo, la Sociedad observó el informe de descargo de fecha 2 de febrero de 2017, suscripto por la AFIP, donde se expone que no surgen observaciones que formular respecto a los ajustes y de los conceptos afectados por el ajuste por inflación relacionados con la declaración jurada del impuesto a las ganancias presentada por la Sociedad y elevando dicho informe a la División Fiscalización Externa II para su consideración. Por su parte, en el expediente judicial, luego de sucesivas prórrogas, con fecha 23 de marzo de 2018 el perito contador presentó el informe pericial. El 6 de julio de 2018 se envió cédula de notificación a la parte demandada a los fines de correrle traslado del informe pericial contable. Con fecha 21 de agosto de 2018 el Fisco contestó el informe pericial, solicitando ciertas aclaraciones al mismo, lo cual fue notificado defectuosamente al perito contador por el juzgado en fecha 5 de noviembre de 2018. En atención a que la notificación fue incorrecta, con fecha 20 de noviembre de 2018 el juzgado ordenó librar nueva cédula a fin de notificar al perito de las impugnaciones efectuadas por la AFIP al informe pericial, lo cual se encuentra pendiente de notificación.

La Sociedad presentó su declaración jurada del impuesto a las ganancias por el ejercicio 2016, nuevamente aplicando el mecanismo de ajuste por inflación impositivo previsto en la Ley de Impuesto a las Ganancias a los mismos efectos que lo realizado para el período fiscal 2013 y 2014. En forma complementaria la Sociedad interpuso con fecha 15 de mayo de 2017 una Acción Declarativa de Certeza ante la Justicia Nacional de Primera Instancia en lo Contencioso Administrativo Federal, a los mismos efectos que lo realizado para los períodos fiscales antes señalados. Dicha demanda recayó ante el Juzgado Contencioso Administrativo Federal N°2, Secretaría N°3, juzgado que ordenó con fecha 31 de mayo de 2017 acompañar toda la documental ofrecida por la Sociedad. Con fecha 31 de julio de 2017 se acompañó al expediente la mentada documental, y posteriormente con fecha 16 de agosto de 2017 se acreditó el diligenciamiento del oficio dirigido a la Procuración General de la Nación. Finalmente, con fecha 22 de septiembre de 2017 el juzgado ordenó correr el traslado de la demanda al Fisco Nacional. Consecuentemente con fecha 17 de noviembre de 2017 se presentó ante el Juzgado el oficio pertinente para cumplimentar con dicho traslado a los fines de ser confrontado. Con fecha 8 de febrero de 2018 el oficio fue confrontado por el juzgado, corriéndose el traslado a la demanda. El 16 de abril de 2018, la AFIP contestó demanda e interpuso excepción de personería por lo que el juzgado dispuso que se corra traslado a la parte actora de la excepción interpuesta por el Fisco Nacional. Posteriormente, la Sociedad contestó el traslado respecto de la excepción de la personería, adjuntando el nuevo poder de representación. Finalmente, con fecha 31 de octubre de 2018 se tuvo por contestado el traslado, y con fecha 7 de noviembre de 2018 se resolvió a favor de la Sociedad, teniendo por subsanada la personería.

Continuando un criterio consistente con los períodos fiscales anteriores, la Sociedad presentó su declaración jurada del impuesto a las ganancias por el ejercicio 2017, aplicando el mecanismo de ajuste por inflación

impositivo previsto en la Ley de Impuesto a las Ganancias a los mismos efectos que lo realizado para los períodos fiscales 2013, 2014 y 2016. La Sociedad con fecha 16 de octubre de 2018 interpuso la Acción Declarativa de certeza, por ante la Secretaría Contenciosa Administrativa a fin de que se realice el sorteo del juzgado a intervenir en las presentes actuaciones, resultando designado el Juzgado Contencioso Administrativo Federal N° 11 Secretaría N° 21.

Ello así, con fecha 19 de octubre de 2018 el juzgado tuvo por presentada la acción, ordenando que se cumpla con la Acordada N° 7/94 y 13/05 y que se acompañe la documental ofrecida. Consecuentemente, con fecha 08 de noviembre de 2018 se tuvo por cumplida la mentada acordada y por agregada la documental acompañada, ordenándose asimismo en dicho acto, que se libre oficio a la Procuración del Tesoro de la Nación, para luego ser remitido el expediente al Fiscal, a fin de que se expida respecto de la competencia del juzgado y la habilitación de la instancia. Finalmente, con fecha 13 de noviembre de 2018, se tuvo por acreditada la tasa de justicia.

En virtud de las altas probabilidades de que el planteamiento de Enel Generación El Chocón debería encontrar resolución favorable tanto a nivel judicial como a nivel de Tribunal Fiscal de la Nación en término de la improcedencia de impuesto a las ganancias por los ejercicios 2013, 2014, 2016 y 2017 por configurarse un supuesto de confiscatoriedad, la sociedad no ha registrado pasivo alguno por esta cuestión al 31 de diciembre 2018, asimismo durante 2018 la Sociedad desafectó una provisión de impuestos de pesos 268.075.396, que en moneda homogénea asciende a 354.395.675. Al 31 de diciembre de 2017, la Sociedad había desafectado una provisión de impuestos de pesos 411.770.483, más los intereses resarcitorios de pesos 107.792.572, incluida en el pasivo corriente (ambas importes en moneda histórica).

Edesur S.A.

Con fecha 5 de abril de 2016, se publicaron las resoluciones ENRE N° 54 y N° 55. Mediante la primera de ellas, el ENRE resuelve llevar adelante el procedimiento tendiente a la contratación de los servicios de consultoría para la realización de la RTI, y aprueba el pliego de bases y condiciones particulares al efecto.

Por su parte, la Resolución ENRE N° 55/2016 aprueba el programa para la RTI en el año 2016. La misma define los criterios y metodología a los que debía sujetarse Edesur para realizar los estudios tarifarios en dicho proceso, como asimismo el plan de trabajo. Para la elaboración de las propuestas tarifarias, el ENRE informó a la Sociedad los parámetros de calidad objetivo y los criterios de gestión que deberán ser contemplados, e informó la tasa de rentabilidad que se debería tener en cuenta para el cálculo del costo propio de distribución.

El ENRE, a través de su Resolución N° 522/2016 del día 28 de septiembre de 2016, convocó a audiencia pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones sobre las Propuestas Tarifarias presentadas por las empresas distribuidoras para el siguiente período quinquenal.

En el marco del proceso de la RTI, con fecha 28 de octubre de 2016 se llevó a cabo la audiencia pública para poner en conocimiento y escuchar opiniones sobre las propuestas tarifarias que las empresas distribuidoras Edesur S.A. y Edenor S.A. presentaron al ENRE conforme a la Resolución ENRE N° 55/2016.

En su exposición, Edesur presentó una síntesis de su propuesta para los próximos 5 años y destacó especialmente la significativa inversión proyectada para el período 2017-2021. Asimismo, afirmó que se estaba haciendo foco en la mejora de la calidad del servicio a través de la reducción de los tiempos de restitución del suministro, la optimización en la atención comercial y la incorporación de tecnología en todo el proceso operativo.

Con fecha 14 de noviembre de 2016, el ENRE publicó en el B.O. una nota en relación a dicha audiencia, comprometiéndose en un plazo de 30 días, a partir del 11 de noviembre de 2016, a dictar resolución final de la Audiencia Pública.

En cumplimiento de lo anterior, el 30 de diciembre de 2016, el ENRE publicó la Resolución ENRE N° 626, aprobando el documento denominado "Resolución Final Audiencia Pública" con el objeto de poner en conocimiento y responder las opiniones vertidas sobre las propuestas tarifarias presentadas por las empresas y con carácter previo a definir las tarifas a aplicar. Asimismo, traslada a consideración de la Subsecretaría de Coordinación de Política Tarifaria del MINEM aquellos temas planteados en la audiencia, que no son competencia de dicho Ente.

Como consecuencia de lo anterior, el 1° de febrero de 2017 el ENRE emitió la Resolución N° 64 que aprueba los valores del nuevo cuadro tarifario.

Con relación a la aplicación de la nueva estructura y cargos tarifarios, el MINEM entendió oportuno y conveniente instruir al ENRE a limitar el incremento del VAD surgido como resultado del proceso de RTI a aplicar a partir del 1° de febrero de 2017, a un máximo de 42% respecto del VAD vigente a la fecha, debiendo

completar la aplicación del valor restante del nuevo VAD, en dos etapas: la primera en noviembre de 2017 y la última, en febrero de 2018.

Además, dispone que el ENRE debe reconocer al concesionario la diferencia del VAD que se produce por la aplicación de la gradualidad del incremento tarifario reconocido en la RTI, en cuotas a partir del 1° de febrero de 2018 y hasta el 31 de enero de 2021, las cuales se incorporarán al valor del VAD resultante a esa fecha. Con fecha 26 de julio de 2017, el ENRE emitió la Resolución N° 329/2017 que establece el procedimiento para la determinación del recupero del crédito y su facturación en 48 cuotas a partir del 1° de febrero de 2018.

La normativa también fija la forma de actualización de los ingresos de la Sociedad por efecto de variación de los precios de la economía y todas las demás cuestiones relacionadas con la calidad de la prestación de servicio y el reglamento de suministro.

En cumplimiento de la Resolución ENRE N° 64/2017, con fecha 20 de marzo de 2017 Edesur ratificó el plan de inversiones para el período 2017-2021 oportunamente informado para la RTI más la reconversión de las Subestaciones Balcarce y Tres Sargentos de 27,5 a 13,2 kW. Adicionalmente, se indicó la posibilidad de adecuar dicho plan en el futuro ante cambios en la demanda.

Con la emisión de la Resolución ENRE N° 64/2017, sus modificatorias y la Resolución SEE N° 20/2017 que aprobó la reprogramación estacional de verano y fijó precios estacionales de referencia, se encuentra superada la etapa de transición tarifaria establecida en el Acta Acuerdo suscripta el 29 de agosto de 2005 entre Edesur y los entonces Ministerios de Economía y Producción, y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, pasando a regirse la Sociedad por lo establecido en su Contrato de Concesión.

En mayo de 2017, la SEE, a través de sus resoluciones N° 256 y 261, aprobó la reprogramación estacional de invierno y extendió hasta el 31 de octubre de 2017 los precios estacionales de referencia fijados por la Resolución SEE N° 20/2017.

Con fecha 16 de mayo de 2017 fue promulgada, mediante Decreto PEN N° 339/2017, la Ley N° 27.351 de Electrodependientes. La misma otorga gratuidad y continuidad del suministro eléctrico a aquellas personas que se encuentren registradas como tales. Como consecuencia de lo anterior, el 26 de julio de 2017 el ENRE emitió la Resolución N° 292, estableciendo la gratuidad del servicio y del costo de conexión para esta categoría de usuarios. Asimismo, con fecha 25 de septiembre de 2017 el Ministerio de Salud mediante la Resolución N° 1538-E creó el "Registro de Electrodependientes por Cuestiones de Salud". A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, se encuentra pendiente la reglamentación de las cuestiones operativas en cuanto a garantizar la continuidad del suministro, al resarcimiento a las empresas distribuidoras.

Con fecha 27 de octubre de 2017 el ENRE, en cumplimiento de la resolución MINEM N° 403 del 26 de octubre de 2017, mediante las resoluciones N° 526 y 527 convocó a Audiencia Pública para el día 17 de noviembre de 2017 en el Palacio de las Aguas. En dicha audiencia se tratarían en primer lugar los nuevos precios de referencia de la potencia y energía y estabilizados de referencia de la energía para distribuidores en el modo equivalente a cada uno de ellos correspondientes al Período Estacional de Verano 2017-2018; el plan estímulo al ahorro de energía eléctrica; tarifa social y metodología de distribución, entre la demanda del MEM, del costo que representa la remuneración del transporte de energía eléctrica en extra alta tensión y, entre la demanda de la respectiva región, la correspondiente al transporte por distribución troncal. En segundo lugar, se informaría el impacto que tendrían en la factura de los usuarios de las empresas distribuidoras las medidas que el Ministerio de Energía y Minería habría de implementar como resultado de la Audiencia Pública que dicho Ministerio convocó por Resolución MEyM 403/2017, en relación a los precios del Mercado Eléctrico Mayorista, al retiro de subsidios del transporte de energía eléctrica, y a los criterios de reparto entre los usuarios del transporte de la remuneración de los transportistas que este Ente resolviera en oportunidad de la Revisión Tarifaria Integral de Transporte de Energía Eléctrica.

Con fecha 1° de noviembre de 2017 el ENRE publicó la Resolución N° 525 haciendo lugar parcialmente al Recurso de Reconsideración interpuesto por Edesur contra la Resolución ENRE N° 64/2017, aceptando su planteo en cuanto al tratamiento de las servidumbres y solicitándole a la compañía que en el término de 60 días de notificada la presente, remita el plan anual de regularización de las servidumbres a desarrollar durante el período 2017/2021, de igual forma en cuanto a los reconocimientos de gastos CAMMESA, tasas y otros que deben estar presentes en los futuros ajustes ex-post y modificaciones menores al régimen de calidad y otros reconocimientos.

Como resultado de la misma, el día 1° de diciembre de 2017 mediante la Resolución N° 602 el ENRE resolvió aprobar los nuevos valores del Costo Propio de Distribución de Edesur, mediante la aplicación de los mecanismos previstos en la RTI. Conjuntamente emitió los nuevos Cuadros Tarifarios que reflejan los nuevos Precios Estacionales (generación y transporte) contenidos en la Resolución de Secretaría de Energía Eléctrica 1091 del año 2017, así como también los nuevos esquemas de subsidio por tarifa social y bonificación por ahorro de consumo para usuarios residenciales.

Con fecha 17 de abril de 2017, el MINEM emitió una nota mediante la cual instruye a la Secretaría de Energía Eléctrica (SEE) a determinar en un plazo de 120 días hábiles si existen obligaciones pendientes del Acta Acuerdo y el tratamiento a otorgarse, y a emitir durante los 30 días subsiguientes un informe de resolución final. A estos efectos, la SEE solicitó a Edesur, ENRE y CAMMESA la información pertinente.

En el marco del procedimiento iniciado en virtud de la mencionada nota, con fecha 28 de diciembre de 2017, el MINEM emitió otra nota mediante la cual comunica a CAMMESA que con relación a las acreencias que pudieran corresponderle a la distribuidora respecto del Estado Nacional en virtud de lo previsto en las Actas Acuerdo por hechos y omisiones que hubieren ocurrido hasta la entrada en vigencia de los cuadros tarifarios resultantes de la RTI, descontadas las obligaciones a cargo de las concesionarias que se determinen pendientes de cumplimiento originadas en dicho período, el Estado Nacional toma a su cargo las obligaciones que Edesur mantiene con CAMMESA por la compra de energía eléctrica en el MEM. Lo anterior, en ejercicios de la facultad prevista por el artículo 15 de la Ley N° 27.341 y en base a lo establecido en dicho artículo en relación con las obligaciones de las empresas distribuidoras a las que no se les hubiera reconocido ingresos. Con fecha 29 de diciembre de 2017, Edesur prestó conformidad a los términos de esta nota.

En base a la forma de actualización de ingresos de la Sociedad prevista en la Resolución ENRE N° 64/2017, el 31 de enero de 2018, el ENRE aprobó los nuevos valores con vigencia a partir del 1° de febrero de 2018. Estos cuadros incluyen una nueva reducción de subsidios del precio mayorista, llevándolo hasta un valor del 90% del precio estacional operado en 2017, como así también mantienen la tarifa social y una bonificación del plan estímulo, por reducción del consumo eléctrico de menor alcance.

En cuanto a la componente del VAD, se incorporó a este cuadro tarifario la tercera cuota del aumento surgido como resultado del proceso de RTI, la parte proporcional del ingreso diferido producido por dicho escalonamiento, la actualización correspondiente al período septiembre 2017 – enero 2018 y la aplicación del factor de eficiencia, que refleja el cumplimiento por parte de Edesur del plan de inversiones comprometido en la RTI.

Paralelamente y con el objeto de retomar las condiciones estructurales de normalidad, el Gobierno Nacional Argentino decidió no prorrogar la vigencia de la Ley de Emergencia Eléctrica (vigente hasta el 31 de diciembre de 2017) y la de Emergencia Económica (vigente hasta el 6 de enero de 2018).

En cuanto a los puntos pendientes de reglamentación de la RTI, el día 31 de mayo de 2018 el ENRE emitió la Resolución N° 170/2018 la cual resuelve aprobar el régimen sancionatorio por apartamiento del Plan de Inversiones presentados por las empresas distribuidoras al momento de la RTI.

El 23 de agosto de 2018, el ENRE, mediante la resolución 222, rechazó el recurso interpuesto por EDESUR contra el régimen sancionatorio por el apartamiento del Plan de Inversiones presentado en la RTI y publicado el 31 de mayo de 2018. A su vez el 5 de septiembre, EDESUR presentó un nuevo Recurso de Alzada en Subsidio contra dicha resolución.

Con fecha 30 de julio de 2018 Edesur firmó un compromiso con el ex-MINEM, en el marco de la intención del ministerio de dotar de mayor gradualidad a los aumentos tarifarios. Por el mismo se establece que Edesur recibirá el 50% del aumento correspondiente al mecanismo de ajuste previsto en la tarifa a partir del 1° de agosto, mientras que el 50% restante se recibirá en 6 cuotas ajustadas a partir del 1° de febrero de 2019. El compromiso abarca, también, mantener el Plan de Inversión acordado en la RTI.

Con fecha 1° de agosto de 2018 se aplicó el 50% (7,925%) del aumento correspondiente a la aplicación del MMC de agosto de 2018 al VAD. Conjuntamente con dicho aumento se reanudó la senda de eliminación de subsidios al precio mayorista de la energía, que había quedado retrasado por la devaluación de junio y julio de 2018. Adicionalmente, el ex-MINEM modificó los topes a la tarifa social, disminuyendo de esta forma subsidios a esta tarifa y las distorsiones provocadas por este concepto a las Distribuidoras que aún se encuentran pendientes de solución y en análisis por parte del ENRE.

En cuanto al Acuerdo para la solución del Activo y Pasivo Regulatorio, más allá del retraso en los plazos, se continúan cumpliendo los avances administrativos para la firma definitiva del acuerdo. Habiendo la Subsecretaría de Energía Eléctrica solicitado, la última semana de septiembre, tanto al ENRE como a las empresas involucradas la información conducente y necesaria para su elevación a la Procuraduría de la Nación y la SIGEN..

Plan de retiro voluntario

Durante el año 2018, el Directorio de la Sociedad aprobó un plan de retiro voluntario para el personal de la Sociedad que reúna ciertos requisitos, con vigencia hasta el 31 de marzo de 2019. En todos los casos, Edesur se reserva la decisión final de la inclusión de cada interesado en el plan.

Por las adhesiones acordadas al 31 de diciembre de 2018, se reconoció un cargo a resultados de aproximadamente AR\$ 911 millones, quedando pendiente de pago a esa fecha un monto de AR\$ 97 millones, que se expone en las “Deudas sociales y fiscales” del pasivo corriente y no corriente, según corresponda..

Situación económica – financiera de Edesur

Edesur confía en que la aplicación de los efectos surgidos de la resolución final de la RTI permitirá recomponer la ecuación económico-financiera prevista en la ley y en el Contrato de Concesión, y revertir los efectos en la red de los acotados niveles de inversión consecuencia de la merma sostenida de ingresos en los años 2002 a 2014 y consiguientes restricciones financieras, y así alcanzar la normalización definitiva de la situación del servicio eléctrico prestado por la Sociedad.

Si bien la Sociedad presenta capital de trabajo negativo, los principales componentes del pasivo corriente (deuda con CAMMESA por compra de energía y deuda con el ENRE por multas) se encuentran supeditados a modificaciones a regulaciones específicas y conversaciones y reuniones de trabajo con las diversas autoridades del sector, las cuales se encuentran avanzadas a la fecha de publicación de los presentes estados financieros. La Dirección de la Sociedad estima adecuar los plazos de cancelación de dichas obligaciones a las posibilidades reales de cancelación de la Sociedad, no haciéndolos exigibles en el corto plazo. No obstante, y hasta tanto se concreten e instrumenten los resultados de dichas negociaciones, dichos pasivos se exponen como corrientes.

Aplica a todas las Sociedades de Argentina

Reforma Fiscal

El 29 de diciembre de 2017 se firmó el Decreto 1112/2017 del Poder Ejecutivo Nacional, por el cual promulgó la Ley de reforma tributaria N° 27.430 sancionada por el Congreso de la Nación el 27 de diciembre de 2017. La ley fue publicada en el Boletín Oficial en la misma fecha de su promulgación. Los siguientes son aspectos relevantes de esa reforma:

- a) Reducción de la tasa corporativa de impuesto a las ganancias e impuesto adicional a la distribución de dividendos

Hasta el ejercicio fiscal finalizado el 31 de diciembre de 2017, se mantiene en el impuesto a las ganancias la tasa corporativa del 35%, que se reducirá al 30% durante los dos ejercicios fiscales contados a partir del que se inicia el 1° de enero de 2018, y al 25% para los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2020.

La reducción en la tasa de impuesto corporativa se complementa con la aplicación de un impuesto a la distribución de dividendos efectuada a personas humanas locales y a beneficiarios del exterior, que la Sociedad deberá retener e ingresar al fisco con carácter de pago único y definitivo cuando los dividendos se paguen. Ese impuesto adicional será del 7% o 13%, según sea que los dividendos que se distribuyan correspondan a ganancias de un período fiscal en el que la Sociedad resultó alcanzada a la tasa del 30% o del 25%, respectivamente. A estos fines se considera, sin admitir prueba en contrario, que los dividendos que se ponen a disposición corresponden, en primer término, a las ganancias acumuladas de mayor antigüedad.

- b) Impuesto de igualación

De acuerdo con la ley 25.063, el pago de dividendos en exceso de las ganancias fiscales acumuladas al cierre del ejercicio inmediato anterior a la fecha de dicho pago (en su caso; distribución de utilidades), genera la obligación de retener sobre ese excedente un 35% de impuesto a las ganancias en concepto de pago único y definitivo. Dicha retención ya no resultará de aplicación para los dividendos (en su caso: utilidades) atribuibles a ganancias devengadas en los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2018.

- c) Revalúo impositivo

La Ley 27.430 permite ejercer la opción de revaluar a fines impositivos, por única vez, ciertos bienes de titularidad del contribuyente existentes al cierre del primer ejercicio fiscal cerrado con posterioridad al 29 de diciembre de 2017, fecha de entrada en vigencia de la ley, en la medida que (i) estén situados, colocados o utilizados económicamente en el país, y se encuentren afectados a la generación de ganancias gravadas, (ii) no se trate de bienes con régimen de amortización acelerada o que estén totalmente amortizados, y (iii) no se trate de bienes que fueron exteriorizados conforme a la Ley 27.260.

El ejercicio de la opción conlleva el pago de un impuesto especial respecto de todos los bienes revaluados conforme a las alícuotas establecidas para cada tipo de bien, las que se aplicarán sobre la diferencia entre el valor impositivo revaluado residual y el valor impositivo de origen residual, calculados conforme con las

disposiciones de la ley de impuesto a las ganancias. El impuesto determinado no es deducible a los efectos de la liquidación del impuesto a las ganancias, y la ganancia por el importe del revalúo está exenta del impuesto a las ganancias. Asimismo, el importe del revalúo, neto de las correspondientes amortizaciones, no es computable a los efectos de la liquidación del impuesto a la ganancia mínima presunta.

La revaluación se practica aplicando desde el año de alta de los bienes un factor de revalúo que surge de una tabla contenida en la Ley 27.430, y al valor así determinado se le restan las amortizaciones que hubieran correspondido según la ley de impuesto a las ganancias por los períodos de vida útil transcurridos, incluyendo el período de la opción. Para inmuebles que no sean bienes de cambio y bienes muebles amortizables, existe la opción de optar por la estimación que realice un valuador independiente, en tanto la misma no supere el 50% que resultaría de aplicar el factor de revalúo. Los bienes revaluados continuarán actualizándose fiscalmente sobre la base de las variaciones porcentuales del índice de precios internos al por mayor suministradas por el Instituto Nacional de Estadística y Censos, conforme a las tablas que a esos fines elabora la AFIP. De este modo, la amortización a deducir en la liquidación del impuesto a las ganancias tendrá como componentes (i) la cuota de amortización determinada en base al valor de origen, método y vida útil oportunamente adoptados para la determinación del impuesto a las ganancias, más (ii) la cuota de amortización correspondiente al importe del revalúo con la actualización posterior mencionada. Si un bien revaluado se enajenara en alguno de los dos períodos fiscales inmediatos siguientes al ejercicio tomado como base para la determinación del revalúo, el costo computable sufrirá una penalidad, consistente en reducir el importe residual del revalúo actualizado en un 60%, si la enajenación fuera en el primero de los ejercicios mencionados, o en una 30% si fuera en el segundo de los ejercicios.

37. DOTACIÓN

La distribución del personal de Enel Américas, incluyendo la información relativa a las subsidiarias en los cinco países donde está presente el Grupo, al 31 de diciembre de 2018 y 2017, era la siguiente:

País	31-12-2018				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	10	44	3	57	53
Argentina	21	1.914	2.439	4.374	4.547
Brasil	56	4.839	6.005	10.900	7.935
Perú	41	874	-	915	920
Colombia	38	2.104	2	2.144	2.148
Total	166	9.775	8.449	18.390	15.603

País	31-12-2017				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	7	45	3	55	58
Argentina	45	3.709	1.107	4.861	4.801
Brasil	19	2.756	814	3.589	3.788
Perú	45	863	-	908	907
Colombia	37	1.941	2	1.980	1.963
Total	153	9.314	1.926	11.393	11.517

38. SANCIONES

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

Subsidiarias

1. Edesur S.A. (Empresa Distribuidora del Sur S.A.)

Al 31 de diciembre de 2018, y considerando las sanciones pendientes impuestas por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) a partir del período iniciado el 1 de octubre de 2018, Edesur S.A. ha sido penalizada: (i) en 4 oportunidades por infracciones al régimen de seguridad en vía pública (Res. ENRE 247/18, 248/17, 278/18 y 299/18) por un monto total de \$220.453.759 equivalente a US\$5.852.544,-; y, en 2 oportunidades por vulneración de las normas de calidad comercial (Res. ENRE 337/18 y 338/18) por un monto total de \$2.831.196 equivalente a US\$75.162. En el primer caso de las sanciones relativas a seguridad en vía pública han sido recurridas por ante el ENRE encontrándose en trámite la sustanciación del sumario. En el caso de las sanciones de calidad comercial, y tomando en cuenta que el vencimiento del plazo para recurrir resulta posterior al cierre de este informe, se hace saber que serán las mismas impugnadas por ante el Ente Regulador.

2. Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera)

Al 31 de diciembre de 2018, se encuentra pendiente de resolución un recurso de apelación contra una multa impuesta por la Administración Federal de Ingresos Públicos ("AFIP") durante el año 2015 por Arg\$ 58.480 pesos argentinos (aprox. US\$ 1.553). Asimismo, junto a dicha sanción, se dispuso el pago de una diferencia de tributos de \$ 9.746,63 pesos argentinos (aprox. US\$ 259), por infracción al artículo 970 del Código Aduanero. Dicha sanción fue apelada y se encuentra pendiente de resolución, toda vez que se cumplió con el retorno de la exportación temporal en tiempo y forma legal, circunstancia que acreditó con la presentación de la documentación de soporte correspondiente.

3. Enel Distribución Río S.A. (Ampla Energia e Serviços S.A. o "Ampla")

En 2018, la Secretaría Municipal de Medioambiente de São Gonçalo emitió una acta de infracción en contra de Enel Distribución Río en un monto de 47,0 MBRL por supuestas "contaminaciones del aire, agua y suelo, causados por la eliminación y quema de residuos dispuestos irregularmente." Enel Distribución Río presentó un recurso administrativo en contra la sanción, hasta la fecha sin resolverse. Al 31 de diciembre de 2018 el monto involucrado en la sanción era de US\$ 12.129.701 (47,0 MBRL). (Enel Energia e Serviços S.A. / Recurso administrativo Ayuntamiento de São Gonçalo).

Fiscales: La compañía recibió, el 13 de agosto de 2018, dos sanciones de la autoridad fiscal de la hacienda estatal del Rio de Janeiro por incumplimiento de normas (obligaciones de registro de facturas de compras y archivos fiscales). Se ha pagado la suma de 70 mil euros (US\$ 81.192).

Fiscales: La compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. MBRL4.126 – US\$1.064.560.

4. Enel Distribución Ceará S.A. (Companhia Energetica do Ceará o Coelce)

En 2012, la Agencia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL sancionó a Enel Distribución Ceará en un monto de 20,6 MBRL por supuestos errores en el registro de la base de activos de la compañía. Enel Distribución Ceará recurrió de la sanción, que ha sido reducida a 11,2 MBRL. Considerándose la necesidad de regularizar la situación de la compañía ante el regulador (ANEEL), Enel Distribución Ceará constituyó una garantía judicial e inició una demanda ante los tribunales de justicia para dejar la sanción sin efecto alguno. La demanda se encuentra pendiente de fallo. Una decisión favorable resultaría en la devolución actualizada del monto pagado por Enel Distribución Ceará.

Al 31 de diciembre de 2018 el monto involucrado en la sanción era de US\$5.331.224 (20,7 MBRL). (Companhia Energética do Ceará – Coelce / 48500.0067700/2010-83, Recurso administrativo ANEEL).

Fiscales: La compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. MBRL299,4 – US\$77.248,96.

5. Enel Distribución Goiás (ex CELG Distribuição S.A)

En 2016, Agencia Nacional de Energia Eléctrica – ANEEL sancionó a Enel Distribución Goiás en un monto de 61,0 MBRL por incumplimiento de obligación sectorial (vinculada a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE). Enel Distribución Goiás ha presentado un recurso en contra de la sanción, a la fecha sin resolverse. Al 31 de diciembre de 2018 el monto involucrado en la sanción era de US\$8.436.631 (32,7 MBRL). (CELG Distribuição S.A. / 48500.004848/2015-32, Recurso administrativo ANEEL).

6. Enel Distribución Sao Paulo (ex Eletropaulo)

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL ha sancionado a Enel por supuestos errores en el registro de la base de activos de la compañía. Enel Distribución Sao Paulo presentó recurso, el cual fue rechazado. Enel presentó una demanda ante la justicia para que la sanción quede totalmente sin efecto. El juez dictó decisión rechazando la demanda de Enel Distribución Sao Paulo, por lo que Enel Distribución Sao Paulo dedujo una apelación ante el Tribunal (segunda instancia), hasta la fecha sin resolverse. Al 31 de diciembre de 2018 el monto involucrado en la sanción era de US\$ 45.855.270 (177,7 MBRL). (Enel Distribución Sao Paulo x ANEEL / 0051114-70.2015.4.01.3400 [Auto de Infração n° 122/2012-SFF], Justicia Federal de Distrito Federal)

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL ha sancionado a Enel por supuestas irregularidades formales de los registros contables de activos. Enel Distribución Sao Paulo afirma que los errores no han generado en los hechos ninguna consecuencia negativa para las tarifas, como así tampoco para el servicio prestado por la Compañía. El recurso administrativo de Enel Distribución Sao Paulo fue rechazado, entonces Enel Distribución Sao Paulo presentó una demanda ante la justicia para que la sanción quede sin efecto alguno, hasta la fecha sin resolverse en primera instancia. Al 31 de diciembre de 2018 el monto involucrado en la sanción era de US\$ 22.821.823 (88,4 MBRL). (Enel Distribución Sao Paulo x ANEEL / 0051411-43.2016.4.01.3400 [Auto de Infração n° 008/2012-SFF], Justicia Federal de Distrito Federal)

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL ha sancionado a Enel por supuestas irregularidades (en 2012) formales de los registros de los índices de calidad de suministro de los consumidores [PRODIST 8], así como en la ejecución de la compensación a los consumidores en razón del incumplimiento de estos índices (DIC, FIC y DMIC). Enel Distribución Sao Paulo presentó un recurso administrativo y se aguarda la decisión del Directorio de la ANEEL. Al 31 de diciembre de 2018 el monto involucrado en la sanción era de US\$6.028.698 (23,4 MBRL). (Enel Distribución Sao Paulo / recurso administrativo ANEEL n.º 48500.002625/2015-96 [Auto de Infração n° 063/2017-SFE])

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL ha sancionado a Enel por supuestas inadecuaciones (en 2015) formales de registros de los índices de calidad de suministro de los consumidores [PRODIST 8], así como en la ejecución de la compensación a los consumidores en razón del incumplimiento de estos índices (DIC, FIC y DMIC). Enel Distribución Sao Paulo ha presentado un recurso administrativo y se aguarda la decisión del Directorio de la ANEEL. Al 31 de diciembre de 2018 el monto involucrado en la sanción era de US\$6.015.794 (23,3 MBRL). (Enel Distribución Sao Paulo / recurso administrativo ANEEL n.º 48500.005077/2015-56 [Auto de Infração n° 064/2017-SFE])

El 04 de diciembre de 2018, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL ha sancionado a Enel por la calidad de la atención al cliente - CTO&CTA (TN 1012/2018). El 14/12/18, Enel Distribución Sao Paulo presentó recurso administrativo en contra de la sanción y se espera el análisis y juicio de la Superintendencia de Fiscalización de los Servicios de Electricidad – SFE de la ANEEL. Al 31 de diciembre de 2018 el monto involucrado en la sanción era de US\$9.941.158 (38,5 MBRL). (Enel Distribución Sao Paulo / recurso administrativo ANEEL n.º 48500.001349/2018 [Auto de Infração n° 1008/2018-SFE]).

Fiscales: La compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. MBRL 44.796 – US\$11.557.932.

7. Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A.

Fiscales: La compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. MBRL 999,6 – US\$257.909,37.

8. Enel Cien S.A.

Fiscales: La compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. MBRL 80,3 - US\$ 20.718,41.

9. Enel Generación Fortaleza (Central Geradora Termoeléctrica Fortaleza S.A.)

Fiscales: La compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. MBRL 1.924 – US\$496.416,62.

10. Enel Distribución Perú S.A.A. (ex Edelnor S.A.A.)

Al 31 de diciembre de 2018, Enel Distribución Perú ha incurrido en las siguientes multas de índole tributaria:

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el Impuesto a la Renta (IR) del ejercicio 2006, la Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria (SUNAT) cursó a Enel Distribución Perú la Resolución de Multa No.012-002-0016678 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual, ascendente a S/ 2.451.254 (USD 725.223), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 2.264.959 (USD 670.106). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida en la Corte Suprema del Poder Judicial.
- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR del ejercicio 2007, la SUNAT cursó a Enel Distribución Perú la Resolución de Multa No.0120020019094 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a S/ 2.424.073 (USD 717.181), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a S/ 2.964.862 (USD 877.178). Asimismo, la SUNAT notificó a Enel Distribución Perú con las Resoluciones de Multas Nos. 012-002-0019095 a 012-002-0019106, mediante las cuales impuso multas por omisiones en los anticipos de los períodos de enero a diciembre del IR 2007, las mismas que ascienden a S/ 2.150.442 (USD 636.225), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a S/ 2.853.727 (USD 844.298). Al respecto, debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentran siendo discutidas en el Tribunal Fiscal (TF) (última instancia administrativa).
- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR del ejercicio 2008, la SUNAT cursó a Enel Distribución Perú la Resolución de Multa No. 0120020020666 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a S/ 2.591.405 (USD 767.575), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a S/ 2.696.593 (USD 797.809). Asimismo, la SUNAT notificó a Enel Distribución Perú con las Resoluciones de Multas Nos. 0120020020654 a 0120020020665, mediante las cuales impuso multas por omisiones en los anticipos de los períodos de enero a diciembre del IR 2008, las mismas que ascienden a S/ 2.631.295 (USD 778.490), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a S/ 3.046.048 (USD 901.198). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentran siendo discutidas en el TF.
- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR del ejercicio 2009, la SUNAT cursó a Enel Distribución Perú la Resolución de Multa No. 0120020023127 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a S/ 616.333 (USD 182.347), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 400.616 (USD 118.525). Asimismo, la SUNAT notificó a Enel Distribución Perú con las Resoluciones de Multas Nos. 0120020023115 a 0120020023126, mediante las cuales impuso multas por omisiones en los anticipos de los períodos de enero a diciembre del IR 2009, las mismas que asciende a S/ 1.538.153 (USD 455.075), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 1.595.377 (USD 472.005). Debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentran siendo discutidas en el TF.
- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR del ejercicio 2010, la SUNAT cursó a Enel Distribución Perú la Resolución de Multa No. 0120030025982 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a S/ 500.298 (USD 148.017), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 314.788 (USD 93.133). Asimismo, la SUNAT notificó a Enel Distribución Perú con las Resoluciones de Multas Nos. 0120030025983 a 0120030025994, mediante las cuales impuso multas por omisiones en los anticipos de los períodos de enero a diciembre del IR 2010, las mismas que ascienden a S/ 374.545 (USD 110.812), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascienden a S/ 422.876 (USD 125.111). Nótese que la imposición de las referidas multas se encuentran siendo discutidas en el TF.

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR del ejercicio 2011, la SUNAT cursó a Enel Distribución Perú la Resolución de Multa No. 0120020029011 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a S/ 507.761 (USD 150.225), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 317.452 (USD 93.921). Asimismo, la SUNAT notificó a Enel Distribución Perú con las Resoluciones de Multas Nos. 0120020029012 a 0120020029023, mediante las cuales impuso multas por omisiones en los anticipos de los períodos de enero a diciembre del IR 2011, las mismas que asciende a S/ 593.147 (USD 175.487), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 425.908 (USD 126.008). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentra siendo discutida en el TF.

11. Enel Generación Perú S.A.A. (ex Edegel S.A.A.)

Al 31 de diciembre de 2018, Enel Generación Perú ha incurrido en las siguientes multas de índole tributaria:

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR del ejercicio 1999, la SUNAT cursó a Enel Generación Perú la Resolución de Multa No. 0120020004919 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a S/ 2.076.888 (USD 614.464), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 10.501.965 (USD 3.107.090). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial.
- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR de los ejercicios 2000 y 2001, la SUNAT cursó a Enel Generación Perú la Resolución de Multa No. 0120020008723 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual del ejercicio 2000. Tomando en cuenta diversos pagos efectuados y la reliquidación realizada por SUNAT, a la fecha, el monto de la multa que califica como posible y probable asciende a S/ 6.460.523 (USD1.911.397), y los intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a S/ 14.636.762 (USD4.330.403). Actualmente, Enel Generación Perú viene discutiendo la reliquidación de la multa ante el TF y el tema de fondo ante el Poder Judicial. Cabe precisar que S/ 7.928.535 (USD2.345.720) se encuentran debidamente pagados.
- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR del ejercicio 2007, la SUNAT cursó a Enel Generación Perú las Resoluciones de Multas Nos. 0120020022202 a 0120020022211, mediante las cuales impuso multas por omisiones en los anticipos de los períodos de marzo a diciembre del IR 2007, las mismas que asciende a S/ 4.338.344 (USD 1.283.534), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a S/ 5.757.637 (USD 1.703.443). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentran siendo discutidas en el TF.
- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el Impuesto General a las Ventas (IGV) Ad Valorem e Impuesto de Promoción Municipal (IPM) en importaciones por los ejercicios 2008 y 2009, la SUNAT cursó a Enel Generación Perú la Resolución de División No. 0003X4100/2013-000440, mediante la cual se le impuso una multa ascendente a USD 2.974.314 (las multas aduaneras fueron liquidadas en dólares). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial, para lo cual se tuvo que cancelar S/ 5.832.129 (USD 1.725.482), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 3.395.224 (USD 1.004.504). Cabe precisar que no se pagó el íntegro de la deuda tributaria vinculada con la referida Resolución de Multa puesto que parte de la misma prescribió.

12. Enel Perú S.A.C. (ex Generandes)

Al 31 de diciembre de 2018, Enel Perú ha incurrido en la siguiente multa de índole tributaria:

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR e Impuesto General a las Ventas (IGV) del ejercicio 2000, la SUNAT cursó a Enel Perú la Resolución de Multa No. 0240030008355 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a S/ 2.920.104 (USD 863.936), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 14.053.695 (USD 4.157.898). Asimismo, la SUNAT notificó a Enel Perú con las Resoluciones de Multas Nos. 0240020022829 a 0240020022831, mediante las cuales impuso multas por la aplicación del IGV de forma indebida por los períodos de abril, junio y octubre del 2000, las mismas que asciende a S/ 1.771.933 (USD 524.241), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 10.231.619 (USD3.027.106). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentran siendo discutidas ante el Poder Judicial.

13. Enel Generación Piura (ex EEPSA)

Al 31 de diciembre de 2018, Enel Generación Piura ha incurrido en la siguiente multa de índole tributaria:

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el Impuesto General a las Ventas (IGV) Ad Valorem e Impuesto de Promoción Municipal (IPM) en las importaciones del ejercicio 2011, la SUNAT cursó a

Enel Generación Piura la Resolución de División No. 0003Y4100/2014-000211, mediante la cual se le impuso una multa ascendente a S/ 6.868.256 (USD 2.032.028), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a S/ 5.326.715 (USD 1.575.951). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida en el TF y S/ 12.194.971 (USD 3.607.980) se encuentra provisionado.

14. Emgesa

- La ANLA confirmó la sanción contra EMGESA por un valor de \$ 2.503.258.650 Pesos Colombianos (aprox. US\$770.826), por el presunto incumplimiento a la Licencia Ambiental, en lo relacionado con el retiro de la madera y biomasa producto del aprovechamiento forestal del vaso del embalse del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo. Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del Derecho y está pendiente de pronunciamiento.
- La CAM se pronunció al recurso interpuesto contra la Resolución No. 2239 del 29 de julio de 2016, en la cual se sancionó a EMGESA por valor de \$ 758.864.176 pesos colombianos (aprox. US\$ 233.676), por infracción a la normatividad ambiental, ya que se realizaron actividades sin tener el permiso ambiental previo como lo establece la norma (Apertura de vía por encima de la cota 720 del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo-PHEQ), la sanción fue disminuida a COP\$492.007.073.00 (aprox. US\$ 151.503). Se presentó la solicitud de conciliación para agotar requisito de procedibilidad y se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho y está pendiente de pronunciamiento.
- AUTORIDAD AMBIENTAL (CAM): La Corporación Autónoma Regional (CAR) impuso tres (3) sanciones consistentes en una multa por \$50.670 (aprox. US\$15,6) cada una, las siguientes son las resoluciones y los hechos por los cuales nos sancionan:

RESOLUCIÓN No. 3590 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona la Compañía por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de Montea, la sanción es por \$50.670 (aprox. US\$15,6). Se presentó demanda de Nulidad y Restablecimiento del derecho y está pendiente de pronunciamiento.

RESOLUCIÓN No. 3653 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona la Compañía por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de Santiago y Palacios, la sanción es por \$50.670 (aprox. US\$15,6). Se presentó demanda de Nulidad y Restablecimiento del derecho y está pendiente de pronunciamiento.

- RESOLUCIÓN No. 3816 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona la Compañía por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de Santiago y Palacios, la sanción es por \$50.670 (aprox. US\$15,6). Se presentó demanda de Nulidad y Restablecimiento del derecho y está pendiente de pronunciamiento.
- Impuesto Vehículo. Extemporaneidad impuesto sobre vehículo vendido sin traspaso a comprador. Cuantía Multa COP\$ 713.000 (US\$ 220).

15. Codensa

- El 12 de febrero de 2018 la Superintendencia de Servicios Públicos, dentro del expediente No 2016240350600061E, resolvió sancionar con una multa por valor de COP\$15.624.840 (US\$4.811) a CODENSA S.A. ESP., por considerar que la compañía incurrió en falla en la prestación del servicio porque las compensaciones regulatorias estimadas para 1 usuario del servicio excedió el cargo de distribución facturado para el respectivo mes. La sanción impuesta fue recurrida en reposición ante la misma SSPD y se encuentra en espera de se resuelva el referido recurso.
- El 28 de febrero de 2018 la Superintendencia de Servicios Públicos, dentro del expediente No. 2015240350600113E, resolvió sancionar con una multa por valor de COP\$62.499.360 (US\$19.245) a CODENSA S.A. ESP., por considerar que la compañía incurrió en falla en la prestación del servicio porque las compensaciones regulatorias estimadas para 10 usuarios del servicio excedió el cargo de distribución facturado para el respectivo mes. La sanción impuesta fue recurrida en reposición ante la misma SSPD y se encuentra en espera de se resuelva el referido recurso.
- El 12 de abril de 2018 la Superintendencia de Servicios Públicos, dentro del expediente No. 2015240350600082E, resolvió sancionar con una multa por valor de COP COP\$15.624.840 (US\$4.811) a CODENSA S.A. ESP., por considerar que la compañía incurrió en falla en la prestación del servicio porque las compensaciones regulatorias estimadas para 1 usuario del servicio excedió el cargo de distribución facturado para el respectivo mes. La sanción impuesta fue recurrida en reposición ante la misma SSPD y se encuentra en espera de se resuelva el referido recurso.

- Al 30 de junio de 2017, fuimos notificados de la Resolución 85653 de 2016 en la cual la Superintendencia de Industria y Comercio impone una sanción a CODENSA por COP\$241.309.250 (US\$74.306) por una queja presentada por la señora Claudia Milena Muñoz Triviño, al considerar dicho ente que se encuentra probado que Codensa violó el régimen de protección de datos personales al haber publicado en twitter información de carácter personal de la quejosa (dirección de residencia). El 13 de diciembre de 2017 la SIC notificó la Resolución No. 6323 del 4 de octubre de 2017 mediante la cual decidió los recursos de reposición y apelación interpuestos contra la Resolución 85653 de 2016, confirmando la multa. El 20 de diciembre de 2017 se pagó la multa en el Banco Popular. se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho y está pendiente de pronunciamiento.
- Mediante auto No. 26346 del 15 de marzo de 2018 la Superintendencia de Industria y Comercio impuso multa de \$37.834.434 (US\$11.650) a CODENSA, por 339 días de retraso del cumplimiento de pago por concepto de indemnización por producto defectuoso a un cliente. Se interpuso en término recurso de reposición ante el auto que impuso la sanción y CODENSA se encuentra a la espera que la Autoridad resuelva este recurso.
- Impuesto Vehículo. Requerimiento especial por corrección valor avaluó vehículo. Cuantía Multa más intereses COP\$ 229.000 (US\$ 71).
- Impuesto Alumbrado. Sanción por entrega de información en municipio de Itagüí. Cuantía Multa COP\$ 179.624.170 (US\$ 55.312).
- Retención Manta 2017 y 2018. Extemporaneidad Retenciones en municipio. Cuantía Multa COP\$ 1.607.000 (US\$ 495).
- Auto retención ICA ANAPOIMA I y II BIM 2018. Extemporaneidad en declaraciones por cambio de periodicidad en acuerdo municipal. Cuantía Multa COP\$ 6.325.000 (US\$ 1.947,65).

16. Sociedad Portuaria Central Cartagena (SPCC):

El día 12 de julio fuimos notificados de la Resolución en la cual la Superintendencia de Puertos y Transportes confirmó, en instancia de reposición, una sanción impuesta a SPCC por el no reporte de la información a que refiere la circular 88 del 2016, referente a la capacidad de atención de vehículos por día y la capacidad de almacenamiento de cada operación portuaria. El monto de la sanción es COP\$18.442.925 (US\$5.679). Se presentó el recurso de reposición y en subsidio de apelación, y en este recurso se confirmó la sanción. Se presentó acción de Nulidad y Restablecimiento del derecho y está pendiente de pronunciamiento.

En relación a las sanciones anteriormente descritas, el Grupo ha constituido provisiones por MUS\$40.697 al 31 de diciembre de 2018 (ver Nota 25). Si bien existen otras sanciones que también tienen provisiones asociadas pero que no son descritas en esta nota ya que individualmente representan montos de menor cuantía, la Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por sanciones, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

39. MEDIO AMBIENTE

Los gastos ambientales por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	31-12-2018					
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso	Total desembolsos
				MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	Futuro MUS\$	MUS\$
EMGESA	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Plan Manejo Ambiental El Quimbo	En proceso	-	-	-	7.495	31-12-2020	7.495
EDESUR	Material Contaminante	Manipulación de Material Contaminante	En proceso	130	-	130	-	-	130
CHINANGO	Actividades De Prevencion	Proteccion de la biodiversidad del Medio Ambiente	En proceso	57	-	57	-	31-12-2018	57
	Estudios Ambientales	Estudios sobre Aspectos Ambientales	En proceso	63	-	63	-	31-12-2018	63
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	En proceso	44	-	44	-	31-12-2018	44
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reduccion del Ruido, protección contra la radiacion	En proceso	426	-	426	-	31-12-2018	426
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas Verdes y Fauna Menor	En proceso	11	-	11	-	31-12-2018	11
CODENSA	Desmantelamiento Pcb's	Colombia con la ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la resolución del Ministerio de Medio Ambiente 222 del 15 de diciembre de 2011, se reconoció la provisión por desmantelamiento de transformadores contaminados con PCBs	En proceso	373	113	260	7	31-12-2018	380
	Nueva Esperanza Compensacion Ambiental	Compensaciones incluidas en la Resolución 1061 y el Acuerdo 017 de 2013 del Ministerio de Medio Ambiente y la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, respectivamente, donde se aprueba la sustitución de la reserva forestal protectora y productora de la cuenca alta del río Bogotá, comprometiendo a la compañía a efectuar un plan de compensación y reforestación en la zona de construcción de la sub estación Nueva Esperanza, Gran sabana y Compañía	En proceso	494	481	12	1	31-12-2019	494
ENEL GENERACIÓN PERÚ	Actividades De Prevencion	Proteccion de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales	En proceso	301	-	301	-	31-12-2018	301
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	256	-	256	-	31-12-2018	256
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	En proceso	314	-	314	-	31-12-2018	314
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y Recuperacion del Suelo y Agua	En proceso	37	-	37	-	31-12-2018	37
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiacion	En proceso	180	-	180	-	31-12-2018	180
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	En proceso	220	-	220	-	31-12-2018	220
Total				2.906	594	2.311	7.503		10.408

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	31-12-2017				Fecha estimada desembolso Futuro MUS\$	Total desembolsos MUS\$
				Monto desembolsos MUS\$	Monto Activado MUS\$	Monto Gasto MUS\$	Monto desembolso a futuro MUS\$		
EMGESA	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Plan manejo ambiental EL QUIMBO	En proceso	-	-	-	5.727	31-12-2019	5.727
ENEL GENERACIÓN PERÚ	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	Terminado	270	-	270	-	31-12-2017	270
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado	314	-	314	-	31-12-2017	314
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	Terminado	317	-	317	-	31-12-2017	317
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	Terminado	41	-	41	-	31-12-2017	41
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	Terminado	311	-	311	-	31-12-2017	311
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes y fauna menor	Terminado	196	-	196	-	31-12-2017	196
CHINANGO	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente	En proceso	27	-	27	-	-	27
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	66	-	66	-	-	66
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	73	-	73	-	-	73
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	En proceso	-	-	-	-	-	-
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido	En proceso	453	-	453	-	-	453
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes y fauna menor	En proceso	14	-	14	-	-	14
EDESUR	Material contaminante	Proyecto de inversión en medio ambiente	En proceso	5773	5.773	-	-	-	5.773
		Manipuleo de material contaminante	En proceso	110	-	110	-	-	110
CODENSA	Desmantelamiento PCBS	Colombia con la ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la resolución del ministerio de medio ambiente 222 del 15 de diciembre de 2011, se reconoció la provisión por desmantelamiento de transformadores contaminados con PCBS	En proceso	5.825	1.261	7.086	6.609	31-12-2027	784
	Nueva esperanza rescate arqueológico	Rescate arqueológico de los restos encontrados en el terreno donde se construye la subestación nueva esperanza	Terminado	-	-	-	-	-	-
	Nueva esperanza compensación ambiental	Compensaciones incluidas en la resolución 1061 y el acuerdo 017 de 2013 del ministerio de medio ambiente y la corporación autónoma regional de Cundinamarca, respectivamente, donde se aprueba la sustitución de la reserva forestal protectora y productora de la cuenca alta del Río Bogotá, comprometiendo a la compañía a efectuar un plan de compensación y reforestación en la zona de construcción de la subestación Nueva Esperanza y Gran Sabana	En proceso	132	625	757	302	31-12-2019	170
Total				13.922	7.659	10.035	12.638		14.646

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	31-12-2016				Fecha estimada desembolso Futuro MUS\$	Total desembolsos MUS\$	
				Monto desembolsos MUS\$	Monto Activado MUS\$	Monto Gasto MUS\$	Monto desembolso a futuro MUS\$			
EMGESA	Manejo ambiental HIDRA	Plan socio ambiental Centrales Térmicas	En proceso	1.463	1.463	-	-	-	1.463	
		Plan socio ambiental Centrales Hidráulicas	En proceso	6.330	6.330	-	106.863	31-12-2020	113.193	
ENEL GENERACIÓN PERÚ	Actividades de prevención Paisajismo y áreas verdes	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	55	-	55	-	31-12-2016	55	
		Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	En proceso	186	-	186	-	31-12-2016	186	
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	En proceso	393	-	393	-	31-12-2016	393	
		Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	303	-	303	-	31-12-2016	303
	Estudios ambientales	Estudios sobres aspectos ambientales	En proceso	10	-	10	-	31-12-2016	10	
		Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	En proceso	-	-	-	-	31-12-2016	-
	CHINANGO	Actividades de prevención Paisajismo y áreas verdes	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	-	-	-	-	31-12-2016	-
			Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	En proceso	15	-	15	-	31-12-2016	15
		Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	En proceso	497	-	497	-	31-12-2016	497
			Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	61	-	61	-	31-12-2016
Estudios ambientales		Estudios sobres aspectos ambientales	En proceso	1	-	1	-	31-12-2016	1	
EDESUR	Actividades de prevención Material contaminante	Protección inversión medioambiente	En proceso	65	65	-	-	31-12-2016	65	
		Manipulación de material contaminante	En proceso	105	-	105	-	31-12-2016	105	
CODENSA	Desmantelamiento PCBS	Desmantelamiento de Transformadores con residuos de PCBS	En proceso	1.173	1.237	-64	6.883	31-12-2027	8.056	
		Rescate de restos arqueológicos de cultura Herrera, en la ubicación donde se construirá la subestación de Nueva Esperanza	En proceso	96	96	-	-	31-12-2019	96	
	Nueva Esperanza Rescate Arqueológico	Compensación Ambiental por la construcción de la subestación Nueva Esperanza	En proceso	1.716	1.545	171	735	31-12-2019	2.451	
		Desamantelamiento central Río Negro	Contingencia Planta Hidroeléctrica Río Negro	En proceso	500	-	500	3.594	31-12-2036	4.094
Total				12.969	10.736	2.233	118.075		131.044	

40. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIAS

A continuación, se resume la información financiera de nuestras principales subsidiarias al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

		31-12-2018																		
		Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No-Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No-Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos	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)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total
		MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Enel Argentina S.A.	separado	6.657	139.508	146.165	776	-	145.389	146.165	-	-	-	-	(618)	(618)	2.812	3.657	(669)	2.988	(138.136)	(135.148)
Enel Generación Costanera S.A.	separado	132.613	267.952	400.565	136.446	99.309	164.810	400.565	162.894	(15.271)	147.623	103.430	89.235	19.250	108.963	(17.345)	91.618	(43.235)	48.383	
Enel Generación El Chocón S.A.	separado	95.054	370.645	465.699	82.599	85.399	297.701	465.699	67.134	(4.675)	62.459	53.087	32.994	106.969	141.617	(51.466)	90.151	(130.515)	(40.364)	
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	312.128	1.381.972	1.694.100	710.707	347.653	635.740	1.694.100	1.189.950	(729.223)	460.727	179.203	77.990	127.247	205.078	(101.101)	103.977	(347.881)	(243.904)	
Enel Trading Argentina S.R.L.	separado	14.550	1.008	15.558	13.940	-	1.618	15.558	4.738	(305)	4.433	1.357	1.083	(2.456)	(1.370)	(408)	(1.778)	(571)	(2.349)	
Grupo Dock Sud S.A.	Consolidado	55.921	263.659	319.580	63.756	55.240	200.584	319.580	94.769	(20.986)	73.783	58.725	33.999	35.743	69.850	(29.790)	40.060	(104.651)	(64.591)	
Grupo Enel Argentina	Consolidado	263.345	916.274	1.179.619	221.534	182.169	775.916	1.179.619	229.458	(19.945)	209.513	155.467	121.179	140.459	307.883	(72.221)	235.662	(365.051)	(119.389)	
Enel Brasil S.A.	separado	1.681.474	3.892.112	5.573.586	2.720.641	225.312	2.627.633	5.573.586	174	(96)	78	(46.334)	(119.900)	(106.575)	44.864	(61.711)	(441.136)	(502.847)		
Enel Generación Fortaleza S.A.	separado	140.483	189.912	330.395	123.850	60.960	145.585	330.395	211.536	(207.475)	4.061	(6.852)	(16.483)	(5.857)	(22.340)	7.309	(15.031)	(25.888)	(40.919)	
EGP Cachoeira Dourada S.A.	separado	301.315	103.975	405.290	244.418	3.075	157.797	405.290	540.344	(417.506)	122.838	109.049	102.351	7.959	110.311	(37.719)	72.592	(18.168)	54.424	
EGP Volta Grande	separado	94.170	355.666	449.836	274.015	-	175.821	449.836	81.939	(10.644)	71.295	68.654	68.653	(15.031)	53.622	(18.732)	34.890	(30.953)	3.937	
Enel Cien S.A.	separado	120.897	183.601	304.498	9.403	18.424	276.671	304.498	82.608	(1.626)	80.982	72.831	56.219	31.686	87.905	(29.729)	58.176	(40.853)	17.323	
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	separado	9.097	2.196	11.293	50.940	2.493	(42.140)	11.293	1.193	-	1.193	716	(650)	(21.535)	(22.185)	44	(22.141)	13.101	(9.040)	
Transportadora de Energía S.A.	separado	6.912	5.755	12.667	50.780	5.431	(43.544)	12.667	1.140	-	1.140	591	(986)	(21.519)	(22.506)	(176)	(22.682)	13.664	(9.018)	
Enel Distribución Ceará S.A.	separado	538.216	1.209.995	1.748.211	517.761	440.495	789.955	1.748.211	1.410.602	(1.037.015)	373.587	213.754	140.035	(17.507)	122.528	(22.092)	100.436	(128.063)	(27.627)	
Enel Distribución Rio S.A.	separado	611.450	1.964.754	2.576.204	865.349	781.211	929.644	2.576.204	1.510.676	(1.026.864)	483.812	294.177	172.577	(96.634)	75.943	(27.646)	48.297	(152.089)	(103.792)	
Celg Distribución S.A.	separado	694.885	2.478.860	3.173.745	613.692	1.154.300	1.405.753	3.173.745	1.541.938	(1.106.151)	435.787	254.481	157.911	(51.253)	107.044	318.307	425.351	(199.597)	225.754	
Enel X Brasil S.A.	separado	14.153	9.180	23.333	5.512	42	17.779	23.333	17.882	(8.136)	9.746	(559)	(1.412)	(169)	394	(1.187)	(2.104)	(3.291)		
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	separado	1.535.494	4.426.898	5.962.392	1.438.355	2.871.158	1.652.879	5.962.392	2.459.201	(1.914.222)	544.979	243.789	137.736	(88.509)	39.227	(17.209)	22.018	(202.092)	(180.074)	
Grupo Enel Brasil	Consolidado	4.112.113	11.587.158	15.699.271	6.524.502	5.555.695	3.619.074	15.699.271	7.492.092	(5.366.693)	2.125.399	1.201.286	766.565	(435.467)	331.484	217.615	545.099	(689.804)	(140.705)	
Empresa S.A. E.S.P.	separado	336.791	2.511.365	2.848.156	510.844	1.032.101	1.305.211	2.848.156	1.259.471	(478.264)	781.207	707.149	633.075	(101.981)	531.118	(185.554)	345.564	(117.250)	228.314	
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	separado	414.711	1.686.783	2.101.494	650.760	598.455	852.279	2.101.494	1.713.801	(1.032.452)	681.349	522.969	389.002	(57.795)	331.372	(125.242)	206.130	(81.177)	124.953	
Enel Perú, S.A.C.	separado	36.807	1.376.103	1.412.910	69.295	10.460	1.333.155	1.412.910	-	-	-	337	337	(4.852)	185.519	-	185.519	(56.062)	129.457	
Enel Generación Perú S.A.	separado	333.468	914.287	1.247.755	169.579	234.383	843.793	1.247.755	653.276	(336.615)	316.661	257.625	209.490	13.325	263.975	(69.105)	194.870	(35.507)	159.363	
Chinango S.A.C.	separado	5.798	137.059	142.857	7.946	25.562	109.349	142.857	54.434	(15.469)	38.965	33.910	29.643	(255)	29.388	(8.562)	20.826	(4.445)	16.381	
Enel Generación Plura S.A.	separado	85.080	175.196	260.276	51.046	68.377	140.853	260.276	89.395	(37.266)	52.129	42.112	30.028	(4.368)	25.685	(8.003)	17.682	(6.155)	11.527	
Enel Distribución Perú S.A.	separado	112.287	1.210.429	1.322.716	268.883	431.856	621.977	1.322.716	912.950	(610.701)	302.249	232.137	175.848	(22.150)	153.693	(49.024)	104.669	(25.666)	79.003	
Grupo Enel Perú	Consolidado	488.824	2.401.685	2.890.509	490.068	770.021	1.630.420	2.890.509	1.505.635	(798.330)	707.305	564.020	443.246	(18.583)	451.681	(134.059)	317.622	(127.835)	189.787	

31-12-2017																			
Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No-Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No-Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos	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)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total	
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	
Enel Argentina S.A.	Separado	5.657	275.369	281.026	490	-	280.536	281.026	-	-	(651)	252.340	1.135	256.836	(185)	256.651	(45.736)	210.915	
Enel Generación Costanera S.A.	Separado	119.110	204.611	323.721	137.870	142.832	43.019	323.721	152.399	(8.612)	143.787	76.145	40.137	(27.529)	13.009	6.625	19.634	(8.824)	10.810
Enel Generación El Chocón S.A.	Separado	81.241	297.979	379.220	68.075	84.620	226.525	379.220	58.459	(6.837)	51.622	38.115	34.920	54.815	91.041	2.392	93.433	(39.053)	54.380
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Separado	396.740	830.423	1.227.163	919.538	298.111	9.514	1.227.163	1.276.849	(740.418)	536.431	157.730	150.952	(176.791)	(25.712)	36.981	11.269	(4.442)	6.827
Enel Trading Argentina S.R.L.	Separado	23.397	188	23.585	22.479	-	1.106	23.585	4.271	(583)	3.688	(457)	(543)	416	(127)	(307)	(434)	(242)	(676)
Grupo Dock Sud S.A.	Consolidado	63.803	147.504	211.307	50.858	33.693	126.756	211.307	88.071	(12.070)	76.001	55.486	39.097	24.711	63.907	(17.212)	46.695	(23.122)	23.573
Grupo Enel Argentina	Consolidado	228.046	506.432	734.478	206.678	225.111	302.689	734.478	209.346	(15.449)	193.897	113.259	74.056	31.581	112.122	7.771	119.893	(57.436)	62.457
Enel Brasil S.A.	Separado	386.459	3.395.350	3.781.809	201.292	392.169	3.188.348	3.781.809	-	(256)	(256)	(44.430)	(44.561)	18.874	182.137	(894)	181.243	(97.449)	83.794
Enel Generación Fortaleza S.A.	Separado	114.507	204.939	319.446	71.632	61.310	186.504	319.446	261.358	(146.668)	114.690	103.174	88.737	(804)	87.933	(29.488)	58.445	(8.669)	49.776
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Separado	231.833	129.520	361.353	221.039	1.443	138.871	361.353	503.093	(372.087)	131.006	115.811	107.414	520	107.935	(37.023)	70.912	(9.035)	61.877
Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande)	Separado	27.586	416.760	444.346	5.170	261.883	177.293	444.346	8.546	(759)	7.787	7.473	7.473	(753)	6.720	(1.027)	5.693	(5.667)	26
Enel Cien S.A.	Separado	65.440	273.718	339.158	12.165	60.455	266.538	339.158	88.727	(2.654)	86.073	75.234	58.479	9.371	67.850	(23.180)	44.670	(6.945)	37.725
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Separado	15.560	789	16.349	19.603	26.531	(29.785)	16.349	1.465	-	1.465	881	753	(12.405)	(11.651)	-	(11.651)	5.543	(6.108)
Transportadora de Energía S.A.	Separado	12.373	1.466	13.839	20.856	27.122	(34.139)	13.839	1.378	-	1.378	513	348	(12.955)	(12.606)	(50)	(12.656)	6.385	(6.271)
Enel Distribución Ceará S.A.	Separado	568.437	1.209.306	1.777.743	546.763	388.085	842.895	1.777.743	1.453.275	(1.022.360)	430.915	262.901	191.446	(24.074)	167.693	(30.373)	137.320	(22.054)	115.266
Enel Distribución Rio S.A.	Separado	723.816	2.145.932	2.869.548	831.455	1.006.034	1.032.059	2.869.548	1.661.756	(1.206.285)	455.471	241.314	109.275	(153.947)	(44.041)	13.330	(30.711)	(28.186)	(58.897)
Enel Distribución Goiás S.A.	Separado	666.468	2.365.423	3.031.891	664.476	1.305.858	1.061.557	3.031.891	1.536.277	(1.133.252)	403.025	144.544	41.504	(72.334)	(30.826)	40.895	10.069	(16.279)	(6.210)
Enel X Brasil S.A.	Separado	10.809	6.425	17.234	4.924	634	11.676	17.234	18.399	(9.826)	8.573	798	183	(910)	(726)	1.095	369	(471)	(102)
Grupo Enel Brasil	Consolidado	2.505.682	6.810.297	9.315.979	2.157.412	3.398.528	3.760.039	9.315.979	5.174.413	(3.540.939)	1.633.474	908.152	560.994	(250.488)	311.459	(66.715)	244.744	(76.845)	167.899
Emgasa S.A. E.S.P.	Separado	327.288	2.696.892	3.024.180	399.751	1.335.485	1.288.944	3.024.180	1.159.789	(396.303)	763.486	682.009	610.958	(119.198)	492.089	(191.743)	300.346	(1.000)	299.346
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Separado	402.852	1.668.741	2.071.593	547.780	636.505	887.308	2.071.593	1.542.994	(872.528)	670.466	520.930	411.666	(55.757)	356.055	(144.932)	211.123	1.953	213.076
Enel Perú S.A.C.	Separado	11.481	1.448.680	1.460.161	76.002	10.912	1.373.247	1.460.161	-	-	-	(2.269)	(2.271)	(123)	29.500	-	29.500	7.964	37.464
Enel Generación Perú S.A.	Separado	330.595	980.250	1.310.845	175.026	249.370	866.449	1.310.845	595.379	(299.959)	295.420	240.666	174.623	(7.835)	189.052	(52.740)	136.312	28.646	164.958
Qinango S.A.C.	Separado	7.621	144.813	152.434	16.351	25.269	110.814	152.434	52.094	(14.169)	37.925	31.518	27.203	(448)	26.755	(7.705)	19.050	3.775	22.825
Enel Generación Plura S.A.	Separado	80.426	189.558	269.984	53.974	86.622	129.388	269.984	87.519	(37.928)	49.591	39.492	26.869	(1.293)	25.581	(8.075)	17.506	4.618	22.124
Enel Distribución Perú S.A.	Separado	169.384	1.156.086	1.325.470	299.001	440.185	586.284	1.325.470	884.291	(583.785)	300.506	230.065	174.257	(24.278)	151.284	(46.154)	105.130	13.416	118.546
Inversiones Distrilma S.A.	Separado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)	484	15.986	(160)	15.826	2.501	18.327
Generandes Perú S.A.	Separado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(12)	(12)	15	12.955	4	12.959	9.705	22.664
Grupo Eléctrica Cabo Blanco S.A.C.	Consolidado	-	-	-	-	-	-	-	29.653	(12.030)	17.623	14.433	11.699	1.127	11.167	(2.840)	8.327	4.832	13.159
Grupo Enel Perú	Consolidado	458.175	2.477.110	2.935.285	487.028	812.357	1.635.900	2.935.285	949.802	(487.661)	462.141	363.132	265.430	(23.071)	249.116	(76.548)	172.568	(21.614)	150.954
Grupo Distrilma	Consolidado	-	-	-	-	-	-	-	303.228	(204.910)	98.318	76.389	58.184	(7.357)	51.465	(15.874)	35.591	17.636	53.227
Grupo Generandes Perú	Consolidado	-	-	-	-	-	-	-	197.769	(93.827)	103.942	84.435	64.530	(4.006)	62.197	(18.304)	43.893	31.813	75.706

31-12-2016

Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No-Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No-Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos	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)	Otro Resultado Integral	Resultado	
																		Integral Total	
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	
Chilectra Américas S.A.	Consolidado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2,575)	(2,575)	2,350	16,623	(192)	16,431	74,224	90,656	
Inversiones Distrilma S.A.	Separado	26,813	71,595	98,408	106	-	98,303	98,408	-	-	(8)	(8)	1,583	21,327	(441)	20,886	(3,999)	16,887	
Enel Distribución Perú S.A.	Separado	190,383	1,045,207	1,235,589	294,325	442,113	499,152	1,235,589	874,119	(590,819)	283,300	213,269	166,057	(24,648)	141,442	(49,021)	92,420	(20,003)	72,418
Endesa Américas S.A.	Separado	-	-	-	-	-	-	-	2	-	2	(10,134)	(10,134)	2,213	90,965	(74)	90,891	(7)	90,884
Enel Argentina S.A.	Separado	6,372	67,352	73,723	4,175	-	69,548	73,723	-	-	-	(121)	(121)	867	746	(212)	534	(14,367)	(13,833)
Enel Generación Costanera S.A.	Separado	64,020	216,261	280,281	99,523	148,582	32,175	280,281	138,367	(7,702)	130,665	73,746	48,470	(33,469)	15,303	1,563	16,866	(6,894)	9,972
Enel Generación El Chocón S.A.	Separado	83,507	316,261	399,768	107,282	77,218	215,267	399,768	42,185	(4,796)	37,389	26,000	22,985	48,748	73,083	(25,191)	47,892	(55,725)	(7,833)
Empesa S.A. E.S.P.	Separado	289,865	2,712,409	3,002,274	422,919	1,418,040	1,161,315	3,002,274	1,163,428	(437,977)	725,452	653,176	555,783	(146,729)	409,125	(159,720)	249,405	10,928	260,332
Generandes Perú S.A.	Separado	1,098	321,417	322,514	83	-	322,431	322,514	2	-	2	(26)	(26)	287	24,106	(75)	24,031	(14,335)	9,696
Enel Generación Perú S.A.	Separado	261,485	970,275	1,231,759	195,194	261,198	775,367	1,231,759	538,018	(298,284)	239,734	164,309	107,145	(6,493)	134,037	(70,132)	63,905	(33,312)	30,593
Chirango S.A.C.	Separado	34,081	142,768	176,849	15,970	50,882	109,997	176,849	54,697	(14,387)	40,311	33,488	28,950	(820)	39,595	(13,619)	25,975	(3,513)	22,463
Enel Brasil S.A.	Separado	271,399	1,304,479	1,575,879	95,966	11,988	1,467,924	1,575,879	-	(9)	(9)	(39,824)	(44,859)	68,352	149,406	11,146	160,552	178,487	339,039
Central Generadora Termoelectrica Fortaleza S.A.	Separado	69,443	201,866	271,309	61,492	1,103	208,714	271,309	238,213	(143,920)	94,293	81,487	73,157	839	73,995	(26,869)	47,126	27,117	74,243
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Separado	136,712	132,381	269,093	117,359	1,381	150,352	269,093	288,156	(150,561)	137,595	125,785	118,233	6,490	124,723	(42,655)	82,068	19,723	101,790
Enel Olan S.A.	Separado	58,663	293,459	352,122	65,338	39,623	247,161	352,122	77,941	(2,959)	74,981	66,545	50,787	(8,095)	42,692	(14,583)	28,108	29,453	57,562
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Separado	17,227	1,015	18,241	15,002	26,891	(23,652)	18,241	1,570	-	1,570	986	841	(9,233)	(8,392)	-	(8,392)	5,499	(2,893)
Enel Distribución Ceará (ex Coelce S.A.)	Separado	482,880	1,048,701	1,531,581	419,383	340,877	771,321	1,531,581	1,201,906	(802,341)	399,565	244,744	159,771	(21,213)	138,836	(23,975)	114,861	89,729	204,589
Enel Soluciones S.A.	Separado	6,136	4,945	11,080	12,476	-	(1,395)	11,080	9,744	(6,030)	3,714	(2,095)	(2,371)	(438)	(2,809)	54	(2,755)	33	(2,722)
Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia S.A.)	Separado	531,919	1,952,235	2,484,154	641,593	1,128,351	714,210	2,484,154	1,313,724	(903,880)	409,844	174,022	40,585	(129,209)	(90,146)	26,620	(63,526)	90,351	26,825
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Separado	411,321	1,493,800	1,905,121	548,849	510,364	845,909	1,905,121	1,387,098	(795,079)	592,019	464,379	374,945	(52,379)	315,669	(135,935)	179,734	(131)	179,603
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Separado	378,242	666,194	1,044,436	742,583	299,166	2,687	1,044,436	991,979	(453,123)	538,856	173,500	142,843	(163,671)	(20,771)	(10,370)	(31,141)	(8,380)	(39,521)
Generalma S.A.C.	Separado	8,716	58,327	67,043	33,257	9,849	23,937	67,043	1	-	1	(13,719)	(13,720)	(1,967)	(15,687)	-	(15,687)	(1,739)	(17,426)
Endesa Censa, S.A.	Separado	25,704	192	25,896	24,114	-	1,782	25,896	3,224	(347)	2,877	(268)	(397)	49	(319)	(173)	(492)	(635)	(1,127)
Grupo Dock Sud, S.A.	Consolidado	48,286	159,109	207,395	42,865	54,573	109,956	207,395	129,002	(79,115)	49,887	36,293	19,316	11,333	30,674	(10,709)	19,965	(29,312)	(9,347)
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Consolidado	97,063	165,037	262,100	51,201	89,795	121,104	262,100	97,309	(42,312)	54,997	44,378	36,174	(2,444)	33,726	(10,440)	23,287	(4,496)	18,791
Grupo Distrilma	Consolidado	197,936	1,045,207	1,243,143	275,170	442,113	525,859	1,243,143	874,119	(590,819)	283,300	213,261	166,049	(23,065)	143,017	(49,463)	93,554	(21,198)	72,357
Grupo Endesa Américas	Consolidado	739,600	5,274,797	6,014,397	844,423	1,953,633	3,216,341	6,014,397	1,582,909	(619,201)	963,708	771,871	611,033	(146,233)	569,842	(206,257)	363,584	198,867	562,452
Grupo Enel Brasil	Consolidado	1,377,303	3,685,719	5,063,023	1,235,334	1,207,825	2,619,863	5,063,023	2,811,032	(1,688,731)	1,122,301	652,275	396,574	(101,824)	293,506	(70,272)	223,234	332,372	555,606
Grupo Generandes Perú	Consolidado	296,618	1,094,096	1,390,714	211,201	312,080	867,433	1,390,714	592,368	(312,321)	280,047	197,770	136,069	(7,026)	166,081	(83,826)	82,255	(19,250)	63,005
Grupo Enel Argentina	Consolidado	153,273	535,021	688,294	210,237	223,513	254,545	688,294	179,030	(12,498)	166,532	99,597	71,306	15,731	88,468	(23,861)	64,607	(80,989)	(16,382)

41. HECHOS POSTERIORES

Enel Distribución Goiás

A través de la Ley 17.555 del 20 de enero de 2012, el Estado de Goiás en Brasil creó el Fondo de Aporte a Enel Distribución Goiás (Fundo de Aporte à CELG D - FUNAC), regulado por el decreto N° 7.732, del 28 de septiembre de 2012, con el objetivo de reunir y destinar recursos financieros para el reembolso a Enel Distribución Goiás de los pagos de contingencias de cualquier naturaleza cuyo origen haya ocurrido hasta la venta del control accionario a Eletrobrás, conforme a los términos del acuerdo de accionistas y gestión, así como a los términos de cooperación de FUNAC. Los recursos del referido fondo dependen de aportes a ser efectuados por el gobierno del Estado de Goiás y los créditos recibidos por juicios ganados por Enel Distribución Goiás que son traspasados al fondo. (ver nota 11).

Con fecha 6 de febrero de 2019 fue publicada la ley 20.416, la cual modificó las leyes N° 17.555 (que instituyó el FUNAC) y N° 19.473 (que creó la Política Energética Estatal para la mantención, mejora y ampliación de la red de distribución de energía en Goiás). Es importante aclarar que en el contrato de Compra y venta de Acciones de Celg Distribuição (actualmente Enel Distribución Goiás), el Estado de Goiás se obligó a cumplir todas las obligaciones asumidas en la ley 17.555, en los términos y condiciones vigentes en la ocasión, así como a indemnizar a los compradores por cualquier daño y/o perjuicio que pueda ocurrir como resultado, inclusive, de alteración, revocación o modificación de ley estadual o decisión administrativa o judicial referente a cualquier condición o valdes del FUNAC. Asimismo, la ley N° 20.416, al crear condiciones no previstas en el marco jurídico de la privatización, viola el acto jurídico perfecto, el derecho adquirido y la seguridad jurídica esenciales para la estabilidad de las relaciones entre inversor y el estado, lo que es prohibido por el derecho brasileño. Por tales razones, la compañía cuestionará judicialmente las modificaciones introducidas por la ley N° 20.416.

No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 1 de enero de 2019 y la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados.

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

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Américas.

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

ACTIVOS	Moneda extranjera	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo		1.904.285	1.472.763
	Dólares	513.668	306.589
	Euros	2.436	7.605
	Reales	633.635	470.360
	Pesos Colombianos	372.360	322.022
	Soles	129.263	145.950
	Peso Argentino	101.207	219.761
	\$ no reajustables	151.716	476
Otros activos financieros corrientes		210.393	110.352
	Dólares	46.395	-
	Reales	139.462	64.924
	Pesos Colombianos	24.434	44.890
	Peso Argentino	-	412
	\$ no reajustables	102	126
Otros activos no financieros corrientes		307.732	283.632
	Dólares	5.198	7.986
	Euros	-	4
	Reales	220.661	229.975
	Pesos Colombianos	8.850	7.745
	Soles	46.391	22.861
	Peso Argentino	21.088	14.484
	\$ no reajustables	5.544	577
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes		3.551.022	2.377.789
	Dólares	32.184	51.232
	Reales	2.801.406	1.541.468
	Pesos Colombianos	217.987	255.373
	Soles	116.631	148.459
	Peso Argentino	381.858	377.666
	\$ no reajustables	956	3.591
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes		14.337	7.403
	Dólares	1.510	1.525
	Euros	2.052	1.429
	Reales	4.765	2.081
	Pesos Colombianos	1.203	1.444
	Soles	2.220	37
	Peso Argentino	476	763
	\$ no reajustables	2.111	124
Inventarios corrientes		339.398	246.089
	Dólares	5.235	2.063
	Euros	208	141
	Reales	209.114	134.993
	Pesos Colombianos	57.118	48.142
	Soles	43.532	41.860
	Peso Argentino	24.191	18.890
Activos por impuestos corrientes		50.994	47.393
	Reales	48.333	35.303
	Pesos Colombianos	4	6
	Soles	2.282	3.516
	Peso Argentino	160	452
	\$ no reajustables	215	8.116
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		5.825	-
	Pesos Colombianos	5.825	-
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		6.383.986	4.545.421

ACTIVOS	Moneda extranjera	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes		2.796.475	1.752.267
	Dólares	34.133	
	Reales	2.761.730	1.751.136
	Pesos Colombianos	598	1.103
	Peso Argentino	14	28
Otros activos no financieros no corrientes		1.140.708	560.426
	Dólares	2.165	-
	Reales	1.125.449	546.435
	Pesos Colombianos	8.753	7.159
	Peso Argentino	927	4.429
	\$ no reajustables	3.414	2.403
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes		906.508	616.793
	Dólares	242.409	363.077
	Reales	457.161	177.844
	Pesos Colombianos	40.003	37.100
	Peso Argentino	166.877	38.648
	\$ no reajustables	58	124
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente		1.652	2.845
	Reales	1.544	2.590
	Peso Argentino	108	255
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación		2.596	2.747
	Peso Argentino	2.596	2.747
Activos intangibles distintos de la plusvalía		5.827.289	3.682.479
	Reales	5.653.824	3.546.461
	Pesos Colombianos	95.095	77.886
	Soles	56.200	40.504
	Peso Argentino	22.170	17.628
Plusvalía		1.205.570	713.175
	Reales	963.060	481.168
	Pesos Colombianos	19.245	20.935
	Soles	197.010	205.516
	Peso Argentino	26.255	5.556
Propiedades, Planta y Equipo		8.686.827	8.092.467
	Dólares	43	21.073
	Reales	436.204	501.029
	Pesos Colombianos	4.050.353	4.242.687
	Soles	2.345.485	2.340.496
	Peso Argentino	1.854.742	987.182
Propiedad de inversión		11.708	-
	Reales	11.708	-
Activos por impuestos diferidos		433.037	200.371
	Reales	433.026	149.727
	Pesos Colombianos	1	2
	Peso Argentino	10	50.642
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		21.012.370	15.623.570
TOTAL ACTIVOS		27.396.356	20.168.991

PASIVOS	Moneda extranjera	31-12-2018		31-12-2017	
		Hasta 90 días MUS\$	91 días a 1 año MUS\$	Hasta 90 días MUS\$	91 días a 1 año MUS\$
PASIVOS CORRIENTES					
Otros pasivos financieros corrientes		547.436	1.100.663	214.719	475.049
	Dólares	103.871	689.178	69.430	61.060
	Reales	144.161	212.615	66.630	195.777
	Pesos Colombianos	286.666	103.506	51.314	178.756
	Soles	12.738	89.167	27.345	32.998
	U.F.	-	6.197	-	6.458
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes		3.480.302	635.945	2.952.796	371.057
	Dólares	47.292	1.576	180.622	1.292
	Euros	147.351	-	14.265	-
	Reales	2.056.420	405.209	1.459.339	80.281
	Pesos Colombianos	511.836	23.344	443.354	9.976
	Soles	200.223	-	232.088	-
	Peso Argentino	473.457	205.816	618.041	279.508
	\$ no reajustables	43.723	-	5.087	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes		344.281	2.652.387	225.027	-
	Dólares	1.122	-	113.038	-
	Euros	316.215	-	88.558	-
	Reales	12.455	2.652.387	16.575	-
	Pesos Colombianos	1.176	-	959	-
	Soles	985	-	274	-
	Peso Argentino	3.208	-	448	-
	\$ no reajustables	9.120	-	5.175	-
Otras provisiones corrientes		105.760	317.103	16.505	253.461
	Euros	-	25.516	-	-
	Reales	89.466	105.475	10.594	-
	Pesos Colombianos	-	10.325	-	33.778
	Soles	14.768	44.555	4.672	69.185
	Peso Argentino	362	131.232	-	150.498
	\$ no reajustables	1.164	-	1.239	-
Pasivos por impuestos corrientes		108.541	84.383	172.638	-
	Euros	-	52.340	-	-
	Reales	15.965	-	32.399	-
	Pesos Colombianos	21.562	-	84.650	-
	Soles	13.435	-	4.344	-
	Peso Argentino	57.579	32.043	51.191	-
	\$ no reajustables	-	-	54	-
Otros pasivos no financieros corrientes		207.994	62.126	249.304	3.780
	Dólares	-	3.091	-	-
	Reales	139.333	51.029	175.081	3.018
	Pesos Colombianos	16.588	7.276	23.525	-
	Soles	28.177	730	34.800	762
	Peso Argentino	23.704	-	15.898	-
	\$ no reajustables	192	-	-	-
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		3.835	-	-	-
	\$ no reajustables	3.835	-	-	-
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		4.798.149	4.852.607	3.830.989	1.103.347

PASIVOS	Moneda extranjera	31-12-2018		31-12-2017	
		de 13 meses a 5 años MUS\$	mas de 5 años MUS\$	de 13 meses a 5 años MUS\$	mas de 5 años MUS\$
PASIVOS NO CORRIENTES					
Otros pasivos financieros no corrientes		2.987.085	1.634.783	2.744.342	1.605.173
	Dólares	556.492	611.187	879.855	632.593
	Reales	1.321.266	294.628	576.817	77.362
	Pesos Colombianos	894.254	534.298	1.076.808	673.623
	Soles	198.472	194.670	186.026	221.595
	U.F.	16.601	-	24.836	-
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes		901.156	31.900	527.644	450.925
	Dólares	4.606	-	51.103	-
	Reales	695.311	31.900	416.731	213.268
	Soles	10.460	-	11.206	-
	Peso Argentino	190.779	-	48.589	237.657
	\$ no reajustables	-	-	15	-
Otras provisiones no corrientes		765.565	598.411	88.220	572.085
	Reales	733.441	546.435	-	565.567
	Pesos Colombianos	5.349	34.991	64.264	638
	Soles	3.669	16.946	2.130	5.880
	Peso Argentino	23.106	39	21.826	-
Pasivo por impuestos diferidos		192.374	353.696	83.768	371.543
	Reales	11.188	-	8.784	121.597
	Pesos Colombianos	29.177	3.446	18.011	-
	Soles	60.629	189.000	11.109	249.947
	Peso Argentino	83.006	161.250	37.724	-
	\$ no reajustables	8.374	-	8.140	(1)
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes		800.043	543.464	309.594	79.337
	Reales	750.260	447.753	205.629	21.417
	Pesos Colombianos	37.026	86.126	86.723	40.843
	Soles	5.130	-	4.526	-
	Peso Argentino	7.627	6.972	12.716	14.244
	\$ no reajustables	-	2.613	-	2.833
Otros pasivos no financieros no corrientes		83.598	21.625	95.474	28.043
	Dólares	4.149	-	-	-
	Reales	4.671	-	645	-
	Pesos Colombianos	5.892	-	6.612	4.470
	Soles	3.893	21.625	4.062	23.573
	Peso Argentino	64.993	-	84.155	-
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		5.729.821	3.183.879	3.849.042	3.107.106
TOTAL PASIVOS		10.527.970	8.036.486	7.680.031	4.210.453

ANEXO N°2 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Américas.

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	31-12-2018					
	Cartera al día MUS\$	Morosidad 1-90 días MUS\$	Morosidad 91-180 días MUS\$	Morosidad superior a 181 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Total No Corriente MUS\$
Cuentas comerciales por cobrar bruto	1.557.837	490.061	173.268	796.303	3.017.469	171.513
Provisión de deterioro	(41.013)	(37.505)	(39.952)	(634.130)	(752.600)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	1.332.904	-	-	-	1.332.904	735.509
Provisión de deterioro	(46.751)	-	-	-	(46.751)	(514)
Total	2.802.977	452.556	133.316	162.173	3.551.022	906.508

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	31-12-2017					
	Cartera al día MUS\$	Morosidad 1-90 días MUS\$	Morosidad 91-180 días MUS\$	Morosidad superior a 181 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Total No Corriente MUS\$
Cuentas comerciales por cobrar bruto	1.187.205	415.438	100.583	639.587	2.342.813	96.367
Provisión de deterioro	(594)	(4.531)	(7.248)	(539.178)	(551.551)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	589.738	-	-	-	589.738	520.426
Provisión de deterioro	(3.211)	-	-	-	(3.211)	-
Total	1.773.138	410.907	93.335	100.409	2.377.789	616.793

- Por tipo de cartera:

Tramos de Morosidad	31-12-2018					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto MUS\$	Número de clientes	Monto bruto MUS\$	Número de clientes	Monto bruto MUS\$
Al día	9.918.200	1.580.102	6.650.858	149.248	16.569.058	1.729.350
Entre 1 y 30 días	8.803.920	302.656	257.244	19.796	9.061.164	322.452
Entre 31 y 60 días	2.917.248	100.061	148.625	11.193	3.065.873	111.254
Entre 61 y 90 días	1.802.108	48.054	105.881	8.301	1.907.989	56.355
Entre 91 y 120 días	1.460.121	50.898	95.138	7.475	1.555.259	58.373
Entre 121 y 150 días	1.304.234	62.862	79.043	6.173	1.383.277	69.035
Entre 151 y 180 días	1.111.148	40.651	72.756	5.209	1.183.904	45.860
Entre 181 y 210 días	683.370	37.456	70.761	4.883	754.131	42.339
Entre 211 y 250 días	482.245	26.603	58.518	4.447	540.763	31.050
Superior a 251 días	6.830.315	667.658	852.817	55.256	7.683.132	722.914
Total	35.312.909	2.917.001	8.391.641	271.981	43.704.550	3.188.982

Tramos de Morosidad	31-12-2017					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto MUS\$	Número de clientes	Monto bruto MUS\$	Número de clientes	Monto bruto MUS\$
Al día	11.239.116	1.209.494	63.799	74.078	11.302.915	1.283.572
Entre 1 y 30 días	4.620.466	264.931	132.814	13.350	4.753.280	278.281
Entre 31 y 60 días	610.861	83.411	21.069	7.589	631.930	91.000
Entre 61 y 90 días	226.842	41.237	14.384	4.920	241.226	46.157
Entre 91 y 120 días	174.170	37.609	10.605	3.916	184.775	41.525
Entre 121 y 150 días	139.518	26.491	9.390	3.362	148.908	29.853
Entre 151 y 180 días	134.039	26.203	8.786	3.002	142.825	29.205
Entre 181 y 210 días	115.132	28.420	7.790	2.708	122.922	31.128
Entre 211 y 250 días	121.587	24.371	7.137	2.493	128.724	26.864
Superior a 251 días	623.610	570.646	30.264	10.949	653.874	581.595
Total	18.005.341	2.312.813	306.038	126.367	18.311.379	2.439.180

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 31-12-2018		Saldo al 31-12-2017	
	Número de Clientes	Monto MUS\$	Número de Clientes	Monto MUS\$
Documentos por cobrar protestados	588.962	75.562	582.771	48.357
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	9.838	44.981	11.612	34.390
Total	598.800	120.543	594.383	82.747

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

c) Provisiones y castigos.

Provisiones y Castigos	Saldo al	
	31-12-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Provisión cartera no repactada	214.062	74.811
Provisión cartera repactada	28.119	11.425
Recuperos del período	(127.510)	37.884
Total	114.671	124.120

d) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al			
	31-12-2018		31-12-2017	
	Total detalle por tipo de operaciones último trimestre MUS\$	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual MUS\$	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre MUS\$	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual MUS\$
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	2.083.622	5.122.894	1.098.077	6.365.064
Monto de las operaciones	85.139	114.671	17.865	124.120

ANEXO N°2.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Américas.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

Cuentas Comerciales por Cobrar	31-12-2018												Total Corriente MUS\$	Total No Corriente MUS\$
	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 superior a 365 días			
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$			
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	301.319	24.816	10.407	3.145	9.996	33.373	11.385	3.559	2.096	25.624	133.193	558.913	57.636	
-Grandes Clientes	70.039	24.111	8.111	177	398	44	73	393	929	3.023	-	107.298	-	
-Clientes Institucionales	149.070	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	149.070	57.610	
-Otros	82.210	705	2.296	2.968	9.598	33.329	11.312	3.166	1.167	22.601	133.193	302.545	26	
Provisión Deterioro	(8.511)	-	-	-	-	-	-	(450)	(1)	(3.137)	(63.741)	(75.840)	-	
Servicios no facturados	192.963	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	192.963	-	
Servicios facturados	108.356	24.816	10.407	3.145	9.996	33.373	11.385	3.559	2.096	25.624	133.193	365.950	57.636	
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	1.256.518	297.636	100.847	53.210	48.377	35.662	34.475	38.780	28.954	97.831	466.266	2.458.556	113.877	
-Clientes Masivos	814.204	199.935	70.102	35.646	30.400	26.350	25.444	29.435	12.870	49.043	312.576	1.606.005	29.211	
-Grandes Clientes	303.775	66.027	16.102	8.287	5.207	4.561	3.371	4.261	2.836	10.309	97.111	521.847	13.678	
-Clientes Institucionales	138.539	31.674	14.643	9.277	12.770	4.751	5.660	5.084	13.248	38.479	56.579	330.704	70.988	
Provisión Deterioro	(32.502)	(12.850)	(13.486)	(11.169)	(13.552)	(12.538)	(13.862)	(31.088)	(21.767)	(71.428)	(442.518)	(676.760)	-	
Servicios no facturados	613.168	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	613.168	-	
Servicios facturados	643.350	297.636	100.847	53.210	48.377	35.662	34.475	38.780	28.954	97.831	466.266	1.845.388	113.877	
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	1.557.837	322.452	111.254	56.355	58.373	69.035	45.860	42.339	31.050	123.455	599.459	3.017.469	171.513	
Total Provisión Deterioro	(41.013)	(12.850)	(13.486)	(11.169)	(13.552)	(12.538)	(13.862)	(31.538)	(21.768)	(74.565)	(506.259)	(752.600)	-	
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	1.516.824	309.602	97.768	45.186	44.821	56.497	31.998	10.801	9.282	48.890	93.200	2.264.869	171.513	

Como no todas nuestras bases de datos comerciales en las distintas subsidiarias 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 subsidiarias utilizada para realizar el control y seguimiento de las cuentas comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

Cuentas Comerciales por Cobrar	31-12-2017												Total Corriente MUS\$	Total No Corriente MUS\$
	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 superior a 365 días			
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$			
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	345.289	19.151	14.403	12.829	14.063	7.594	4.296	8.186	2.913	8.152	108.791	545.667	36.053	
-Grandes Clientes	103.455	17.383	6.181	251	197	204	209	154	191	6.282	14.265	148.772	-	
-Clientes Institucionales	119.003	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	119.003	34.855	
-Otros	122.831	1.768	8.222	12.578	13.866	7.390	4.087	8.032	2.722	1.870	94.526	277.892	1.198	
Provisión Deterioro	(77)	(64)	(166)	(201)	(197)	(204)	(209)	(162)	(362)	(6.017)	(89.094)	(96.753)	-	
Servicios no facturados	204.520	1.518	7.922	12.244	13.315	7.333	3.968	7.941	2.373	1.083	20.735	282.952	31.703	
Servicios facturados	140.769	17.633	6.481	585	748	261	328	245	540	7.069	88.056	262.715	4.350	
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	841.916	259.130	76.597	33.328	27.462	22.259	24.909	22.942	23.951	63.895	400.757	1.797.146	60.314	
-Clientes Masivos	468.900	166.722	50.937	19.280	15.221	12.333	12.057	11.151	13.995	49.012	267.004	1.086.612	15.645	
-Grandes Clientes	244.794	66.377	11.410	4.221	2.553	2.772	5.149	5.231	3.062	6.366	58.940	410.875	16.216	
-Clientes Institucionales	128.222	26.031	14.250	9.827	9.688	7.154	7.703	6.560	6.894	8.517	74.813	299.659	28.453	
Provisión Deterioro	(517)	(2.685)	(506)	(909)	(1.849)	(1.389)	(3.400)	(12.947)	(12.805)	(49.642)	(368.149)	(454.798)	-	
Servicios no facturados	427.324	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	427.324	-	
Servicios facturados	414.592	259.130	76.597	33.328	27.462	22.259	24.909	22.942	23.951	63.895	400.757	1.369.822	60.314	
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	1.187.205	278.281	91.000	46.157	41.525	29.853	29.205	31.128	26.864	72.047	509.548	2.342.813	96.367	
Total Provisión Deterioro	(594)	(2.749)	(672)	(1.110)	(2.046)	(1.593)	(3.609)	(13.109)	(13.167)	(55.659)	(457.243)	(551.551)	-	
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	1.186.611	275.532	90.328	45.047	39.479	28.260	25.596	18.019	13.697	16.388	52.305	1.791.262	96.367	

- Por tipo de cartera:

Tipos de Cartera	31-12-2018												Total Corriente MUS\$	Total No Corriente MUS\$
	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 superior a 365 días			
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$			
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN														
Cartera no repactada	301.319	24.816	10.407	3.145	9.996	33.373	11.385	3.559	2.096	158.817	-	558.913	57.636	
-Grandes Clientes	70.039	24.111	8.111	178	397	44	73	393	929	3.023	-	107.298	-	
-Clientes Institucionales	149.072	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	149.072	57.610	
-Otros	82.208	705	2.296	2.967	9.599	33.329	11.312	3.166	1.167	155.794	-	302.543	26	
Cartera repactada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
DISTRIBUCIÓN														
Cartera no repactada	1.181.219	277.840	89.654	44.909	40.902	29.489	29.266	33.897	24.507	508.841	-	2.260.524	39.928	
-Clientes Masivos	762.509	185.042	61.919	29.969	25.283	22.141	21.982	26.152	10.117	331.232	-	1.476.346	13.080	
-Grandes Clientes	291.925	63.756	15.124	7.678	4.579	4.100	2.924	3.838	2.429	98.340	-	494.693	6.716	
-Clientes Institucionales	126.785	29.042	12.611	7.262	11.040	3.248	4.360	3.907	11.961	79.269	-	289.485	20.132	
Cartera repactada	75.299	19.796	11.193	8.301	7.475	6.173	5.209	4.883	4.447	55.256	-	198.032	73.949	
-Clientes Masivos	51.696	14.894	8.183	5.677	5.119	4.208	3.462	3.282	2.754	30.384	-	129.659	16.132	
-Grandes Clientes	11.851	2.271	979	609	627	461	447	422	407	9.081	-	27.155	6.962	
-Clientes Institucionales	11.752	2.631	2.031	2.015	1.729	1.504	1.300	1.179	1.286	15.791	-	41.218	50.855	
Total cartera bruta	1.557.837	322.452	111.254	56.355	58.373	69.035	45.860	42.339	31.050	722.914	-	3.017.469	171.513	

Tipos de Cartera	31-12-2017												
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días	Total Corriente	Total No Corriente
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN													
Cartera no repactada	336.553	18.955	14.367	12.761	14.007	7.536	4.238	8.138	2.876	115.516	-	534.947	36.053
-Grandes Clientes	103.455	17.384	6.182	251	196	204	209	154	192	20.548	-	148.775	-
-Clientes Institucionales	119.003	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	119.003	34.855
-Otros	114.095	1.571	8.185	12.510	13.811	7.332	4.029	7.984	2.684	94.968	-	267.169	1.198
Cartera repactada	8.736	196	36	68	56	58	58	48	37	1.427	-	10.720	-
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	8.736	196	36	68	56	58	58	48	37	1.427	-	10.720	-
DISTRIBUCIÓN													
Cartera no repactada	800.895	245.976	69.044	28.476	23.602	18.955	21.965	20.282	21.495	455.130	-	1.705.820	35.993
-Clientes Masivos	458.793	158.628	47.094	16.813	13.327	10.900	10.958	10.265	13.273	313.773	-	1.053.824	13.130
-Grandes Clientes	236.993	64.603	9.837	3.650	2.285	2.551	4.888	5.018	2.893	64.326	-	397.044	6.613
-Clientes Institucionales	105.109	22.745	12.113	8.013	7.990	5.504	6.119	4.999	5.329	77.031	-	254.952	16.250
Cartera repactada	41.021	13.154	7.553	4.852	3.860	3.304	2.944	2.660	2.456	9.522	-	91.326	24.321
-Clientes Masivos	10.109	8.093	3.844	2.467	1.893	1.432	1.098	887	722	2.243	-	32.788	2.513
-Grandes Clientes	7.799	1.773	1.573	570	268	222	262	211	169	981	-	13.828	9.603
-Clientes Institucionales	23.113	3.288	2.136	1.815	1.699	1.650	1.584	1.562	1.565	6.298	-	44.710	12.205
Total cartera bruta	1.187.205	278.281	91.000	46.157	41.525	29.853	29.205	31.128	26.864	581.595	-	2.342.813	96.367

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

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

Pais	COLOMBIA				PERU				ARGENTINA				BRASIL				TOTAL					
	31-12-2018		31-12-2017		31-12-2018		31-12-2017		31-12-2018		31-12-2017		31-12-2018		31-12-2017		31-12-2018		31-12-2017			
	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$		
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.371	18	1.100	95	2.371	18	1.100	95
Cuentas comerciales por cobrar y otras	146.658	8.102	113.228	7.884	57.805	9.113	46.218	8.045	194.943	11	141.385	-	606.356	8.090	235.410	9.066	1.005.762	25.316	536.240	24.995		
Total Activo Estimado	146.658	8.102	113.228	7.884	57.805	9.113	46.218	8.045	194.943	11	141.385	-	606.356	8.090	235.410	9.066	1.005.762	25.316	536.240	24.995		
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.614	123	5.696	179	11.614	123	5.696	179
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	42.348	10.560	35.171	10.429	1.705	8.197	36.419	11.673	52.548	-	60.713	-	597.734	109.496	333.242	9.108	694.335	128.253	465.545	31.211		
Total Pasivo Estimado	42.348	10.560	35.171	10.429	1.705	8.197	36.419	11.673	52.548	-	60.713	-	597.734	109.496	333.242	9.108	694.335	128.253	465.545	31.211		

RESULTADO	COLOMBIA				PERU				ARGENTINA				BRASIL				TOTAL			
	31-12-2018		31-12-2017		31-12-2018		31-12-2017		31-12-2018		31-12-2017		31-12-2018		31-12-2017		31-12-2018		31-12-2017	
	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$
Ventas de Energía	161.317	8.911	118.069	8.221	59.474	9.375	45.874	7.986	212.807	11	150.296	-	646.671	8.602	243.074	9.549	1.080.269	26.899	557.313	25.756
Compras de Energía	46.581	11.615	36.675	10.875	1.755	8.435	36.139	11.582	52.548	-	63.941	-	647.326	116.450	346.809	9.625	748.210	136.500	483.564	32.082

ANEXO N°3 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Américas.

Proveedores con pagos al día	Saldo al				Saldo al			
	31-12-2018				31-12-2017			
	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$
Hasta 30 días	155.973	434.459	1.026.490	1.616.922	-	382.428	1.327.693	1.710.121
Entre 31 y 60 días	52.423	182.756	143.397	378.576	-	18.421	290.477	308.898
Entre 61 y 90 días	13.428	32.421	26.195	72.044	-	-	6.286	6.286
Entre 91 y 120 días	4.111	6.679	10.815	21.605	-	-	1.592	1.592
Entre 121 y 365 días	469	5.715	82.893	89.077	-	-	15.932	15.932
Más de 365 días	4.606	11.889	205.251	221.746	-	-	278.427	278.427
Total	231.010	673.919	1.495.041	2.399.970	-	400.849	1.920.407	2.321.256

Proveedores con plazos vencidos	Saldo al				Saldo al			
	31-12-2018				31-12-2017			
	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$
Hasta 30 días	3.089	34.104	-	37.193	-	-	-	-
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Más de 365 días	-	433	148.585	149.018	-	-	94.718	94.718
Total	3.089	34.537	148.585	186.211	-	-	94.718	94.718