



ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

**correspondientes al período terminado
al 31 de Marzo de 2018**

ENEL AMÉRICAS S.A. y FILIALES

Miles de Dólares

El presente documento consta de 2 secciones:

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

ENEL AMÉRICAS S.A. Y FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados al 31 de marzo de 2018 (no auditado) y 31 de diciembre de 2017 (En miles de dólares - MUS\$)

ACTIVOS	Nota	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	8	1.214.409	1.472.763
Otros activos financieros corrientes	9	194.067	110.352
Otros activos no financieros corrientes		240.675	195.516
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	10	2.783.426	2.465.905
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	11	9.913	7.403
Inventarios corrientes	12	279.560	246.089
Activos por impuestos corrientes	13	63.933	47.393
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		4.785.983	4.545.421
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	9	1.795.823	1.752.267
Otros activos no financieros no corrientes		478.547	464.501
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	10	674.902	712.717
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	11	2.660	2.845
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	3.237	2.747
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	3.688.542	3.682.479
Plusvalía	16	713.623	713.175
Propiedades, planta y equipo	17	8.357.599	8.092.467
Activos por impuestos diferidos	19	199.436	200.371
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		15.914.369	15.623.569
TOTAL ACTIVOS		20.700.352	20.168.990

ENEL AMÉRICAS S.A. Y FILIALES
**Estados de Situación Financiera Consolidados
al 31 de marzo de 2018 (no auditado) y 31 de diciembre de 2017
(En miles de dólares - MUS\$)**

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	19	1.114.718	689.768
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	22	3.502.039	3.553.919
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	11	207.702	225.027
Otras provisiones corrientes	23	283.166	269.966
Pasivos por impuestos corrientes	13	205.217	172.638
Otros pasivos no financieros corrientes		41.076	23.017
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		5.353.918	4.934.335
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	19	4.246.937	4.349.515
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	22	1.017.522	1.060.338
Otras provisiones no corrientes	23	659.900	660.305
Pasivo por impuestos diferidos	18	458.710	455.311
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	24	390.560	388.931
Otros pasivos no financieros no corrientes		41.417	41.748
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		6.815.046	6.956.148
TOTAL PASIVOS		12.168.964	11.890.483
PATRIMONIO			
Capital emitido	25	6.763.204	6.763.204
Ganancias acumuladas	25	3.809.314	3.583.831
Otras reservas	25	(3.814.546)	(3.866.564)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		6.757.972	6.480.471
Participaciones no controladoras	25	1.773.416	1.798.036
PATRIMONIO TOTAL		8.531.388	8.278.507
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		20.700.352	20.168.990

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

Por los períodos terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017 (No auditado)

(En miles de dólares - MUS\$)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS Ganancia (pérdida)		Nota	enero - marzo	
			2018 MUS\$	2017 MUS\$
Ingresos de actividades ordinarias	26	2.613.022	2.166.376	
Otros ingresos, por naturaleza	26	187.169	168.030	
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza		2.800.191	2.334.406	
Materias primas y consumibles utilizados	27	(1.570.418)	(1.252.625)	
Margen de Contribución		1.229.773	1.081.781	
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		39.112	34.041	
Gastos por beneficios a los empleados	28	(200.180)	(252.363)	
Gasto por depreciación y amortización	29	(166.648)	(143.745)	
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	29	(22.811)	(30.590)	
Otros gastos por naturaleza	30	(248.620)	(212.825)	
Resultado de Explotación		630.626	476.299	
Otras ganancias (pérdidas)	31	188	495	
Ingresos financieros	32	73.059	63.118	
Costos financieros	32	(202.922)	(262.572)	
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	495	329	
Diferencias de cambio	32	2.411	2.460	
Resultado por unidades de reajuste	32	-	3	
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		503.857	280.132	
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	18	(170.421)	(136.729)	
GANANCIA (PÉRDIDA)		333.436	143.403	
Ganancia (pérdida) atribuible a				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		221.280	73.680	
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		112.156	69.723	
GANANCIA (PÉRDIDA)		333.436	143.403	
Ganancia por acción básica				
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	US\$ / acción	0,00385	0,00126	
Ganancia (pérdidas) por acción básica en operaciones discontinuadas	US\$ / acción	-	-	
Ganancia (pérdida) por acción básica	US\$ / acción	0,00385	0,00126	
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		57.452.641.516	58.324.975.387	
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	US\$ / acción	0,00385	0,00126	
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	US\$ / acción	-	-	
Ganancias (pérdida) diluida por acción	US\$ / acción	0,00385	0,00126	
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		57.452.641.516	58.324.975.387	

ENEL AMÉRICAS S.A. Y FILIALES
**Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza
Por los períodos terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017 (No auditado)
(En miles de dólares - MUS\$)**

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS	Nota	enero - marzo	
		2018 MUS\$	2017 MUS\$
Ganancia (Pérdida)		333.436	143.403
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión		114.276	253.852
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		(22)	(613)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(6.542)	3.122
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		2.555	(193)
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		110.267	256.168
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		110.267	256.168
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		2.088	(828)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo		2.088	(828)
Total Otro resultado integral		112.355	255.340
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		445.791	398.743
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		273.298	274.260
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		172.493	124.483
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		445.791	398.743

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

Por los periodos terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017 (No auditado)

(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 o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias					
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	-	-	-	-	-	-	-	4.203	4.203	(1.317)	2.886
Saldo inicial reexpresado	6.763.204	-	(453.995)	(3.472)	(175)	(3.408.922)	(3.866.564)	3.588.034	6.484.674	1.796.719	8.281.393
Cambios en patrimonio											
Resultado Integral											
Ganancia (pérdida)								221.280	221.280	112.156	333.436
Otro resultado integral			54.702	(2.673)	(11)	-	52.018		52.018	60.337	112.355
Resultado integral									273.298	172.493	445.791
Dividendos										(195.796)	(195.796)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	54.702	(2.673)	(11)	-	52.018	221.280	273.298	(23.303)	249.995
Saldo Final al 31/03/2018	6.763.204	-	(399.293)	(6.145)	(186)	(3.408.922)	(3.814.546)	3.809.314	6.757.972	1.773.416	8.531.388

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 o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias					
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 (1)	(2.119.480)	(849)	2.221.406	(6.997)	10	728.703	2.943.123	(822.794)	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	6.903.684	(140.479)	(388.942)	(11.423)	227	(3.364.559)	(3.764.696)	3.201.125	6.199.634	1.680.105	7.879.739
Cambios en patrimonio											
Resultado Integral											
Ganancia (pérdida)								73.680	73.680	69.723	143.403
Otro resultado integral			199.006	1.871	(297)	-	200.580		200.580	54.760	255.340
Resultado integral									274.260	124.483	398.743
Dividendos										(190.471)	(190.471)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	-	(9.568)	(9.568)	-	(9.568)	(9.198)	(18.766)
Total de cambios en patrimonio	-	-	199.006	1.871	(297)	(9.568)	191.012	73.680	264.692	(75.186)	189.506
Saldo Final al 31/03/2017	6.903.684	(140.479)	(189.936)	(9.552)	(70)	(3.374.127)	(3.573.684)	3.274.805	6.464.326	1.604.919	8.069.245

ENEL AMÉRICAS S.A. Y FILIALES
**Estados de Flujo de Efectivo Consolidados Intermedios
Por los periodos terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017 (No auditado)
(En miles de dólares - MUS\$)**

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - marzo	
		2018 MUS\$	2017 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		3.464.744	2.991.176
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		5.398	12.629
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		20.289	-
Otros cobros por actividades de operación		180.286	161.633
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(2.065.972)	(1.569.869)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(209.491)	(217.763)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(10.078)	(10.120)
Otros pagos por actividades de operación	8.c	(1.051.088)	(947.758)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(151.109)	(160.330)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(53.417)	(56.002)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		129.562	203.596
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios		-	(695.820)
Flujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones no controladoras		-	(334)
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		69.021	175.945
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(125.872)	(157.781)
Compras de propiedades, planta y equipo		(203.896)	(194.243)
Compras de activos intangibles		(128.869)	(101.497)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(2.871)	(1.529)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		-	50.280
Intereses recibidos		17.997	29.230
Otras entradas (salidas) de efectivo		2.460	6.262
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(372.030)	(889.487)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos		347.802	181.470
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	8.d	228.987	181.470
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		118.815	-
Reembolsos de préstamos	8.d	(161.587)	(280.877)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	8.d	(6.358)	(25.406)
Dividendos pagados	8.d	(97.108)	(103.540)
Intereses pagados	8.d	(93.603)	(108.741)
Otras entradas (salidas) de efectivo	8.d	(13.382)	(26.823)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(24.236)	(363.917)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(266.704)	(1.049.808)
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		8.350	58.528
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(258.354)	(991.280)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	8	1.472.763	2.689.456
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	8	1.214.409	1.698.176

ENEL AMÉRICAS S.A. Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

1.	ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO	11
2.	BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS	12
2.1	Principios contables	12
2.2	Nuevos pronunciamientos contables	12
2.3	Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas	19
2.4	Sociedades filiales	20
2.4.1	Variaciones del perímetro de consolidación	20
2.4.2	Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50%	20
2.5	Entidades asociadas	21
2.6	Acuerdos conjuntos	21
2.7	Principios de consolidación y combinaciones de negocio	21
3.	CAMBIO DE MONEDA FUNCIONAL Y MONEDA DE PRESENTACION	23
4.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS	24
a)	Propiedades, planta y equipo	24
b)	Plusvalía	26
c)	Activos intangibles distintos de la plusvalía	26
c.1)	Concesiones	26
c.2)	Gastos de investigación y desarrollo	27
c.3)	Otros activos intangibles	27
d)	Deterioro del valor de los activos no financieros	27
e)	Arrendamientos	29
f)	Instrumentos financieros	29
f.1)	Activos financieros no derivados	29
f.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	30
f.3)	Deterioro de valor de los activos financieros	30
f.4)	Pasivos financieros excepto derivados	30
f.5)	Derivados y operaciones de cobertura	31
f.6)	Baja de activos y pasivos financieros	32
f.7)	Compensación de activos y pasivos financieros	32
f.8)	Contratos de garantías financieras	32
g)	Medición del valor razonable	32
h)	Inversiones contabilizadas por el método de participación	33
i)	Inventarios	34
j)	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	34
k)	Acciones propias en cartera	35
l)	Provisiones	35
l.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares	35
m)	Conversión de saldos en moneda extranjera	36
n)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	36
o)	Impuesto a las ganancias	36
p)	Reconocimiento de ingresos y gastos	37
q)	Ganancia (pérdida) por acción	38
r)	Dividendos	38
s)	Gastos de emisión y colocación de acciones	39
t)	Estado de flujos de efectivo	39
u)	Moneda funcional	39
5.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO	40
a)	Marco regulatorio:	40

b) Revisiones tarifarias:.....	55
6. ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA O MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y OPERACIONES DISCONTINUADAS	61
7. COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y ADQUISICIONES	64
8. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.....	66
9. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	68
10. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	699
11. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS	71
11.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	71
a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	71
b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	72
c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:	73
11.2 Directorio y personal clave de la gerencia	74
11.3 Retribución del personal clave de la gerencia.....	76
a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia	76
b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.	76
11.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	76
12. INVENTARIOS	77
13. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS	77
14. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN	78
14.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	78
15. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA	80
16. PLUSVALÍA	82
17. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	83
18. IMPUESTO A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS	87
a) Impuesto a las ganancias	87
b) Impuestos diferidos.....	88
19. OTROS PASIVOS FINANCIEROS	90
a. Préstamos que devengan intereses.....	90
b. Obligaciones con el Público No Garantizadas	93
c. Obligaciones con el Público Garantizadas.....	93
d. Deuda de cobertura.	97
e. Otros aspectos.....	97
20. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS	98
20.1 Riesgo de tasa de interés	98
20.2 Riesgo de tipo de cambio.....	98
20.3 Riesgo de “commodities”	99
20.4 Riesgo de liquidez.....	99
20.5 Riesgo de crédito.....	99
20.6 Medición del riesgo	100
21. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	101
21.1 Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.	101
21.2 Instrumentos derivados.....	102
21.3 Jerarquías del valor razonable.....	103
22. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES	105
23. PROVISIONES.....	106
24. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO	107
24.1 Aspectos generales:	107
24.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:	108
25. PATRIMONIO.....	112
25.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	112
25.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión	115
25.3 Gestión del capital	115

25.4	Restricciones a la disposición de fondos de las filiales (Nota de Patrimonio)	115
25.5	Otras Reservas	116
25.6	Participaciones no controladoras	117
26	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS	118
27	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	119
28	GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS	119
29	GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO	119
30	OTROS GASTOS POR NATURALEZA	120
31	OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS)	120
32	RESULTADO FINANCIERO	121
33	INFORMACIÓN POR SEGMENTO	123
33.1	Criterios de segmentación	123
33.2	Generación y Transmisión, Distribución y otros	125
33.3	Países	128
33.4	Generación y Transmisión, y Distribución por países	131
34	GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS	137
34.1	Garantías directas	137
34.2	Garantías Indirectas	137
34.3	Litigios y arbitrajes	138
34.4	Restricciones financieras	157
34.5	Otras informaciones	161
35	DOTACIÓN	172
36	SANCIONES	173
37	MEDIO AMBIENTE	178
38	INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES	180
39	HECHOS POSTERIORES	181
	ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL AMÉRICAS	183
	ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN	184
	ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS	185
	ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA	186
	ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA	194
	ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012	198
	ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES	201
	ANEXO N°6.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE	205
	ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES	206

ENEL AMÉRICAS S.A. Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTE AL PERÍODO TERMINADO AL 31 DE MARZO 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 sociedades filiales, 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 filial 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 11.345 trabajadores al 31 de marzo de 2018. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el primer trimestre de 2018 fue de 11.354 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica ver Nota 35.

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 filiales 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 intermedios de Enel Américas al 31 de marzo de 2018, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 3 de mayo de 2018, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

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

Estos estados financieros consolidados intermedios se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo a NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable, y de aquellos activos no corrientes y grupos en desapropiación disponibles para la venta, que se registran al menor entre el valor contable y el valor razonable menos costos de venta (ver Notas 4.g y 4.j).

Los presentes estados financieros consolidados intermedios han sido preparados a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad y sus filiales. Cada entidad prepara sus estados financieros siguiendo los principios y criterios contables en vigor en cada país, por lo que en el proceso de consolidación se han introducido los ajustes y reclasificaciones necesarios para homogeneizar entre sí tales principios y criterios para adecuarlos a las NIIF.

Estos estados financieros consolidados intermedios se presentan en miles de dólares estadounidenses.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

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

Normas, Mejoras y Enmiendas	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
NIIF 9: Instrumentos Financieros <i>La NIIF 9 reúne los resultados de las tres fases del proyecto del IASB sobre instrumentos financieros: (I) clasificación y medición, (II) deterioro y (III) contabilidad de cobertura.</i>	1 de enero de 2018
NIIF 15: Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes <i>Establece un modelo de cinco pasos para contabilizar los ingresos derivados de contratos con clientes y revelaciones más detalladas.</i>	1 de enero de 2018
CINIIF 22: Transacciones en moneda extranjera y contraprestaciones anticipadas <i>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.</i>	1 de enero de 2018

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

Las enmiendas y mejoras a la normativa, que han entrado en vigor a partir del 1 de enero de 2018, no han tenido efectos significativos en los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas y filiales.

A continuación, se detalla un resumen de la aplicación de las nuevas normas contables aplicables a contar de 2018:

- **NIIF 9 “Instrumentos Financieros”**

La NIIF 9 entró en vigor a contar del 1 de enero de 2018, en reemplazo de la NIC 39, y su aplicación no ha generado impactos significativos en los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas. El Grupo llevó cabo una evaluación detallada de los tres aspectos de la norma y de su impacto en los estados financieros consolidados intermedios del Grupo, el cual se resume como sigue:

(i) Clasificación y medición

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

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

Respecto a los *pasivos financieros*, la NIIF 9 conserva en gran medida el tratamiento contable previsto en la NIC 39, realizando modificaciones limitadas, bajo el cual la mayoría de estos pasivos se miden a costo amortizado,

permitiendo designar un pasivo financiero a valor razonable con cambios en resultados, si se cumplen ciertos requisitos.

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

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

(ii) Deterioro 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 eligió aplicar esta política para los activos financieros señalados.

Al 1 de enero de 2018, producto de la aplicación del nuevo modelo de deterioro de valor, el Grupo reconoció un abono en sus resultados acumulados, neto de impuestos, por MUS\$2.886

(iii) Contabilidad de cobertura

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

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

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

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

Al 1 de enero de 2018, la aplicación del nuevo modelo de contabilidad de coberturas no ha tenido impacto en los estados financieros consolidados del Grupo.

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

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

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

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

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

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

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

- **Venta y transporte de electricidad:** la principal fuente de ingresos ordinarios de Enel Américas está relacionada con la venta de una serie de bienes o servicios cuyo control se transfiere a lo largo del tiempo, dado que el cliente recibe y consume de manera simultánea los beneficios proporcionados por la compañía. De acuerdo a los criterios establecidos por NIIF 15, el Grupo continúa reconociendo estos ingresos a lo largo del tiempo en lugar de hacerlo en un determinado momento.
- **Contratos de construcción:** los ingresos por trabajos en progreso se reconocen a lo largo del tiempo en función de su grado de avance. La compañía concluyó que de acuerdo a NIIF 15, estos contratos cumplen los criterios para ser considerados obligaciones de desempeño que se satisfacen a lo largo del tiempo, ya que el cliente controla el activo a medida que se crea o mejora. Por lo tanto, la aplicación de la norma no modificó el calendario o la cantidad de ingresos reconocidos en virtud de estos acuerdos.
- **Venta de otros bienes y servicios:** principalmente venta de bienes y servicios complementarios al negocio eléctrico, cuyo control es transferido al cliente en un determinado momento. El ingreso es reconocido en el momento en que el control del bien o servicio es transferido al cliente, es decir cuando el cliente obtiene sustancialmente todos los beneficios del activo y la capacidad para dirigir su uso. La aplicación de la norma no modificó el calendario o la cantidad de ingresos reconocidos en virtud de estos acuerdos.

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

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

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

La CINIIF 22 ha sido aplicada por el Grupo a contar de 2018 y no ha generado impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

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

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

Nuevas Normas	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
NIIF 16: Arrendamientos	1 de enero de 2019
CINIIF 23: Incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias	1 de enero de 2019
Marco Conceptual (revisado)	1 de enero de 2020

- **NIIF 16 “Arrendamientos”**

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

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

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

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

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

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

adicional que el Grupo celebre en el futuro. Enel Américas espera revelar su método de transición e información cuantitativa antes de la fecha de adopción.

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

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

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

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

- **Marco Conceptual (revisado).**

El IASB emitió el Marco Conceptual (revisado) en marzo de 2018. Este incorpora algunos nuevos conceptos, provee definiciones actualizadas y criterios de reconocimiento para activos y pasivos y aclara algunos conceptos importantes.

Los cambios al Marco Conceptual pueden afectar la aplicación de NIIF cuando ninguna norma aplica a una transacción o evento particular. El Marco Conceptual revisado entra en vigencia para períodos que empiezan en o después de 1 de enero de 2020.

Mejoras y Enmiendas	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
<p>Enmienda a NIIF 9: Características de cancelación anticipada con compensación negativa</p> <p><i>Esta enmienda a la NIIF 9 permite a las compañías medir activos financieros, cancelados anticipadamente con compensación negativa, a costo amortizado o valor razonable con cambios en otro resultado integral si se cumple una condición específica; en lugar de hacerlo a valor razonable con cambios en resultados.</i></p>	<p>1 de enero de 2019</p>
<p>Enmienda a NIC 28: Participación a largo plazo en asociadas y negocios conjuntos</p> <p><i>El IASB emitió estas modificaciones para aclarar que las entidades deben contabilizar las participaciones a largo plazo en una asociada o negocio conjunto, a la que no se aplica el método de la participación, utilizando la NIIF 9.</i></p>	<p>1 de enero de 2019</p>
<p>Mejoras a las NIIF (Ciclo 2015-2017)</p> <p><i>Corresponde a una serie de enmiendas de alcance limitado que aclaran la redacción, corrigen o eliminan un descuido o conflicto menor entre las siguientes normas: NIIF 3 “Combinación de Negocios”, NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”, NIC 12 “Impuesto a las ganancias” y NIC 23 “Costos por préstamos”.</i></p>	<p>1 de enero de 2019</p>

Mejoras y Enmiendas	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
<p>Enmienda a NIIF 3: Intereses previamente mantenidos en una operación conjunta</p> <p><i>Esta enmienda aclara que, cuando una entidad obtiene el control de una entidad que es una operación conjunta, aplica los requerimientos para una combinación de negocios por etapas, incluyendo los intereses previamente mantenidos sobre los activos y pasivos de una operación conjunta presentada al valor razonable.</i></p>	1 de enero de 2019
<p>Enmienda a NIIF 11: Intereses previamente mantenidos en una operación conjunta</p> <p><i>Esta enmienda afecta a los acuerdos conjuntos sobre intereses previamente mantenidos en una operación conjunta. Una parte que participa, pero no tiene el control conjunto de una operación conjunta podría obtener control si la actividad de la operación conjunta constituye un negocio tal como lo define la NIIF 3. Además, esta enmienda aclara que los intereses previamente mantenidos en esa operación conjunta no se vuelven a medir al momento de la operación.</i></p>	1 de enero de 2019
<p>Enmienda a NIC 12: Consecuencias fiscales de pagos relacionados con instrumentos financieros clasificados como patrimonio.</p> <p><i>La enmienda a la NIC 12 aclara que el impuesto a las ganancias de los dividendos generados por instrumentos financieros clasificados como patrimonio están vinculados 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.</i></p>	1 de enero de 2019
<p>Enmienda a NIC 19: Modificación, reducción o liquidación de un plan</p> <p><i>Esta enmienda especifica que cuando una modificación, reducción o liquidación de un plan se produce durante el período de reporte anual, la entidad debe (i) determinar el costo actual de servicios por el resto del período posterior a la modificación, reducción o liquidación del plan, utilizando los supuestos actuariales usados para medir nuevamente el pasivo (activo) por beneficios definidos, neto, reflejando los beneficios ofrecidos bajo el plan y los activos del plan después de ese evento y (ii) determinar el interés neto por el resto del período después de la modificación, reducción o liquidación del plan utilizando: el pasivo (activo), neto por beneficios definidos que refleje los beneficios ofrecidos bajo el plan y los activos del plan después de ese evento; y la tasa de descuento utilizada para medir nuevamente el pasivo (activo) neto por beneficios definidos</i></p> <p><i>Esta enmienda a la NIC 19, aclara 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.</i></p>	1 de enero de 2019

Mejoras y Enmiendas	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
<p>Enmienda a NIC 23: Costos de préstamos elegibles para ser capitalizados</p> <p><i>Las enmiendas aclaran que una entidad trata como un préstamo general cualquier endeudamiento originalmente hecho para desarrollar un activo calificado cuando sustancialmente todas las actividades necesarias para culminar ese activo para su uso o venta están completas</i></p>	<p>1 de enero de 2019</p>
<p>Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos</p> <p><i>La enmienda corrige una inconsistencia existente entre la NIIF 10 “Estados financieros consolidados” y la NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos” respecto al tratamiento contable de la venta y aportaciones entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto.</i></p> <p><i>El IASB decidió aplazar la fecha de aplicación efectiva de esta enmienda de manera indefinida, en espera del resultado de su proyecto de investigación sobre el método de participación.</i></p>	<p>Por determinar</p>

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

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

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

En la preparación de los estados financieros consolidados se han utilizado determinados juicios y estimaciones realizados por la Gerencia 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.c.1).
- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro (ver Nota 4.d).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 4.g).
- La determinación de la moneda funcional determinada por el Grupo (Ver Notas 3 y 4.u)

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.d).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 4.l.1 y 24).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 4.a y 4.c).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 4.g y 21).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores.

- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver Anexo 6.2).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 4.I).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota 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.o).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.

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

2.4 Sociedades filiales

Se consideran entidades filiales 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 filial, ii) exposición, o derecho, a rendimientos variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos rendimientos.

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

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

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

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

2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación

Durante el primer trimestre de 2017, nuestra filial Enel Brasil S.A. perfeccionó la compra de un total de 99,88% del capital social de Celg Distribuição 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 04 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.c.1 y Nota 9).

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 Emgesa en Colombia, en concreto 48,41% y 48,48% respectivamente, estas compañías tienen la consideración de "sociedades filiales" 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.h.

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

2.6 Acuerdos conjuntos

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

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

- **Negocio conjunto:** acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos netos de la entidad. Los negocios conjuntos se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la nota 4.h.
- **Operación conjunta:** acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos relacionados con el acuerdo. Las operaciones conjuntas se consolidan integrando proporcionalmente los activos y pasivos afectos a dicha operación.

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

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

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

2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

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

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

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

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NIIF. Si el valor razonable de la contraprestación transferida más el valor razonable de cualquier participación no controladora excede el valor razonable de los activos netos adquiridos de la filial, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra a bajo precio, la ganancia

resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir el valor razonable de estos montos.

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

Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, el Grupo informará los valores provisionales que ha considerado en el registro contable de la combinación de negocios. Durante el período de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos, como si la contabilización de la combinación de negocios hubiera sido completada en la fecha de adquisición, y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento. La información comparativa presentada en los estados financieros de 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 filiales se presenta, respectivamente, en los rubros “Patrimonio Total: Participaciones no controladoras” del estado de situación financiera consolidado y “Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras” y “Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras” en el estado de resultados integrales consolidado.
3. La conversión de los estados financieros de las sociedades del Grupo con moneda funcional distinta del dólar estadounidense 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 25.2).
4. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
5. Los cambios en la participación en las sociedades filiales que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.
6. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método “pooling 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 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.

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 17.b.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 17.b.2).
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 23).

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

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

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

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

Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las 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	70 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
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A (Generación)	Brasil	2001	30 años	14 años
Enel CIEN S.A. (CIEN - Línea 1)	Brasil	2000	20 años	2 años
Enel CIEN S.A. (CIEN - Línea 2)	Brasil	2002	20 años	4 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 filial 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) Plusvalía

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

La plusvalía surgida en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta 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.d).

c) Activos intangibles distintos de la plusvalía

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

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 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 d) de esta Nota.

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

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

c.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 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.

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.I).

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 filiales 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	9 años
Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce) (Distribución) (*)	Brasil	1997	30 años	10 años
CELG Distribuição S.A. (Distribución) (*)	Brasil	2015	30 años	28 años
EGP Proyectos I (Volta Grande) (**)	Brasil	2017	30 años	30 años

(*) Se ha reconocido un activo intangible y un activo financiero disponible para la venta, dado que una parte de los derechos adquiridos por estas filiales son incondicionales (ver Notas 4.f.1 y Nota 9).

(**) Considerando que todos los derechos adquiridos por esta filial son incondicionales, se ha reconocido únicamente un activo financiero disponible para la venta por esta concesión (ver Nota 2.4.1, Nota 4.f.1 y Nota 9).

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.

c.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.

c.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.

d) 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 2017, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones fueron las que a continuación se detallan:

País	Moneda	Tasas de crecimiento (g)
		31-12-2017
Argentina	Peso argentino	11%
Brasil	Real	4,2%
Perú	Sol	2,5%
Colombia	Peso colombiano	3,4%

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 2017, fueron las siguientes:

País	Moneda	31-12-2017	
		Mínimo	Máximo
Argentina	Peso argentino	25,5%	39,6%
Brasil	Real	9,7%	23,7%
Perú	Sol	8,0%	11,5%
Colombia	Peso colombiano	7,8%	8,7%

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

Las pérdidas por deterioro reconocidas en períodos anteriores para un activo, distinto de la plusvalía, son reversadas sí, y 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.

e) 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.

f) Instrumentos financieros

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

f.1) Activos financieros no derivados

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.h y 14) y los activos no corrientes mantenidos para la venta (Ver Nota 4.j), en tres categorías:

(i) Costo amortizado:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

f.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

f.3) Deterioro de valor de los activos financieros

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

Las provisiones por deterioro se miden en base a:

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

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

f.4) Pasivos financieros excepto derivados

Los pasivos financieros se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costos incurridos en la transacción. En períodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva (ver Nota 4.f.1).

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

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 21, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, "deuda fija") y deuda a tasa de interés variable (en adelante, "deuda

variable”). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada período en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

f.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.

Cuando un instrumento de cobertura expira o se vende, o cuando deja de cumplir con los criterios para ser reconocido a través del tratamiento contable de coberturas, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción proyectada afecte al estado de resultados. Cuando se espere que ya no se produzca una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados.

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.

f.6) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

- Los derechos a recibir flujos de efectivo relacionados con los activos han vencido o se han transferido o, aun reteniéndolos, se han asumido obligaciones contractuales que determinan el pago de dichos flujos a uno o más receptores.
- La sociedad ha traspasado sustancialmente los riesgos y beneficios derivados de su titularidad o, si no los ha cedido ni retenido de manera sustancial, cuando no retenga el control de activo.

Las transacciones en las que el Grupo retiene de manera sustancial todos los riesgos y beneficios, que son inherentes a la propiedad de un activo financiero cedido, se registran como un pasivo de la contraprestación recibida. Los gastos de la transacción se registran en resultados siguiendo el método de la tasa de interés efectiva (ver 4.f.1).

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

f.7) Compensación de activos y pasivos financieros

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

- existe un derecho, exigible legalmente, de compensar los montos reconocidos; y
- existe la intención de liquidar sobre una base neta, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

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

f.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.I; 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.p).

g) Medición del valor razonable

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Los activos y pasivos registrados a valor razonable se presentan en Nota 21.3.

h) 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”.

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

i) Inventarios

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

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

j) 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 filial adquirida exclusivamente con la finalidad de revenderla.

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

k) Acciones propias en cartera

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

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

l) Provisiones

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

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

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

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

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

Algunas de las empresas del Grupo tienen contraídos compromisos por pensiones y otros similares con sus trabajadores. Dichos compromisos, 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.

m) Conversión de saldos en moneda extranjera

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

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

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

n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera 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 a largo plazo.

o) Impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio, se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades 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 filiales, asociadas y acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen sólo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias reviertan en un futuro previsible y que se disponga de ganancias tributarias contra las cuales puedan utilizarse las diferencias temporarias.

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

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

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

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

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

p) Reconocimiento de ingresos y gastos

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

q) Ganancia (pérdida) por acción

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

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

r) Dividendos

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

Considerando que lograr un acuerdo unánime, 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.

s) 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”.

t) 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.

u) 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 "LTS") 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 serían 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).

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 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.

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 sobrecosto 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 descargos 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.

Cuenta de Desarrollo Energético (CDE)

Creada por la Ley 10.438 en el año 2002, la CDE es un fondo del gobierno que tiene como finalidad proporcionar el desarrollo de energía de fuentes alternativas, promueve la globalización del servicio de la energía y subsidia a los clientes residenciales de bajos ingresos. El recaudo hacia dicho fondo se hace a través de un cargo en la tarifa de los consumidores y generadores.

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 recalcular 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 permisionaria 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.

Resolución 771

La Audiencia Pública n° 81/2016 resultó en el primoramiento 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 = $1/3$ x costo de Baja Tensión
 - Media Tensión = $2/3$ x 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:
 1. Comercializados por las explotaciones; y
 2. 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:

- Sean proyectos originados como resultado de la subasta de compra de energía del 1 de enero de 2016; o
- 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 reemplazará 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 reemplazo 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 Trasmisión 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 Trasmisión 138 KV IMBARIE/ARIANOPOLIS RJ	15	LD	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas
Línea de Trasmisión 138 KV IRIRI/ROCHA LEAO RJ	12	LD	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas
Línea de Trasmisión 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. En ese momento, estas líneas de transmisión y subestaciones serán contabilizadas como parte de las propiedades plantas y equipos de la compañía distribuidora, y serán consideradas para el propósito del cálculo de las tarifas. Se realizará el pago de una indemnización a las compañías distribuidoras 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.

Reajuste Tarifario para Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce)

El 20 de abril de 2017, ANEEL homologó el reajuste tarifario de Enel Distribución Ceará por medio de la Resolución N° 2.223. El reajuste tarifario anual de Enel Distribución Ceará conduce a un efecto medio en las tarifas a percibir por los consumidores del 0,15%, siendo del 1,44%, en promedio, para los consumidores conectados en la Alta Tensión y del -0,39% para los consumidores conectados en la Baja Tensión.

El valor de los costos de Transmisión tuvo un gran impacto en ese reajuste (variación del 140,28% en comparación con los valores referentes al proceso tarifario anterior), correspondiendo a un efecto medio del 3,23%. Porque se incluyó una estimación de aumento de estos costos a partir de julio de 2017.

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 Río, de Enel Distribución Ceará y de CELG 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 Río, los valores de devolución en 12 meses que ya estaban incluidos en la tarifa.

Reajuste CIEN

La resolución n° 2258 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 CIEN son: Garabi I (RAP: R\$167.874.943,85 y PA ajustado: R\$-9.581.554,75) y Garabi II (RAP: R\$174.388.271,81 y PA ajustado: -R\$9.953.306,53).

Cambio de la fecha de revisión de Celg 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 CELG 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 Celg

El 17 de octubre de 2017, ANEEL homologó el reajuste tarifario da CELG por medio de la Resolución N° 2.317. El reajuste tarifario anual de Celg 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 Publica 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 Publica 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%
CELG	78,37%
Enel Rio	59,50%

Reajuste Enel 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 nº 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%.

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 25.844) 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 1.002) 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 1.221) y su Reglamento (DS 018-2016-EM).
- Decreto Legislativo que modifica diversas normas del marco normativo eléctrico del Perú (DL 1.041) y su Reglamento (DS 001-2010-EM).
- Decreto de Urgencia que asegura la continuidad en la prestación del servicio eléctrico (DU 049-2008), su vigencia culminó el 1 de octubre de 2017.
- Ley que Afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País (Ley 29.970) y su Reglamento (DS 038-2013-EM),
- Ley Antimonopolio y Oligopolio del Sector Eléctrico (Ley 26.876) y su Reglamento (DS 017-98-ITINCI)
- Ley de Creación del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería “OSINERGMIN” (Ley 26.734) 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).

La Ley 25.844, 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 Interconectado Nacional (SINAC), además de algunos sistemas eléctricos aislados. La Compañía desarrolla sus operaciones dentro del segmento de generación de energía eléctrica y es integrante al SINAC.

De acuerdo con la Ley, la operación de las empresas de generación se sujetará a las disposiciones del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES-SINAC, 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-SINAC 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 28.832 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-SINAC, 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 son: 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 1.002, crea un régimen promocional para fuentes de energía renovables no convencionales "RER" mediante subastas para tecnologías específicas, además crea un mecanismo de ingresos garantizados pagado por la demanda mediante un cargo tarifario en el peaje de conexión. Tiene como objetivo incorporar hasta el 5% de la producción de energía eléctrica mediante recursos de energía renovable.

El Decreto Legislativo 1.221, 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 concesionaria 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.

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 1.041, donde se modifican 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 29.970 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.

Mediante Ley N° 30640 se modifica el Artículo 75 de la Ley 29338 "Ley de Recursos Hídricos", con el objeto de regular la conservación y protección de las cabeceras de cuenca, incorporando el establecimiento de los criterios técnicos para la identificación y delimitación de las cabeceras de cuenca, a fin de evaluar la implementación de medidas especiales para su protección y conservación según su vulnerabilidad.

Mediante Decreto Supremo N°019-2017-EM se modifica el artículo 5 del Decreto Supremo N°016-2000-EM. Para las generadoras que utilicen gas natural como combustible, la información será presentada dos veces al año. La primera se realiza en la primera quincena de noviembre, vigente en el periodo 1 de diciembre hasta el 31 de mayo (del siguiente año) y la segunda se realiza en la primera quincena de mayo, estando vigente en el periodo 1 de junio hasta el 30 de noviembre (del mismo año). Al respecto, mediante Decreto Supremo N°039-2017-EM, se suspende el proceso de declaración del precio único de gas natural de las centrales termoeléctricas hasta el 31 de diciembre de 2017, referido en el numeral 5.2 del artículo 5 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM.

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, con el fin de implementar el aplicativo desarrollado por el COES para el cálculo de los costos marginales de corto plazo.

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, donde precisa los aspectos de la participación, garantía, incumplimiento, baja o exclusión de los participantes en el MME.

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 (FNCER) 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 (“FNCER”) 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. De igual manera, 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.

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 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.

El 12 de febrero de 2016, se llevó a cabo la Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables (RER) al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), 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 deberá ser hasta el 2020. Las tarifas 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 Biomasa; 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 el 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.

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 están sujetas a autorización del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual ("INDECOPI"), 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 recalcular 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 servidumbres 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.

A la fecha de reporte de estos estados financieros, se encuentra pendiente de emisión por parte del ENRE la resolución reglamentaria asociada al seguimiento y control de inversiones.

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 período 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.

En febrero de 2015, la CREG expidió el proyecto de Resolución N° 179 de 2014, en el cual se propuso para comentarios la metodología de remuneración de la actividad de distribución. La metodología se basa en un esquema de Ingreso Regulado determinado por una Base Regulada de Activos ("BRA") Neta y una tasa de retorno (Por definir en resolución separada). Además, se incluye un ingreso anual por incentivos a la eficiencia en inversiones y gastos y mejora en la calidad.

Complementariamente, 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 marzo y noviembre de 2016, la CREG propuso dos proyectos de metodología de remuneración a través de la Resolución N° 24/2016 y Resolución N° 176/2016, en la cual se mantiene la propuesta de aplicar el valor depreciado de los activos, se establece un factor de capital remanente en función a fechas de entrada de operación e inventarios históricos y principalmente plantea un factor de mensualización de los ingresos.

- En marzo de 2017, la Comisión de Regulación publicó una nueva propuesta para comentarios en la Resolución N° 019 de 2017 de remuneración de distribución. La nueva propuesta presenta algunos cambios en la metodología, en términos de remuneración de Baja Tensión, Unidades Constructivas, mayores incentivos y mejores referentes en Calidad del Servicio. Para empresas con altas pérdidas propone una considerable mejora en la remuneración. Se espera que el regulador publique la Resolución definitiva durante el 2018.
- Con respecto a la fórmula tarifaria, en febrero de 2016, la CREG expidió el proyecto de Resolución N° 240B de 2015, en el cual se propone la nueva fórmula tarifaria. La metodología plantea una fórmula tarifaria con

resolución horaria, la incorporación de los contratos bilaterales y los contratos de futuros, se definen reglas para el caso de usuarios no regulados sean atendidos por el comercializador incumbente y se introduce un nuevo componente, AJ, como un factor de mitigación de variaciones extraordinarias del Costo Unitario de Prestación del Servicio. Se espera que el regulador publique una nueva Resolución en consulta y la Resolución definitiva durante el año 2018.

Perú

6. En Perú, se realiza un proceso para la determinación del Valor Agregado de Distribución ("VAD") cada 4 años, utilizando la metodología de empresa modelo. En octubre de 2013, el OSINERGMIN publicó la Resolución N° 203/2013 estableciendo las tarifas de distribución de Enel Distribución Perú S.A para el período noviembre 2013 a octubre 2017, las mismas que mediante Resolución Ministerial N° 530-2016-MEM/DM, han sido prorrogadas hasta el 31 de octubre de 2018.

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 filiales 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 25.1.1.

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.j.

(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)
Remediación de activos disponibles para la venta	(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	395
Ganancia (pérdida) antes de impuestos, operaciones discontinuadas	198.014
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones discontinuadas	(27.749)
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS	170.265
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 33 "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 31 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 nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta	-
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	53.279
TOTAL RESULTADO INTEGRAL OPERACIONES DISCONTINUADAS	165.760

(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	11.141
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	37.259
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	203.140
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	240.399

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., obtuvo las autorizaciones pertinentes por parte de la autoridad antitrust, el Conselho Administrativo de Defesa Econômica ("CADE") y del regulador sectorial, la Agência antimonopólica de Energía Eléctrica (ANEEL) y, en consecuencia se ha procedido a la firma del respectivo contrato de compraventa por el 99,88% del capital social de Enel Distribución Goiás, por un monto total de R\$2.269 millones (aproximadamente US\$720 millones). 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 provisional MR\$	Valor razonable provisional (*) MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	29.643	9.538
Otros activos no financieros corriente	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

(*) La consideración de compra ha sido asignada de manera provisional basado en las estimaciones de la administración. La Sociedad está en proceso de realizar la determinación final del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos. La finalización de la asignación del precio de compra podría generar ciertos ajustes a los montos asignados presentados en la tabla anterior.

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 provisional plusvalía comprada	-	-

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

Efectivo y equivalentes al efectivo para obtener el control de Enel Distribución Goias	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)

8. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

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

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Efectivo en caja	2.410	8.410
Saldos en bancos	415.964	655.226
Depósitos a corto plazo	602.753	629.716
Otros instrumentos de renta fija	193.282	179.411
Total	1.214.409	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	
	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Pesos Chilenos	550	475
Pesos Argentinos	203.512	219.761
Pesos Colombianos	187.106	322.022
Real Brasileño	421.629	470.360
Nuevo Sol Peruano	128.653	145.950
Dólares Estadounidenses	271.169	306.590
Euros	1.790	7.605
Total	1.214.409	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	
	31-03-2018 MUS\$	31-03-2017 MUS\$
Pagos por otros impuestos (VAT, ICMS, PIS/COFINS, Impuestos a las ventas, Impuestos aduaneros, impuestos transferencias bancarias) (1)	(526.822)	(498.967)
Pagos por recaudación realizadas por contrato Codensa Hogar (2)	(176.293)	(165.595)
Pagos por la cuenta de desarrollo energético (CDE) (3)	(183.329)	(136.314)
Otros pagos varios de actividades de operación (4)	(164.644)	(146.882)
Total otros pagos por actividades de operación	(1.051.088)	(947.758)

- (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\$382.321 y MUS\$347.720 por los periodos terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017, 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\$86.157 y MUS\$96.370 por los periodos terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017, respectivamente.
- Pagos por impuestos a las ventas en Perú por MUS\$23.164 y MUS\$29.031 por los periodos terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017, 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 financiamiento del Grupo al 31 de marzo de 2018, incluyendo aquellos cambios que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo. Los pasivos que se originan por actividades de financiamiento 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 1/1/2018 (1)	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo							Saldo al 31/03/2018 (1)
		Provenientes	Utilizados	Intereses Pagados	Total	Adquisición de filiales	Ventas de filiales	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Costos financieros (2)	Nuevos arrendamientos financieros	Otros cambios	
Préstamos bancarios (Nota 19.1)	1.501.723	271.177	(140.518)	(22.512)	108.147	-	-	(2.403)	11.062	29.897	-	(595)	1.647.831
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 19.1)	3.178.008	76.625	(10.002)	(65.144)	1.479	-	-	-	120.711	54.997	-	-	3.355.195
Arrendamiento financiero (Nota 19.1)	104.492	-	(6.357)	(120)	(6.477)	-	-	-	298	1.365	7.354	(1.282)	105.750
Otros préstamos (Nota 19.1)	219.735	-	(11.068)	(5.541)	(16.609)	-	-	-	3.251	6.246	-	-	213.094
Instrumentos derivados de cobertura (Nota 21)	3.284	-	(12.336)	-	(12.336)	-	-	-	3.878	(3.274)	8.902	(4.196)	(3.742)
Instrumentos derivados de no cobertura (Nota 21)	3.162	-	(106)	-	(106)	-	-	-	4.862	(91)	(147)	-	12.044
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 11.1 b)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38	-	-	(38)
Otras Cuentas por pagar	112.086	-	(940)	(286)	(1.226)	-	-	-	-	-	-	(110.860)	-
Total	5.122.490	347.802	(181.327)	(93.603)	72.872	-	-	6.337	131.957	101.298	7.354	(112.136)	5.330.172

(1) Saldo correspondiente a la porción corriente y no corriente.

(2) Corresponde al devengamiento de intereses.

(3) El monto de Pagos de préstamos del ejercicio 2018 por MUS\$161.587, corresponde al Flujo de Financiamiento Utilizado en Préstamos bancarios, Obligaciones con el público no garantizadas, Otros préstamos y Otras cuentas por pagar de esta conciliación.

9. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

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

Otros activos financieros (*)	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Activos financieros medidos a costo amortizado	121.139	43.737	28	27
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados CINIIF 12 (1)	-	-	1.359.861	1.312.871
Activos financieros medidos a costo amortizado CINIIF 12 (1)	14.350	14.286	412.556	413.435
Instrumentos Derivados Cobertura	5.154	2.168	19.712	19.932
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	52.973	49.757	1.157	1.104
Instrumentos Derivados No Cobertura	451	404	2.509	4.898
Total	194.067	110.352	1.795.823	1.752.267

(*) Ver nota 19.1.a.

- (1) Con fecha 11 de septiembre de 2012, el Gobierno de Brasil emitió la Ley provisional N° 579. Esta Ley provisional, que pasó a ser definitiva el 13 de enero de 2013, afecta directamente a las compañías concesionarias de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, incluyendo entre otras a Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Goiás S.A. (cuyos saldos al 31 de marzo de 2018 son MUS\$894.423, MUS\$433.048 y MUS\$32.390, respectivamente). Esta nueva legislación 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.
- (2) Los montos incluidos en activos financieros medidos a costo amortizado y activos financieros a valor razonable con cambios en resultado, corresponden principalmente a depósitos a plazo y otras inversiones de alta liquidez, que son fácilmente convertibles en efectivo y están sujetas a un bajo riesgo de alteraciones en su valor, pero no cumplen estrictamente con la definición de equivalentes de efectivo tal como se define en la nota 3.f.2 (por ejemplo, con vencimiento superior a 90 días desde el momento de la inversión).

10. 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 marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es la siguiente:

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	Corrientes		No Corrientes	
	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	3.416.228	3.020.667	679.593	712.717
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	2.630.904	2.342.813	109.685	96.367
Otras cuentas por cobrar, bruto (1)	785.324	677.854	569.908	616.350

Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	Corrientes		No Corrientes	
	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	2.783.426	2.465.905	674.902	712.717
Cuentas comerciales por cobrar, neto	1.999.389	1.791.262	105.069	96.367
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	784.037	674.643	569.833	616.350

(1) Incluye principalmente al 31 de marzo de 2018, cuentas por cobrar al personal por MUS\$22.543 (MUS\$22.330 al 31 de diciembre de 2017); impuestos por recuperar (IVA) por MUS\$104.687 (MUS\$70.945 al 31 de diciembre de 2017); cuentas por cobrar de nuestras filiales 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\$462.401 (MUS\$365.086 al 31 de diciembre de 2017), las cuales se encuentran garantizadas por el estado brasileño; cuentas por cobrar por MUS\$232.551 (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 filiales Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A. ese descuento a título de subsidio estatal; cuentas por cobrar relacionadas con proyecto VOSA en Argentina por MUS\$366.837 (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 periodos terminados al 31 de marzo de 2018 y 2017.

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

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

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas (*)	Saldo al	
	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Con antigüedad menor de tres meses	453.784	410.907
Con antigüedad entre tres y seis meses	83.786	93.335
Con antigüedad entre seis y doce meses	94.056	48.104
Con antigüedad mayor a doce meses	88.434	52.305
Total	720.060	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 IFRS 9	(4.047)
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	22.672
Montos castigados	1.427
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(2.056)
Otros movimientos	64.735
Saldo al 31 de marzo de 2018	637.493

(*) Ver Nota 29. Pérdidas por deterioro de activos financieros.

El aumento de las provisiones por deterioro de cuentas comerciales de Enel Américas ascendió a MUS\$22.672 y MUS\$30.590 durante los periodos terminados al 31 de marzo de 2018 y 2017, respectivamente (Ver Nota 29).

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, 12 meses en Colombia y Perú y 24 meses en Chile. Con todo, el riesgo de incobrabilidad, y por lo tanto el castigo de nuestros clientes, es limitado. (Ver notas 3.f.3 y 20.5).

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 6.
- Información complementaria de Cuentas Comerciales. Ver Anexo 6.1.

11. 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..

11.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 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	
							31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Extranjero	Endesa España	España	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Más de 90 días	18	-	-	-
Extranjero	Endesa España	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Más de 90 días	-	18	-	-
Extranjero	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1	1	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	29	35	-	-
Extranjero	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	74	75	-	-
Extranjero	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	40	41	231	255
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	32	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	1.280	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	8	-	-	-
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	2	-	-	-
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	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	-	22	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.521	4	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	9	1.489	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	21	16	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	97	94	-	-
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	120	-	-
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	135	-	-	-
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	980	918	-	-
Extranjero	Yacylec S.A.	Argentina	Matriz común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	1	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cristal Eólica	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	2	1	-	-
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Ventas de energía	Menos de 90 días	115	217	333	357
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Ventas de energía	Menos de 90 días	186	223	241	-
Extranjero	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	1	-	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz común	Real	Ventas de energía	Menos de 90 días	143	247	516	549
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	2	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz común	Real	Ventas de energía	Menos de 90 días	162	231	346	368
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	1	-	-
Extranjero	Enel Green Power Primavera Eólica	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power SAO Judas Eólica	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	1	-	-
Extranjero	Enel Green Power Tacaçó Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Ventas de energía	Menos de 90 días	50	151	161	171
Extranjero	Enel Green Power Tacaçó Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	-	1	-	-
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz común	Real	Ventas de energía	Menos de 90 días	132	221	404	430
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	1	-	-
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Ventas de energía	Menos de 90 días	134	265	428	456
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	-	1	-	-
Extranjero	Enel Green Power Dois Rios Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	48	115	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ituverava Sur Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	2	4	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ituverava Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	2	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ituverava Norte Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	1	-	-
Extranjera	Energia Nueva Energia Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	46	17	-	-
Extranjera	Energia Nueva Energia Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	38	-	-	-
Extranjera	Energia Nueva Energia Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	29	-	-
Extranjero	Energia Nueva Energia Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	-	37	-	-
Extranjero	Enel Green Power Colombia	Colombia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	237	-	-
Extranjero	Enel Green Power Participações Ltda	Brasil	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	1	259	-	-
Extranjera	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	35	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	74	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Maniçoba	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	2	2	-	-
Extranjera	Enel Green Power Esperança	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	2	2	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	12	12	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	43	31	-	-
Extranjera	Enel Energia	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	89	87	-	-
Extranjera	Enel Green Power Fazenda S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	-	-	-	259
Extranjera	Enel Green Power Cristalândia I Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	-	1	-	-
Extranjera	Enel Green Power Cristalândia II Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	-	1	-	-
Extranjera	Enel Green Power Delfina A Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	4	1	-	-
Extranjera	Enel Green Power Delfina A Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	390	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Delfina E Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	1	-	-
Extranjera	Enel Green Power Horizonte MP Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	4	1	-	-
Extranjera	Enel Green Power Nova Olinda Sul Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	2	1	-	-
Extranjera	Enel Green Power Argentina	Argentina	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	577	594	-	-
Extranjera	Enel Green Power North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	7	6	-	-
78.932.860-9	Gas Atacama Chile	Chile	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	126	126	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia SAS	Colombia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	514	106	-	-
Extranjera	Enel Iberia Srl	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	34	-	-	-
Extranjera	Energética Monzon Sac	Peru	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	66	-	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables Sac	Peru	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	47	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Peru (usd)	Peru	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	332	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Cristalândia I Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Cristalândia II Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	-	89	-	-
Extranjera	Enel Green Power Cristalândia III Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	2	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Cristalândia II Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	122	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Delfina B Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Boa Vista Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Boa Vista Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	686	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Morro Do Chapéu I Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	2	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Morro Do Chapéu I Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	299	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Morro Do Chapéu II Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	2	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Morro Do Chapéu II Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	360	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Sao Abraao Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Sao Abraao Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	684	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Nova Lapa Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Nova Olinda B Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	2	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Nova Olinda C Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Nova Olinda Norte Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	-	-	-
Extranjera	Enel Iberia SRL	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.269	-	-	-
							9.913	7.403	2.660	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	
							31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Extranjero	Enel Latinoamérica S.A.	España	Matriz común	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	54	57	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	81	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	237	-	-
Extranjero	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	128	258	-	-
78.932.860-9	Gas Alacama Chile	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	152	81	-	-
Extranjero	Endesa Generación	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	195	-	-	-
Extranjero	Endesa Generación	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	170	-	-
Extranjero	Enel Distribución	Italia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	502	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.769	1.731	-	-
Extranjero	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	Euros	Compra de materiales	Menos de 90 días	-	897	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	6.820	-	-	-
Extranjero	Enel Produzione	Italia	Matriz común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	136	-	-
Extranjero	Enel Produzione	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.327	7.865	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	16	-	-	-
Extranjero	Endesa España	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.380	1.302	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	130	261	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	63	60	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	185	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	16	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	2.290	1.809	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	3.199	270	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	3.198	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	4.181	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	2.961	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	631	2.386	-	-
Extranjero	Yacylec S.A.	Argentina	Matriz común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	88	60	-	-
Extranjero	Enel Trade S.p.a.	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	2.183	1.857	-	-
Extranjero	Enel S.p.a.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	49.827	41.175	-	-
Extranjero	Enel S.p.a.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	6.658	5.546	-	-
Extranjero	Enel S.p.a.	Italia	Matriz	US\$	Dividendos	Menos de 90 días	80.358	110.188	-	-
Extranjera	Enel S.p.a.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	122	-	-	-
Extranjero	Enel S.p.a.	Italia	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	357	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.a.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	232	-	-
Extranjera	Enel S.p.a.	Italia	Matriz	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	-	57	-	-
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	1.051	791	-	-
Extranjero	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	811	526	-	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	835	557	-	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	191	405	-	-
Extranjero	Enel Green Power Dois Riachos SA	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	698	874	-	-
Extranjero	Enel Green Power Tacaicó	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	677	379	-	-
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólico	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	775	451	-	-
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	726	601	-	-
Extranjero	Enel Green Power Parapanapema	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	115	113	-	-
Extranjero	Enel Green Power Salto Agiacas	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.024	520	-	-
Extranjero	Enel Green Power Fazenda S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.323	353	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cabeça de Boi	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	837	444	-	-
Extranjero	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	6.698	586	-	-
Extranjero	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	19.396	24.302	-	-
Extranjero	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	-	274	-	-
Extranjero	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda.	Brasil	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	481	482	-	-
Extranjero	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	166	121	-	-
76.250.019-1	Enel Green Power Chile Ltda.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	63	-	-
Extranjera	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	88	58	-	-
Extranjera	Enel Green Power SPA	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	269	80	-	-
Extranjera	Qualitara Energia S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	167	267	-	-
Extranjera	Enel Green Power Delina B Eolica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.197	809	-	-
Extranjera	Enel Green Power Delina C Eolica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	90	304	-	-
Extranjera	Enel Green Power Delina D Eolica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	360	1.565	-	-
Extranjera	Enel Green Power Delina E Eolica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	365	1.565	-	-
Extranjera	Enel Green Power Cristalândia I EolicaS.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	-	1.565	-	-
Extranjera	Enel Green Power Cristalândia II EolicaS.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	-	3.118	-	-
Extranjera	Socibe Energia S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	-	746	-	-
Extranjera	Enel Green Power Mourao S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	-	19	-	-
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	102	-	-	-
Extranjera	Enel Iberia SRL	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	306	-	-	-
Extranjera	Enel Sole	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	647	-	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation SRL	Italia	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	390	-	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation SRL	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	96	-	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation SRL	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	23	-	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation SRL	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	181	-	-	-
Extranjera	Enel Italia LT	Italia	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	646	-	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables SAC	Peru	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	47	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Peru (USD)	Peru	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	5	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Peru (USD)	Peru	Matriz Común	Soles	Peajes	Menos de 90 días	212	-	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	631	-	-	-
Extranjera	Cesi S.p.a.	Italia	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	240	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Cristalândia I Eolica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	587	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Cristalândia II Eolica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.235	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Boa Vista Eolica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	460	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Morro Do Chapeu II Eolica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	242	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Morro Do Chapeu I Eolica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	201	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Sao Abraao Eolica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	460	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Mourao S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	20	-	-	-
Total							207.702	225.027	-	-

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	Por los ejercicios terminados	
					31-03-2018 MUS\$	31-03-2017 MUS\$
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Compras de energía	(1.310)	(1.489)
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	-	2
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	2	-
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Venta de Energía	591	315
Extranjero	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Compras de energía	(1.391)	(1.683)
Extranjero	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	2	-
Extranjero	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	-	2
Extranjera	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	867	330
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Compras de energía	(1.402)	(1.218)
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	-	2
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	2	-
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	664	403
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz común	Compras de energía	(1.377)	(1.484)
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	2	-
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	2
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	614	291
Extranjero	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Compras de energía	(1.015)	(1.183)
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	1	-
Extranjero	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	-	1
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	450	311
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz común	Compras de energía	(1.484)	(1.357)
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	2	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	-	3
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	578	257
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz común	Compras de energía	(817)	(1.028)
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	2	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	-	3
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	464	210
Extranjero	Enel Produzione	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(16)	(13)
Extranjero	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	Mexico	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	-	15
Extranjero	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	-	(35)
Extranjero	Enel Green Power Damascena S.A.	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	-	4
Extranjera	Enel Green Power Esperanza S.A.	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	3	-
Extranjero	Enel Green Power Esperanza S.A.	Brasil	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	-	3
Extranjera	Enel Green Power Manipjoba S.A.	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	3	-
Extranjera	Enel Green Power Dois Riachos Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(941)	(1.758)
Extranjera	Enel Green Power Dois Riachos Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	1.537	353
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(24)	(13)
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(99)	(57)
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	(1.268)
76.788.080-4	Gas Alcamá Chile	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(148)	-
76.788.080-4	Gas Alcamá Chile	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	-	(242)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	3	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(1.894)	(835)
Extranjero	Yacylic	Argentina	Asociada	Otras prestaciones de servicios	3	4
Extranjero	Yacylic	Argentina	Asociada	Otras prestaciones de servicios	-	(26)
Extranjero	Yacylic	Argentina	Asociada	Otros gastos fijos de explotación	(25)	-
Extranjera	Enel Green Power Paranapanema S.A	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(207)	(290)
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(33)	(33)
Extranjera	Enel Green Power Mourao S.A.	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(59)	(43)
Extranjera	Enel Green Power Cabeça de Bol SA	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(2.490)	(1.024)
Extranjera	Enel Green Power Cabeça de Bol SA	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	908	-
Extranjera	Enel Green Power Salto Apiacas SA	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(3.046)	(1.520)
Extranjera	Enel Green Power Ituverava Norte Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	1	-
Extranjera	Enel Green Power Ituverava Sur Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	2	-
Extranjera	Enel Green Power Ituverava Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	1	-
Extranjera	Enel Green Power Ituverava Norte Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	-	2
Extranjera	Enel Green Power Ituverava Sur Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	-	1
Extranjera	Enel Green Power Ituverava Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	-	1
Extranjera	Enel Green Power Manipjoba S.A.	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	-	4
Extranjera	Enel Energia	Italia	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	(4)	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia	Colombia	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	116	-
Extranjera	Enel Green Power Cristalândia I Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	902	-
Extranjera	Enel Green Power Cristalândia I Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(1.806)	-
Extranjera	Enel Green Power Cristalândia I Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	1	-
Extranjera	Enel Green Power Cristalândia II Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	2.098	-
Extranjera	Enel Green Power Cristalândia II Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(3.860)	-
Extranjera	Enel Green Power Cristalândia III Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	3	-
Extranjera	Enel Green Power Delfina A Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	5	-
Extranjera	Enel Green Power Delfina B Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	2	-
Extranjera	Enel Green Power Delfina B Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	556	-
Extranjera	Enel Green Power Delfina B Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(2.062)	-
Extranjera	Enel Green Power Delfina C Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	1	-
Extranjera	Enel Green Power Delfina C Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	192	-
Extranjera	Enel Green Power Delfina C Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(300)	-
Extranjera	Enel Green Power Delfina D Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	2	-
Extranjera	Enel Green Power Delfina D Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	1.241	-
Extranjera	Enel Green Power Delfina D Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(1.192)	-
Extranjera	Enel Green Power Delfina E Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	2	-
Extranjera	Enel Green Power Delfina E Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	929	-
Extranjera	Enel Green Power Delfina E Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(1.210)	-
Extranjera	Enel Green Power Nova Olinda B Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	3	-
Extranjera	Enel Green Power Nova Olinda C Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	1	-
Extranjera	Enel Green Power Nova Olinda Norte Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	1	-
Extranjera	Enel Green Power Nova Olinda Sul Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	2	-
Extranjera	Enel Green Power Horizonte Mp Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	4	-
Extranjera	Enel Green Power Nova Lapa Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	2	-
Extranjera	Enel Green Power North America Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	1	-
Extranjera	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(26)	-
Extranjera	Enel Green Power Spa	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(166)	-
Extranjera	Enel Iberia SRL	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(68)	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation SRL	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(687)	-
Extranjera	Enel Green Power Peru (USD)	Perú	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	14	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	(1)	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure	Italia	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	(630)	-
Extranjera	Enel Green Power Boa Vista Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	1.762	-
Extranjera	Enel Green Power Boa Vista Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(1.331)	-
Extranjera	Enel Green Power Boa Vista Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	2	-
Extranjera	Enel Green Power Morro Do Chapéu I Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	733	-
Extranjera	Enel Green Power Morro Do Chapéu I Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(660)	-
Extranjera	Enel Green Power Morro Do Chapéu I Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	4	-
Extranjera	Enel Green Power Morro Do Chapéu II Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	1.002	-
Extranjera	Enel Green Power Morro Do Chapéu II Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(753)	-
Extranjera	Enel Green Power Morro Do Chapéu II Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	4	-
Extranjera	Enel Green Power Sao Abraao Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	1.823	-
Extranjera	Enel Green Power Sao Abraao Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(1.384)	-
Extranjera	Enel Green Power Sao Abraao Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	2	-
Extranjera	Energetica Monzon S.A.C.	Perú	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	66	-
Extranjera	Enel Green Power Fazenda S.A.	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(2.535)	(766)
Extranjera	Enel Green Power Fazenda S.A.	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	1.067	-
				Total	(30.127)	(25.640)

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.

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

- 180 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 66 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión, con un máximo de 15 sesiones en total.

Dicha remuneración mensual, en lo que haya correspondido pagar, se tratará como un anticipo a cuenta de la retribución variable anual antes mencionada. De conformidad con lo dispuesto en los estatutos sociales la remuneración del Presidente del Directorio será el doble de la que corresponde a un Director. A la remuneración variable anual, deberán descontarse las cantidades percibidas por concepto de anticipos, sin reembolso si la remuneración variable fuere inferior al monto total de los anticipos. La liquidación de la remuneración variable se pagará, si resulta procedente, una vez que la Junta Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Balance y Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2017.

En el evento que un Director de Enel Américas tenga participación en más de un Directorio de filiales 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 filiales o asociadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades filiales, 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 variable anual equivalente al 0,11765 por mil de las utilidades líquidas (ganancias atribuibles a los propietarios de la controladora) provenientes del ejercicio en curso. Se otorgará, asimismo, una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Comité de Directores.

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 60,00 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 22,00 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión.

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

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

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

RUT	Nombre	Cargo	31-03-2018			
			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 - marzo 2018	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras (2)	Vicepresidente	enero - marzo 2018	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale (4)	Director	enero - marzo 2018	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo (3)	Director	enero - marzo 2018	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - marzo 2018	39	-	11
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini (5)	Director	enero - marzo 2018	39	-	11
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui (6)	Director	enero - marzo 2018	39	-	11
TOTAL				116	-	33

RUT	Nombre	Cargo	31-03-2017			
			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 - marzo 2017	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras (2)	Vicepresidente	enero - marzo 2017	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale (4)	Director	enero - marzo 2017	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo (3)	Director	enero - marzo 2017	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - marzo 2017	30	-	10
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini (5)	Director	enero - marzo 2017	30	-	10
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui (6)	Director	enero - marzo 2017	30	-	10
TOTAL				90	-	30

(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.

11.3 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	Luca D'Agnese (1)	Gerente General
Extranjero	Paolo Pallotti (2)	Gerente Administración, Finanzas y Control
Extranjero	Emanuele Brandolini (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. Luca D'Agnese asumió el 29 de enero de 2015 como Gerente General en reemplazo del Sr. Luigi Ferraris, quien presentó su renuncia voluntaria a Enel Américas, prestando sus servicios hasta esa misma fecha.

(2) El Sr. Paolo Pallotti asumió en febrero de 2018 como Gerente de Administración, Finanzas y Control en reemplazo del Sr. Francisco Galán Allué.

(3) El Sr. Emanuele Brandolini asumió el 19 de enero de 2017 como Gerente de Planificación y Control en reemplazo del Sr. Marco Fadda.

(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:

	Ejercicios terminados el 31 de marzo de,	
	2018 MUS\$	2017 MUS\$
Remuneración	918	886
Beneficios a corto plazo para los empleados	1	44
Total	919	930

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.

11.4 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.

12. INVENTARIOS

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

Clases de Inventarios	Saldo al	
	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Suministros para la producción	31.085	25.989
Petróleo	22.447	16.232
Carbón	8.638	9.757
Otros inventarios (*)	248.475	220.100
Total	279.560	246.089
Detalle de otros inventarios		
(*) Otros inventarios	248.475	220.100
Repuestos	23.706	23.102
Materiales eléctricos	224.769	196.998

No existen inventarios pignorados como garantía de cumplimiento de deudas.

Por los periodos terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a MUS\$62.631 y MUS\$56.583, respectivamente. Ver Nota 27.

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

13. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS

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

Activos por impuestos	Saldo al	
	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Pagos provisionales mensuales (*)	49.879	43.235
IVA crédito fiscal	5.841	-
Créditos por gastos de capacitación	19	-
Ganancia mínima presunta (Argentina)	3	-
Otros	8.191	4.158
Total	63.933	47.393

(*) Pagos provisionales mensuales efectuados por sociedades holding.

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

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Impuesto a la renta	184.281	172.638
Otros	20.936	-
Total	205.217	172.638

14. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

14.1 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 el período de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2018	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado Integral	Otros incrementos (decrementos)	Saldo al 31/03/2018	Provisión patrimonio negativo	Saldo al 31/03/2018
						MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Extranjero	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	22,22%	1.221	-	-	-	(62)	-	-	1.159	-	1.159
Extranjero	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	50,00%	14	-	-	-	(1)	-	-	13	-	13
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	830	-	235	(71)	92	-	-	1.086	-	1.086
Extranjero	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	671	-	260	(78)	116	-	-	969	-	969
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	40,90%	11	-	-	-	(1)	-	-	10	-	10
TOTAL						2.747	-	495	(149)	144	-	-	3.237	-	3.237

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2017	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado Integral	Otros incrementos (decrementos)	Saldo al 31/12/2017	Provisión patrimonio negativo	Saldo al 31/12/2017
						MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	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 marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017 de los estados financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	31 de marzo 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%	9.008	770	4.328	237	-	-	-	-	-

Inversiones con influencia significativa	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

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

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.

15. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA

A continuación, se presentan los saldos de los activos intangibles distintos de la plusvalía al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017:

Activos intangibles	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Activos Intangibles bruto	6.490.136	6.423.636
Servidumbre y Derechos de Agua	60.571	58.147
Concesiones	6.212.232	6.156.560
Costos de Desarrollo	16.045	15.180
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	27.294	39.411
Programas Informáticos	114.826	146.509
Otros Activos Intangibles Identificables	59.168	7.829

Activos Intangibles, Amortización y Deterioro	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(2.801.594)	(2.741.157)
Activos Intangibles Identificables	(2.801.594)	(2.741.157)
Servidumbre y Derechos de Agua	(19.542)	(15.665)
Concesiones	(2.674.904)	(2.622.625)
Costos de Desarrollo	(10.843)	(13.124)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(15.613)	(14.158)
Programas Informáticos	(78.288)	(73.210)
Otros Activos Intangibles Identificables	(2.404)	(2.375)

Activos intangibles	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Activos Intangibles netos	3.688.542	3.682.479
Servidumbre y Derechos de Agua	41.029	42.482
Concesiones Neto (1) (*)	3.537.328	3.533.935
Costos de Desarrollo	5.202	2.056
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	11.681	25.253
Programas Informáticos	71.295	73.299
Otros Activos Intangibles Identificables	22.007	5.454

(1) El detalle de las concesiones es el siguiente:

Empresa titular de la concesión	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Enel Distribución Río S.A.	985.342	1.006.398
Enel Distribución Ceará S.A.	710.164	705.638
Enel Distribución Goiás S.A.	1.841.822	1.821.899
TOTAL	3.537.328	3.533.935

(*) Ver nota 3.c.1)

La composición y movimientos de los activos intangibles durante el período de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 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\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 1 de enero de 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	8	2.312	134.288	252	-	1.652	138.512
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	21	1.943	(10.742)	1.393	477	691	(6.217)
Amortización (1)	(141)	(425)	(63.426)	(463)	(3.094)	(7)	(67.556)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	613	(613)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	-	-	-	613	(613)	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	(1.077)	-	-	-	(1.077)
Retiros de servicio	-	-	(1.077)	-	-	-	(1.077)
Otros incrementos (disminuciones)	3.258	(5.283)	(55.650)	(14.754)	-	14.830	(57.599)
Total movimientos en activos intangibles identificables	3.146	(1.453)	3.393	(13.572)	(2.004)	16.553	6.063
Saldo final al 31 de marzo de 2018	5.202	41.029	3.537.328	11.681	71.295	22.007	3.688.542

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\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 1 de enero de 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 (2)	-	-	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 (1)	(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	-	-	-	-	-	-	-
Retiros de servicio	(9.894)	-	(7.087)	(60)	(259)	-	(17.300)
Otros incrementos (disminuciones)	-	153	(485.746)	-	2.432	-	(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 de diciembre de 2017	2.056	42.482	3.533.935	25.253	73.299	5.454	3.682.479

(1) Ver Nota 29.

Al 31 de marzo de 2018, las principales adiciones a activos intangibles por MUS\$134.431 provienen principalmente de Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Goiás 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.c.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. y Enel Distribución Ceará S.A.

Las adiciones de activos intangibles por el periodo terminado el 31 de marzo de 2018 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017 fueron de MUS\$138.512 y MUS\$871.073, respectivamente.

La amortización de activos intangibles ascendió a MUS\$63.258 y MUS\$44.797 por los períodos terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017, respectivamente (Ver Nota 29).

Durante los períodos terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso en el rubro de concesiones por un monto de MUS\$16.657 y MUS\$8.051, 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 marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017 (Ver Nota 3.d).

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

16. PLUSVALÍA

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

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial	Diferencia de	Saldo Final	Diferencia de	Saldo Final
		1/1/2017	Conversión de Moneda Extranjera	31/12/2017	Conversión de Moneda Extranjera	31/03/2018
		MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla)	Enel Distribución Río S.A.	260.989	(4.331)	256.658	(756)	255.902
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	14.395	119	14.514	1.006	15.520
Enel Generación El Chocón S.A.	Enel Generación El Chocón S.A.	6.679	(1.123)	5.556	(282)	5.274
Enel Distribución Perú S.A.	Enel Distribución Perú	68.704	2.594	71.298	245	71.543
EGP Cachoeira Dourada S.A.	EGP Cachoeira Dourada S.A.	95.698	(1.584)	94.114	(281)	93.833
Enel Generación Perú S.A.	Enel Generación Perú	129.315	4.882	134.197	461	134.658
Emgesa S.A. E.S.P.	Emgesa S.A. E.S.P.	6.368	53	6.421	445	6.866
Generalima S.A.	Enel Distribución Perú	20	1	21	-	21
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	1.215	(20)	1.195	(4)	1.191
Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce)	Enel Distribución Ceará S.A.	131.375	(2.174)	129.201	(386)	128.815
Total		714.758	(1.583)	713.175	448	713.623

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 marzo de 2018 (Ver Nota 3.d).

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 filial 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.

17. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación, se presentan los saldos de las propiedades, planta y equipo al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	13.514.472	12.994.643
Construcción en Curso	806.687	829.559
Terrenos	163.973	155.485
Edificios	224.669	215.100
Plantas y Equipos de Generación	6.587.096	6.513.960
Infraestructura de Red	5.174.661	4.758.475
Instalaciones Fijas y Accesorios	326.919	293.738
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	230.467	228.326

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(5.156.873)	(4.902.176)
Edificios	(90.307)	(87.543)
Plantas y Equipos de Generación	(2.469.626)	(2.562.137)
Infraestructura de Red	(2.360.573)	(2.026.878)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(188.704)	(180.655)
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	(47.663)	(44.963)

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	8.357.599	8.092.467
Construcción en Curso	806.687	829.559
Terrenos	163.973	155.485
Edificios	134.362	127.557
Plantas y Equipos de Generación	4.117.470	3.951.823
Infraestructura de Red	2.814.088	2.731.597
Instalaciones Fijas y Accesorios	138.215	113.083
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	182.804	183.363

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos por el período de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 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 1 de enero de 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	110.607	1	-	-	-	523	2.346	113.477
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	12.743	8.490	4.787	165.267	56.571	240	899	248.997
Depreciación (1)	-	-	(1.224)	(52.803)	(41.323)	(5.217)	(2.853)	(103.420)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(149.550)	-	3.151	53.439	67.710	27.788	(2.538)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(149.550)	-	3.151	53.439	67.710	27.788	(2.538)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(149.550)	-	3.151	53.439	67.710	27.788	(2.538)	-
Disposiciones y retiros de servicio	(252)	(3)	-	(1.958)	(467)	(63)	1.587	(1.156)
Disposiciones	-	(3)	-	-	-	(60)	-	(63)
Retiros	(252)	-	-	(1.958)	(467)	(3)	1.587	(1.093)
Otros incrementos (disminución)	3.580	-	91	1.702	-	1.861	-	7.234
Total movimientos	(22.872)	4.888	6.805	165.647	82.491	25.132	(559)	265.132
Saldo final al 31 de marzo de 2018	806.687	160.373	134.362	4.117.470	2.814.088	138.215	182.804	8.357.599

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 1 de enero de 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	(37.886)	1.646	(1.362)	18.836	(66.040)	(3.930)	4.936	(83.600)
Depreciación (1)	-	-	(4.729)	(216.852)	(151.856)	(21.403)	(12.695)	(407.535)
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del período (1)	-	-	-	(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 de diciembre de 2017	829.559	155.485	127.557	3.951.823	2.731.597	113.083	183.363	8.092.467

(1) Ver Nota 29.

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\$113.477 y MUS\$825.403 por el período terminado el 31 de marzo de 2018 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre 2017, respectivamente.

En el negocio de generación destacan las inversiones en centrales de ciclo combinado e hidroeléctricas en las filiales Enel Generación Perú S.A., Emgesa y Enel Generación Costanera que implicaron adiciones al 31 de marzo de 2018 por MUS\$23.844 (al 31 de diciembre 2017 destacan las inversiones en centrales de ciclo combinado e hidroeléctricas en las filiales 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\$88.619 al 31 de marzo de 2018 (MUS\$570.574 al 31 de diciembre 2017).

La depreciación de propiedad, planta y equipo ascendió a MUS\$103.420 y MUS\$98.948 por los periodos terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017, respectivamente (Ver Nota 29).

b) Costos capitalizados

b.1) Gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los períodos terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017 ascendió a MUS\$1.192 y MUS\$2.629, respectivamente (Ver Nota 32). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 6,93% y 9,44% al 31 de marzo de 2018 y 2017, 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 períodos terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017 ascendió a MUS\$22.455 y MUS\$25.990, respectivamente.

c) Arrendamiento financiero

Al 31 de marzo de 2018, las propiedades, plantas y equipos incluyen MUS\$182.804 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:

	31-03-2018			31-12-2017		
	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor presente MUS\$	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor presente MUS\$
Menor a un año	29.039	647	28.392	26.991	344	26.647
Entre un año y cinco años	82.046	4.688	77.358	83.287	5.442	77.845
Total	111.085	5.335	105.750	110.278	5.786	104.492

Los activos en leasing provienen principalmente de Enel Generación Perú S.A., y corresponden a aquellos contratos que financiaron la conversión de la planta termoeléctrica de la Central Ventanilla a ciclo combinado, que la empresa suscribió con el BBVA - Banco Continental, Banco de Crédito del Perú, Citibank del Perú y Banco Internacional del Perú – Interbank. El plazo promedio de dichos contratos es de 8 años, y devengan intereses a una tasa anual de Libor + 1,75% al 31 de marzo de 2018. Adicionalmente, se incluye un contrato suscrito con Scotiabank, que financió la construcción de una nueva planta en ciclo abierto en la Central Santa Rosa. El plazo de dicho contrato es de 9 años y devenga intereses a una tasa anual de Libor + 1,75%.

d) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados por los periodos terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017 incluyen MUS\$6.770 y MUS\$6.387, 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 marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Menor a un año	9.976	15.889
Entre un año y cinco años	19.737	27.689
Más de cinco años	10.376	13.344
Total	40.089	56.922

e) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de marzo de 2018, compromisos de adquisición de bienes de activo fijo por MUS\$593.492 (MUS\$596.957 al 31 de diciembre de 2017).

ii) Al 31 de marzo de 2018, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de MUS\$21.273 (MUS\$26.156 al 31 de diciembre de 2017). (Ver Nota 34.1).

iii) La Sociedad y sus filiales 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\$1.232.100) para el caso de las generadoras y de MM€50 (MUS\$61.605) 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\$616.050). 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.d), fue revertido 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\$73.197) entre reclamaciones y notas de orden de cambio y se acordó pagar el valor de Col \$57.459 millones (MUS\$20.581) más un valor de Col \$2.800 millones (MUS\$938) por el acta de cierre de contrato para un total de \$ Col 60.259 millones (MUS\$21.584); 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\$26.793) fue realizado en febrero de 2017.

18. 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 períodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	Períodos terminados el 31 de marzo de,	
	2018 MUS\$	2017 MUS\$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(179.455)	(172.486)
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)	4.874	6.968
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	7.812	12.208
(Gasto) / Ingreso por impuestos corrientes relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	20	192
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	283	920
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(166.466)	(152.198)
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(3.408)	23.080
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	(547)	(7.611)
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	(3.955)	15.469
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(170.421)	(136.729)

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 períodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017:

Cconciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	2018 MUS\$	Tasa	2017 MUS\$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		503.857		280.132
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(27,00%)	(136.039)	(25,50%)	(71.431)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(7,92%)	(39.901)	(10,23%)	(28.648)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	4,93%	24.818	11,35%	31.783
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(5,27%)	(26.564)	(26,07%)	(73.030)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	1,55%	7.812	4,36%	12.208
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	(0,11%)	(547)	(2,72%)	(7.611)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	(6,82%)	(34.382)	(23,31%)	(65.298)
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(33,82%)	(170.421)	(48,81%)	(136.729)

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 marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017:

Activos/(Pasivos) por Impuestos Diferidos	31 de marzo de 2018		31 de diciembre de 2017	
	Activos MUS\$	Pasivos MUS\$	Activos MUS\$	Pasivos MUS\$
Depreciaciones	15.359	(356.260)	77.084	(409.305)
Amortizaciones	8.355	(28.958)	8.617	(29.383)
Provisiones	322.058	(143.870)	313.092	(168.774)
Obligaciones por beneficios post-empleo	83.970	(198)	83.968	(199)
Revaluaciones de instrumentos financieros	11.216	(6.178)	10.785	(7.507)
Otros	62.795	(227.563)	65.327	(198.645)
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos antes de compensación	503.753	(763.027)	558.873	(813.813)
Compensación de activos/(pasivos) por impuestos diferidos	(304.317)	304.317	(358.502)	358.502
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos después de compensación	199.436	(458.710)	200.371	(455.311)

El origen y movimientos de los activos y pasivos por impuestos diferidos registrados al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 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	Saldo neto al 1 de enero de 2018 después de la aplicación de IFRS 9	Movimientos				Saldo neto al 31 de marzo de 2018
				Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Depreciaciones	(332.221)	-	(332.221)	(5.870)	-	(3.600)	790	(340.236)
Amortizaciones	(20.766)	-	(20.766)	36	-	127	-	(20.603)
Provisiones	144.318	266	144.584	4.507	-	(1.910)	31.007	177.523
Obligaciones por beneficios post-empleo	83.769	-	83.769	(346)	-	181	168	83.772
Revaluaciones de instrumentos financieros	3.278	-	3.278	650	1.049	(19)	80	5.038
Otros	(133.318)	-	(133.318)	(2.932)	-	1.928	(30.446)	(164.768)
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	(254.940)	266	(254.674)	(3.955)	1.049	(3.293)	1.599	(259.274)

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)
Provisiones	104.105	75.463	-	-	(11.652)	(23.598)	144.318
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
Otros	(31.374)	54.664	27	(162.842)	7.992	(1.785)	(133.318)
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.

Al 31 de marzo de 2018, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de MUS\$345.021 (MUS\$358.487 al 31 de diciembre de 2017) (Ver nota 3.o).

En relación con las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en filiales 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 imponible, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos al 31 de marzo de 2018 asciende a MUS\$1.577.370 (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 filiales 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 marzo de 2018, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a MUS\$2.933.852 (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	2011-2016
Argentina	2011-2017
Brasil	2012-2016
Colombia	2013-2016
Perú	2011-2017

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 períodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017:

Efectos por Impuestos a las Ganancias de los Componentes de Otros Resultados Integrales	31 de marzo de 2018			31 de marzo de 2017		
	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 Disponibles para la Venta	(22)	-	(22)	(613)	-	(613)
Cobertura de Flujo de Caja	(3.987)	2.088	(1.899)	2.929	(828)	2.101
Diferencias de cambio por conversión	112.828	-	112.828	253.852	-	253.852
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	-	-	-	-	-	-
Impuesto a las Ganancias Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	108.819	2.088	110.907	256.168	(828)	255.340

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales por los períodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017, es la siguiente:

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	Ejercicios terminados al 31 de marzo de,	
	2018 MUS\$	2017 MUS\$
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales Operaciones Continuas	1.049	173
Impuestos corrientes sobre movimientos de reservas coberturas (hedge de ingresos y derivados)	1.039	(1.001)
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	2.088	(828)

19. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

El saldo de otros pasivos financieros al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

Otros pasivos financieros	31 de marzo de 2018		31 de diciembre de 2017	
	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$
Préstamos que devengan intereses	1.089.842	4.232.028	670.916	4.333.042
Instrumentos derivados de cobertura (*)	20.569	555	17.582	7.802
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	4.307	14.354	1.270	8.671
Total	1.114.718	4.246.937	689.768	4.349.515

(*) Ver Nota 19.2.a

(**) Ver Nota 19.2.b

a. Préstamos que devengan intereses.

El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos que devengan intereses al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

Clases de Préstamos que Devengan Intereses	31 de marzo de 2018		31 de diciembre de 2017	
	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$
Préstamos bancarios	497.520	1.150.311	336.937	1.164.786
Obligaciones con el público no garantizadas	521.554	2.833.641	271.665	2.906.343
Arrendamiento financiero	28.392	77.358	26.647	77.845
Otros préstamos	42.376	170.718	35.667	184.068
Total	1.089.842	4.232.028	670.916	4.333.042

El desglose por monedas y vencimientos de los préstamos bancarios al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31/03/2018 MUS\$	
					Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2018 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\$		
Perú	US\$	3,52%	3,40%	Sin Garantía	433	1.263	1.696	-	-	-	-	-	-	-
Perú	Soles	4,76%	4,68%	Sin Garantía	27.806	26.963	54.769	-	-	-	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	6,81%	6,63%	Sin Garantía	12.862	91.870	104.732	21.410	76.306	15.682	14.567	14.567	2.778	142.532
Brasil	US\$	6,86%	3,96%	Sin Garantía	3.198	161.124	164.322	262.208	357.476	75.647	-	-	2.778	698.109
Brasil	Real	10,42%	9,53%	Sin Garantía	46.227	125.774	172.001	124.010	83.228	66.988	33.190	2.254	2.254	309.670
Total					90.526	406.994	497.520	407.628	517.010	158.317	47.757	19.599	1.150.311	

Cuadratura

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	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\$		
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	\$ Col	7,28%	7,10%	Sin Garantía	13.030	17.085	30.115	88.625	64.963	15.459	13.623	20.434	5.762	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 marzo de 2018 asciende a MUS\$1.575.738 (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 3.g).

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

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

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 marzo 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\$	4,90%	4,31%	Al Vencimiento	350	37.142	37.492	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Brasil	US\$	3,75%	3,44%	Al Vencimiento	391	75.027	75.418	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	8,49%	7,86%	Mensual	13.671	30.810	44.481	41.079	30.131	19.225	3.875	1.457	95.767
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Itau	Brasil	US\$	4,23%	3,58%	Al Vencimiento	752	-	752	-	-	-	-	-	75.647
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	8,58%	7,91%	Mensual	2.460	12.666	15.126	37.276	37.275	37.276	27.425	-	139.252
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Citibank	Brasil	US\$	2,39%	2,38%	Al Vencimiento	26	-	26	-	-	95.748	-	-	95.748
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Tokyo	Colombia	\$ Col	8,49%	8,32%	Al Vencimiento	-	71.838	71.838	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Tokyo	Colombia	\$ Col	9,01%	8,82%	Al Vencimiento	-	1.577	1.577	-	-	58.026	-	-	58.026
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota S.A.	Colombia	\$ Col	7,36%	7,12%	Trimestral	873	2.579	3.452	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco AV Villas	Colombia	\$ Col	7,14%	6,92%	Trimestral	445	1.315	1.760	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	\$ Col	7,34%	7,11%	Trimestral	251	694	945	398	-	-	-	-	398
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	\$ Col	7,27%	7,04%	Trimestral	483	1.393	1.876	1.169	-	-	-	-	1.169
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	5,95%	5,79%	Trimestral	99	275	374	304	-	-	-	-	304
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	5,99%	5,83%	Trimestral	82	235	317	260	-	-	-	-	260
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	5,77%	5,62%	Trimestral	43	128	171	141	-	-	-	-	141
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	5,95%	5,79%	Trimestral	169	463	632	501	125	-	-	-	626
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	5,99%	5,83%	Trimestral	105	299	404	330	83	-	-	-	413
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	5,77%	5,62%	Trimestral	98	289	387	313	78	-	-	-	391
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	6,42%	6,24%	Trimestral	254	742	996	747	747	-	-	-	1.494
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	6,61%	6,41%	Trimestral	137	359	496	354	354	88	-	-	796
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	6,65%	6,45%	Trimestral	198	551	749	542	542	136	-	-	1.220
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Agrario	Colombia	\$ Col	7,05%	6,83%	Trimestral	672	1.850	2.522	1.784	1.784	892	-	-	4.460
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú	Perú	US\$	3,15%	3,05%	Trimestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,52%	3,40%	Trimestral	433	1.263	1.696	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	9,69%	9,22%	Mensual	418	1.214	1.632	1.619	405	-	-	-	2.024
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Itau Brasil	Brasil	Real	7,73%	7,53%	Anual	29	15.048	15.077	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	7,44%	7,43%	Anual	1.945	45.145	47.090	22.573	-	-	-	-	22.573
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	Real	10,01%	10,00%	Mensual	1.625	4.794	6.419	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	7,83%	6,96%	Mensual	5.567	16.097	21.664	21.463	15.417	10.487	1.890	797	50.054
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	US\$	7,74%	7,04%	Al Vencimiento	60	-	60	-	-	-	-	-	2.778
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Safra SA	Brasil	Real	9,40%	9,39%	Al Vencimiento	15.264	-	15.264	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,83%	5,71%	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Al Vencimiento	-	-	4.675	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Al Vencimiento	7.791	-	7.791	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Al Vencimiento	7.468	-	7.468	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Al Vencimiento	7.777	-	7.777	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Santander	Perú	Soles	6,35%	6,20%	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	6,85%	6,74%	Semestral	6.603	5.373	11.976	10.746	10.746	10.745	10.746	10.746	53.729
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	6,88%	6,77%	Semestral	2.350	1.910	4.260	3.821	3.821	3.821	3.821	3.821	19.105
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	US\$	1,90%	1,88%	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	BNP Paribas	Brasil	US\$	3,24%	3,22%	Al Vencimiento	1.185	-	1.185	262.208	-	-	-	-	262.208
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Daycoval (75272/2014)	Brasil	Real	14,56%	13,29%	Mensual	695	-	695	-	-	-	-	-	-
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	BCV - Banco de Crédito e Varejo (1310/2015)	Brasil	Real	15,43%	12,61%	Mensual	709	-	709	-	-	-	-	-	-
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	BCV - Banco de Crédito e Varejo (1360/2015)	Brasil	Real	15,43%	12,61%	Mensual	3.844	-	3.844	-	-	-	-	-	-
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU 4131 CELG	Brasil	US\$	11,67%	4,05%	Semestral	-	723	723	-	75.647	-	-	-	75.647
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU 4131 CELG	Brasil	US\$	11,63%	4,02%	Semestral	-	393	393	-	95.166	-	-	-	95.166
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU 4131 CELG	Brasil	US\$	11,07%	3,29%	Semestral	-	47.666	47.666	-	-	-	-	-	-
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU 4131 CELG	Brasil	US\$	11,20%	4,64%	Semestral	-	173	173	-	30.480	-	-	-	30.480
Extranjero	Enel Generación Fortaleza	Brasil	Extranjero	Banco Citibank	Brasil	US\$	3,67%	3,57%	Al Vencimiento	434	-	434	-	60.435	-	-	-	60.435
Extranjero	Enel Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Citibank	Perú	Soles	3,40%	3,40%	Al Vencimiento	95	26.963	27.058	-	-	-	-	-	-
Totales										90.526	406.994	497.520	407.628	517.010	158.317	47.757	19.599	1.150.311

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 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	Citibank	Brasil	US\$	4.13%	4.12%	Al Vencimiento	778	37.076	37.854	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Brasil	US\$	3.37%	3.36%	Al Vencimiento	708	-	708	75.938	-	-	-	-	-	-	75.938
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia 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 Energia 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 Energia 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	628	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	5.96%	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	174	-	-	-	-	1.564	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	6.86%	6.69%	Trimestral	180	294	474	330	165	-	-	-	-	825	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	6.75%	6.59%	Trimestral	259	456	715	505	505	253	-	-	-	1.263	
Extranjero	Codensa	Colombia	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 Credito 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	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Daycoval (75272/2014)	Brasil	Real	14.99%	13.59%	Mensual	653	650	1.303	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	CELG Distribuição 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	CELG Distribuição 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	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU 4131 CELG	Brasil	US\$	4.02%	4.05%	Semestral	1.533	-	1.533	-	75.513	-	-	-	-	75.513	
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU 4131 CELG	Brasil	US\$	3.67%	4.02%	Semestral	1.398	-	1.398	-	94.998	-	-	-	-	94.998	
Extranjero	CGTF Endesa 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 marzo de 2018 y 31 de diciembre de 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 31/03/2018 MUS\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2018 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\$	5,99%	5,30%	10.419	-	10.419	-	-	-	-	583.102	583.102
Chile	U.F.	7,02%	5,75%	3.810	3.270	7.080	6.916	7.314	7.734	3.559	-	25.523
Peru	US\$	6,75%	6,64%	115	8.290	8.405	-	10.001	-	-	10.001	20.002
Peru	Soles	6,35%	6,25%	5.150	7.803	12.953	60.397	40.265	30.973	35.619	253.329	420.583
Brasil	Real	8,71%	7,50%	7.348	88.965	96.313	-	179.722	52.669	52.669	44.543	329.603
Colombia	\$ Col	7,95%	7,72%	10.961	375.423	386.384	72.326	381.714	195.065	318.549	487.174	1.454.828
Total				37.803	483.751	521.554	139.639	619.016	286.441	410.396	1.378.149	2.833.641

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	1.437	43.466	44.903	-	180.184	52.152	52.602	44.909	329.847
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				53.976	217.689	271.665	334.762	348.317	428.550	282.329	1.512.385	2.906.343

c. Obligaciones con el Público Garantizadas

Al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017, no existen obligaciones con el público garantizadas.

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de las obligaciones con el público al 31 de marzo de 2018 asciende a MUS\$3.623.957 (MUS\$3.506.974 al 31 de diciembre de 2017). Para ambos períodos, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver nota 3 g). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 3 f.4).

- Individualización de Obligaciones 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 marzo 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	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 1ª Serie 19	Brasil	Real	7,68%	7,67%	No	3.554	-	3.554	-	-	-	-	-	179.722	179.722
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	B103	Colombia	\$ Col	9,11%	8,81%	No	145	28.655	28.800	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	\$ Col	7,42%	7,22%	No	579	65.069	65.648	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B5-13	Colombia	\$ Col	8,33%	8,08%	No	690	-	690	-	-	-	-	-	69.253	69.253
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B7-14	Colombia	\$ Col	7,02%	6,84%	No	87	-	87	-	-	-	66.266	-	66.266	66.266
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E4-16	Colombia	\$ Col	7,70%	7,49%	No	112	-	112	-	-	32.237	-	-	32.237	32.237
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E2-17	Colombia	\$ Col	7,04%	6,86%	No	248	57.311	57.559	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E5-17	Colombia	\$ Col	7,39%	7,23%	No	-	450	450	-	-	-	96.712	-	-	96.712
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E7-17	Colombia	\$ Col	6,46%	6,31%	No	297	-	297	-	-	-	-	-	71.639	71.639
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Itau 2 Debentures CEAR23	Brasil	Real	11,10%	8,03%	No	1.291	43.820	45.111	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Itau 1 Debentures CEAR15	Brasil	Real	7,59%	7,58%	No	2.009	-	2.009	-	-	52.669	52.669	-	105.338	105.338
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Itau 2 Debentures CEAR25	Brasil	Real	10,13%	7,17%	No	494	-	494	-	-	-	-	44.543	44.543	44.543
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Itau 2 Nota promissoria	Brasil	Real	7,07%	7,06%	No	-	45.145	45.145	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,41%	6,31%	No	134	-	134	-	-	-	7.743	-	7.743	7.743
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,38%	6,31%	No	-	118	118	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	6,44%	6,34%	No	115	-	115	-	-	-	-	-	10.001	10.001
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	7,93%	7,78%	No	-	8.290	8.290	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5,87%	5,78%	No	-	-	-	10.001	-	-	-	-	-	10.001
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	AFP Prima	Perú	Soles	7,44%	7,30%	No	-	104	104	-	-	9.293	-	-	-	9.293
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	5,56%	5,49%	No	-	89	89	-	-	-	15.487	-	-	15.487
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	7,03%	6,91%	No	-	6.287	6.287	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Interseguro Cia de Seguros	Perú	Soles	6,28%	6,19%	No	361	-	361	-	-	12.389	-	-	-	12.389
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,06%	5,97%	No	365	-	365	-	-	-	-	15.486	-	15.486
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,50%	6,40%	No	364	-	364	-	-	15.486	-	-	-	15.486
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,00%	4,94%	No	246	-	246	-	-	-	-	12.389	-	12.389
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,13%	5,06%	No	-	143	143	-	-	-	-	15.486	-	15.486
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,72%	5,64%	No	674	-	674	-	-	-	-	30.973	-	30.973
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,28%	7,15%	No	-	82	82	-	-	-	-	10.995	-	10.995
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,75%	6,64%	No	-	107	107	-	-	15.486	-	-	-	15.486
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,38%	7,24%	No	495	-	495	-	-	-	-	18.584	-	18.584
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,78%	6,67%	No	986	-	986	-	-	-	30.973	-	-	30.973
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,34%	6,25%	No	354	-	354	-	-	-	-	18.584	-	18.584
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,84%	5,76%	No	543	-	543	30.973	-	-	-	-	-	30.973
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,34%	6,25%	No	-	52	52	-	-	-	-	24.779	-	24.779
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,13%	6,03%	No	-	273	273	21.681	-	-	-	-	-	21.681
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,38%	5,30%	No	-	44	44	-	-	-	-	30.973	-	30.973
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,13%	7,97%	No	-	64	64	-	-	-	21.681	-	-	21.681
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,09%	6,00%	No	-	440	440	-	-	-	-	30.973	-	30.973
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,00%	5,91%	No	628	-	628	-	-	-	-	22.426	-	22.426
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B09-09	Colombia	\$ Col	9,47%	9,15%	No	1.744	78.159	79.903	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B10-09	Colombia	\$ Col	9,34%	9,03%	No	695	57.332	58.027	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B12-09	Colombia	\$ Col	9,68%	9,34%	No	731	-	731	-	-	-	32.087	-	-	32.087
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B15-09	Colombia	\$ Col	9,67%	9,33%	No	249	-	249	-	-	-	-	19.880	-	19.880
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-13	Colombia	\$ Col	7,76%	7,55%	No	77	-	77	17.705	-	-	-	-	-	17.705
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-14	Colombia	\$ Col	6,91%	6,73%	No	320	-	320	-	-	39.383	-	-	-	39.383
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	9,11%	8,75%	No	-	531	531	-	-	32.237	-	-	-	32.237
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos quimbo	Colombia	\$ Col	9,11%	8,75%	No	-	3.818	3.818	-	-	230.932	-	-	-	230.932
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	7,01%	6,83%	No	405	-	405	-	-	107.392	-	-	-	107.392
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	\$ Col	7,33%	7,13%	No	574	-	574	-	-	-	-	66.720	-	66.720
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	\$ Col	8,54%	8,28%	No	619	-	619	-	-	-	-	129.946	-	129.946
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	7,13%	6,95%	No	259	-	259	-	-	-	-	71.580	-	71.580
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	\$ Col	7,66%	7,45%	No	523	-	523	-	-	-	-	58.156	-	58.156
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	\$ Col	7,76%	7,55%	No	237	-	237	54.621	-	-	-	-	-	54.621
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	\$ Col	6,91%	6,73%	No	381	-	381	-	-	46.925	-	-	-	46.925
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B3-16	Colombia	\$ Col	6,98%	6,80%	No	768	84.098	84.866	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B7-16	Colombia	\$ Col	8,22%	7,97%	No	1.112	-	1.112	-	-	-	103.819	-	-	103.819
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos E6-16	Colombia	\$ Col	7,59%	7,38%	No	109	-	109	-	-	-	107.338	-	-	107.338
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	97.036.000-k	Bonos UF 269	Chile	U.F.	7,02%	5,75%	No	3.810	3.270	7.080	6.916	7.314	7.734	3.559	-	-	25.523
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%	4,21%	No	10.400	-	10.400	-	-	-	-	582.244	-	582.244
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US\$	7,76%	6,60%	No	19	-	19	-	-	-	-	858	-	858
Total										37.803	483.751	521.554	139.639	619.016	286.441	410.396	1.378.149	2.833.641	

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					
										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\$	Total No Corriente MUS\$
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 1ª Serie 19	Brasil	Real	7,87%	6,18%	No	492	-	492	-	180.184	-	-	-	180.184
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%	6,84%	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	66.996
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Itaú 2	Brasil	Real	9,46%	9,40%	No	568	43.467	44.035	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce 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 Coelce 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	12	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	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 - Macrofondos	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 - Macrofondos	Perú	Soles	7,03%	6,93%	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%	6,13%	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	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	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	30.867
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,28%	7,15%	No	281	-	281	-	-	-	-	10.958	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	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	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	-	-	-	-	30.867
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	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	-	-	-	-	21.607	21.607
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	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	22.349
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B09-09	Colombia	\$ Col	10,53%	10,05%	No	1.802	73.093	74.895	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B10	Colombia	\$ Col	10,40%	9,94%	No	732	-	732	53.617	-	-	-	-	53.617
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B12	Colombia	\$ Col	11,60%	11,02%	No	754	-	754	-	-	30.008	-	-	30.008
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B15	Colombia	\$ Col	10,73%	10,23%	No	262	-	262	-	-	-	18.592	-	18.592
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-13	Colombia	\$ Col	9,65%	9,25%	No	79	-	79	16.556	-	-	-	-	16.556
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-14	Colombia	\$ Col	8,78%	8,44%	No	347	-	347	-	36.827	-	-	-	36.827
Extranjero	Emgesa 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	Emgesa 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	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	8,04%	7,76%	No	387	-	387	-	-	-	100.429	-	100.429
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	\$ Col	9,21%	8,84%	No	620	-	620	-	-	-	62.393	-	62.393
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	\$ Col	10,44%	9,97%	No	631	-	631	-	-	-	121.522	-	121.522
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	8,17%	7,88%	No	268	-	268	-	-	-	66.939	-	66.939
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	\$ Col	9,54%	9,15%	No	562	-	562	-	-	-	54.471	-	54.471
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	\$ Col	9,65%	9,25%	No	243	-	243	51.077	-	-	-	-	51.077
Extranjero	Emgesa 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	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B3-16	Colombia	\$ Col	8,85%	8,51%	No	829	-	829	78.626	-	-	-	-	78.626
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B7-16	Colombia	\$ Col	10,11%	9,67%	No	1.184	-	1.184	-	-	-	-	97.083	97.083
Extranjero	Emgesa 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	97.036.000-k	Bonos UF 269	Chile	U.F.	7,02%	5,75%	No	-	6.458	6.458	6.746	7.134	7.544	3.412	-	24.836
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	-	4.400	4.400	-	-	-	-	581.818	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	858
Total										53.976	217.689	271.665	334.762	348.317	428.550	282.329	1.512.385	2.906.343

En Anexo N° 4, letra b), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a las Obligaciones con el Público garantizadas y no garantizadas mencionadas anteriormente.

- 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 marzo de 2018									
								Corriente			No Corriente						
								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\$	Total No Corriente MUS\$	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Union Temporal Rentacol	Colombia	\$ Col	10,80%	4	-	4	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	11,78%	203	638	841	949	843	-	-	-	1.792	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	7,36%	7	2	9	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	\$ Col	7,08%	105	107	212	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	9,54%	11	34	45	45	26	-	-	-	71	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A.S.	Colombia	\$ Col	9,48%	2	7	9	5	-	-	-	-	5	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,60%	439	-	439	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Interbank	Perú	Soles	5,94%	102	1.378	1.480	1.936	2.054	2.179	565	-	6.734	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Interbank	Perú	Soles	5,30%	6	21	27	86	91	96	75	-	348	
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	5,68%	1.981	5.942	7.923	7.923	18.314	-	-	-	26.237	
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,58%	706	2.118	2.824	2.823	6.527	-	-	-	9.350	
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	3,70%	2.456	7.181	9.637	9.574	9.574	9.574	-	-	28.722	
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	3,63%	2.034	2.059	4.093	2.827	721	-	-	-	3.548	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	8,40%	2	4	6	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	7,70%	71	207	278	210	11	-	-	-	221	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	11,78%	16	49	65	66	34	-	-	-	100	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A.S.	Colombia	\$ Col	11,69%	115	375	490	230	-	-	-	-	230	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	\$ Col	7,08%	5	5	10	-	-	-	-	-	-	
Total								8.265	20.127	28.392	26.674	38.195	11.849	640	-	77.358	

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					
								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\$	Total No Corriente 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 Corpbanca	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	Enel Generación Piura S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	2,75%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	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

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

- 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 marzo 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%	602	1.653	2.255	2.047	1.760	1.174	630	284	5.895
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	-	10.809	10.809	3.000	3.000	3.000	3.000	30.924	42.924
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjera	Centrais Eletricas Brasileiras Ebras_ECF - 017/2004	Brasil	Real	7,00%	107	106	213	-	-	-	-	-	-
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjera	Centrais Eletricas Brasileiras Ebras_ECF - 149/2006	Brasil	Real	7,00%	428	424	852	-	-	-	-	-	-
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjera	Centrais Eletricas Brasileiras Ebras_ECF - 232/2008	Brasil	Real	7,00%	316	654	970	-	832	832	832	1.040	4.368
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjera	Mútuo CelgPar 41211376/2014	Brasil	Real	6,80%	1.371	4.112	5.483	3.008	3.008	3.008	3.008	13.788	25.820
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Série A	Brasil	Real	9,77%	3.722	10.107	13.829	13.476	13.476	13.476	13.476	4.492	58.396
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Série B	Brasil	Real	12,82%	2.199	5.766	7.965	7.688	7.688	7.688	7.688	2.563	33.315
Total								8.745	33.631	42.376	30.051	29.764	29.178	28.634	53.091	170.718

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\$	
Extranjera	Enel Distribución Ceará (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	Real	6,13%	643	1.702	2.345	2.144	1.828	1.336	736	404	6.448
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	762	2.176	2.938	3.000	3.000	3.000	3.000	36.913	48.913
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjera	Centrais Eletricas Brasileiras Ebras_ECF - 017/2004	Brasil	Real	7,00%	112	194	306	-	-	-	-	-	-
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjera	Centrais Eletricas Brasileiras Ebras_ECF - 149/2006	Brasil	Real	7,00%	447	773	1.220	-	-	-	-	-	-
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjera	Centrais Eletricas Brasileiras Ebras_ECF - 232/2008	Brasil	Real	7,00%	318	656	974	842	842	842	842	1.263	4.631
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjera	Mútuo 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
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjera	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
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjera	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

En Anexo N° 4, letra d), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a las Otras Obligaciones mencionadas anteriormente.

d. Deuda de cobertura.

Al 31 de marzo de 2018, del total de la deuda denominada en dólares estadounidenses ("US\$") del Grupo, MUS\$48.081 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 al 31 de diciembre de 2017) (Ver Nota 4.m).

El movimiento por los períodos terminados el 31 de marzo 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:

	31-03-2018 MUS\$	31-03-2017 MUS\$
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	(9.754)	(11.577)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	196	2.257
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	250	(164)
Diferencias de conversión	(33)	(355)
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	(9.341)	(9.839)

e. Otros aspectos.

Al 31 de marzo de 2018, el Grupo Enel Américas tiene a su disposición líneas de crédito de largo plazo en forma incondicional por MUS\$601.115 (MUS\$224.766 al 31 de diciembre de 2017).

20. 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.

20.1 Riesgo de tasa de interés

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

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

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

	31-03-2018	31-12-2017
	%	%
Tasa de interés fijo	59%	46%

20.2 Riesgo de tipo de cambio

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

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos a realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por 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 filiales 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.

20.3 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 marzo de 2018, habían operaciones de contratos de compra de futuros de energía vigentes por 7.2 GWh, para el periodo Oct-Nov 2018. Dichas compras respaldan contratos de venta de energía en el mercado mayorista. Por su parte, se realizaron ventas de futuros de energía por 9.84 GWh para el periodo May-Dic 2018, asociadas a cubrir el riesgo de flujo de caja de clientes indexados del Mercado No Regulado.

Al 31 de marzo de 2018 se han liquidado en el año 0.36 GWh en los contratos de venta y 5.4 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.

20.4 Riesgo de liquidez

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros (ver notas 17, 19 y Anexo 4).

Al 31 de marzo de 2018, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$1.214.409 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 601.115 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.

20.5 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).

20.6 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\$ 308.085.

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

21 INSTRUMENTOS FINANCIEROS

21.1 Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.

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

	31 de marzo de 2018		
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados MUS\$	Activos financieros medidos a costo amortizado MUS\$	Derivados financieros de cobertura MUS\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	2.734.361	-
Instrumentos derivados	451	-	-
Otros activos de carácter financiero	52.973	135.489	5.154
Total Corriente	53.424	2.869.850	5.154
Instrumentos de patrimonio	1.157	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	574.828	-
Instrumentos derivados	2.509	-	19.712
Otros activos de carácter financiero	1.359.861	412.584	-
Total No Corriente	1.363.527	987.412	19.712
Total	1.416.951	3.857.262	24.866

	31 de diciembre de 2017		
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados MUS\$	Activos financieros medidos a costo amortizado MUS\$	Derivados financieros de cobertura MUS\$
Instrumentos derivados	404	-	2.168
Otros activos de carácter financiero	49.757	2.452.779	-
Total Corriente	50.161	2.452.779	2.168
Instrumentos de patrimonio	1.104	-	-
Instrumentos derivados	4.898	-	19.932
Otros activos de carácter financiero	1.312.871	1.033.099	-
Total No Corriente	1.318.873	1.033.099	19.932
Total	1.369.034	3.485.878	22.100

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

	31 de marzo de 2018		
	Pasivos financieros mantenidos para negociar MU\$	Pasivos financieros medidos a costo amortizado MU\$	Derivados financieros de cobertura MU\$
Préstamos que devengan interés	-	1.089.842	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	3.276.837	-
Instrumentos derivados	4.307	-	20.569
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	-
Total Corriente	4.307	4.366.679	20.569
Préstamos que devengan interés	-	4.232.028	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	936.523	-
Instrumentos derivados	14.354	-	555
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	-
Total No Corriente	14.354	5.168.551	555
Total	18.661	9.535.230	21.124

	31 de diciembre de 2017		
	Pasivos financieros mantenidos para negociar MUS\$	Préstamos y cuentas por pagar MUS\$	Derivados financieros de cobertura MUS\$
Préstamos que devengan interés	-	670.916	-
Instrumentos derivados	1.270	-	17.582
Otros pasivos de carácter financiero	-	3.255.603	-
Total Corriente	1.270	3.926.519	17.582
Préstamos que devengan interés	-	4.333.042	-
Instrumentos derivados	8.671	-	7.802
Otros pasivos de carácter financiero	-	978.569	-
Total No Corriente	8.671	5.311.611	7.802
Total	9.941	9.238.130	25.384

21.2 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 marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	31 de marzo 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:	4.098	223	185	-	796	850	40	-
Cobertura flujos de caja	4.098	223	185	-	796	850	40	-
Cobertura de tipo de cambio:	1.056	19.489	20.384	555	1.372	19.082	17.541	7.802
Cobertura de flujos de caja	1.056	19.489	4.416	-	1.372	19.082	9.056	-
Cobertura de valor razonable	-	-	15.968	555	-	-	8.485	7.802
TOTAL	5.154	19.712	20.569	555	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 31-03-2018 MUS\$	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2017 MUS\$
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	16.308	11.214
SWAP	Tasa de Interés	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	-	-
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(16.523)	(16.287)
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	-	1.607
FORWARD	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(391)	48
FORWARD	Tipo de cambio	Costos operacionales	4.348	136

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 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 períodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017, ha sido la siguiente:

	31 de marzo de 2018		31 de marzo de 2017	
	Ingresos MUS\$	Gastos MUS\$	Ingresos MUS\$	Gastos MUS\$
Instrumento derivado	-	(2.601)	39.422	(7.456)
Partida subyacente	2.518	-	619	(39.575)
TOTAL	2.518	(2.601)	40.041	(47.031)

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

Al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 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 marzo de 2018				31 de diciembre de 2017			
	Activos Corriente MUS\$	Pasivos No Corriente MUS\$	Activos Corriente MUS\$	Pasivos No Corriente MUS\$	Activos Corriente MUS\$	Pasivos No Corriente MUS\$	Activos Corriente MUS\$	Pasivos No Corriente MUS\$
Instrumentos derivados de no cobertura (1)	451	4.307	2.509	14.354	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 filiales 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 NIC 39 “Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición”.

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 marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

Derivados Financieros	31 de marzo 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:	4.136	1.019.792	22.565	-	-	-	1.042.356
Cobertura de flujos de caja	4.136	1.019.792	22.565	-	-	-	1.042.356
Cobertura de tipo de cambio:	(394)	189.802	258.740	348.998	75.215	-	872.755
Cobertura de flujos de caja	16.129	61.119	258.740	252.723	75.215	-	647.797
Cobertura de valor razonable	(16.523)	128.683	-	96.275	-	-	224.958
Derivados no designados contablemente de cobertura	(15.701)	310.909	424.138	-	-	-	735.047
TOTAL	(11.959)	1.520.503	705.443	348.998	75.215	-	2.650.158

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.

21.3 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 3.g.

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

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	31-03-2018 MUS\$	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
		Nivel 1 MUS\$	Nivel 2 MUS\$	Nivel 3 MUS\$
Activos Financieros :				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	24.866	-	24.866	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	2.960	-	2.960	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	1.157	-	1.157	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	1.412.834	52.973	1.359.861	-
Total	1.441.817	52.973	1.388.844	-
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	4.601	-	4.601	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	16.523	-	16.523	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	18.661	-	18.661	-
Total	39.785	-	39.785	-

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	31-12-2017 MUS\$	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
		Nivel 1 MUS\$	Nivel 2 MUS\$	Nivel 3 MUS\$
Activos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	312	53	259	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	32.602	-	32.602	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	64.251	64.251	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	1.026.870	-	1.026.870	-
Total	1.124.035	64.304	1.059.731	-
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	60	-	60	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	21.279	10	21.269	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	4.836	-	4.836	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	954	-	954	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	114.491	-	114.491	-
Total	141.620	10	141.610	-

21.3.1 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.

22 CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES

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

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corriente		No Corriente	
	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Acreedores comerciales				
Proveedores por compra de energía	576.382	679.097	256.288	263.907
Proveedores por compra de combustibles y gas	33.594	22.585	-	-
Total Acreedores comerciales	609.976	701.682	256.288	263.907
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a participaciones no controladoras	286.958	69.597	-	-
Cuentas por pagar con CAMMESA (1)	439.700	388.281	305.798	315.921
Cuentas por pagar bienes y servicios	717.336	1.049.507	32.744	34.109
Cuentas por pagar por compra de activos	46.075	29.659	16.752	16.872
Multas y reclamaciones (2)	253.630	238.300	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	25.210	28.646	112.352	106.341
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	360.759	437.163	15.543	17.393
IVA Debito Fiscal	72.304	86.180	65.456	64.376
Cuentas por pagar al personal	206.654	190.947	14.683	14.385
Otras cuentas por pagar	483.437	333.957	197.906	227.034
Sub total Otras cuentas por pagar	2.892.063	2.852.237	761.234	796.431
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	3.502.039	3.553.919	1.017.522	1.060.338

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

(1) Al 31 de marzo de 2018, en nuestra filial Edesur, se incluyen MUS\$365.705 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\$379.793 (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 marzo de 2018, se incluye MUS\$64.824 (MUS\$65.398 al 31 de diciembre de 2017) como resultado de la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016 (ver Nota 32).

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017, se expone en Anexo 7.

23 PROVISIONES

a) El desglose de las provisiones al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

Provisiones	Corriente		No corriente	
	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Por reclamaciones legales (*)	234.159	232.680	602.042	595.810
Por desmantelamiento o restauración (**)	36.266	33.498	57.437	56.780
Provisión Medio Ambiente (***)	650	280	119	22
Otras provisiones	12.091	3.508	302	7.693
Total	283.166	269.966	659.900	660.305

(*) Incluye monto de MUS\$312.924 en porción no corriente por la incorporación de CELG a nuestra filial Enel Brasil (Ver nota 7.2) de los cuales un monto de MUS\$286.118 corresponde a provisión en litigio FUNAC.

(**) 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 el período de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 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 1 de enero de 2018	828.490	90.278	11.503	930.271
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	36.910	938	506	38.354
Provisión Utilizada	(51.819)	(3.248)	(116)	(55.183)
Actualización efectos	42.011	63	700	42.774
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(10.058)	5.672	569	(3.817)
Transferencia P&L	(9.333)	-	-	(9.333)
Total Movimientos en Provisiones	7.711	3.425	1.659	12.795
Saldo al 31 de marzo de 2018	836.201	93.703	13.162	943.066

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 1 de enero de 2017	397.392	15.280	115.048	527.720
Provisiones Adicionales	-	-	-	-
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	345.989	90.656	(104.284)	332.361
Provisión Utilizada	(214.373)	(21.393)	(1.060)	(236.826)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	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 de diciembre de 2017	828.490	90.278	11.503	930.271

24. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO

24.1 Aspectos generales:

Enel Américas y algunas de sus filiales 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 3.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.

24.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

- a) Al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 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	
	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Obligaciones post empleo	390.560	388.931
Total Pasivo	390.560	388.931
Total Obligaciones Post Empleo, neto	390.560	388.931

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al	
	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Obligaciones post empleo	1.089.273	1.063.551
(-) Plan de activos (*)	(776.732)	(751.669)
Total	312.541	311.882
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	48.974	47.918
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	29.045	29.131
Total Obligaciones Post Empleo, neto	390.560	388.931

(*) Los activos afectos se corresponden únicamente con los compromisos de prestación definida otorgados por nuestras filiales radicadas en Brasil (Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A.).

(**) En Enel Distribución Ceará S.A., ciertos planes de pensiones, presentan un superávit actuarial por un monto de MUS\$49.004 al 31 de marzo 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\$29.044 al 31 de marzo 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 períodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017, son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	Por los períodos terminados	
	31-03-2018 MUS\$	31-03-2017 MUS\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	895	828
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	25.204	25.303
Ingresos por intereses activos del plan	(18.312)	(17.685)
Costos de Servicios Pasados	-	-
Ingresos por intereses activos del plan	-	-
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	-	1.093
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	7.787	9.539
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	-	-
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	7.787	9.539

c) La presentación del pasivo actuarial neto al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017, es la siguiente:

Pasivo Actuarial Neto	MUS\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 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 al 31 de diciembre de 2017	388.931
Costo Neto por Intereses	6.892
Costos de los Servicios en el Período	895
Beneficios Pagados en el Período	(4.536)
Aportaciones del Período	(9.714)
Cambios del Límite de Activo	1.229
Traspaso del personal	(23)
Diferencias de conversión	6.886
Pasivo Actuarial Neto Final al 31 de marzo de 2018	390.560

d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas por el período de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	MUS\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 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 financieras (*)	43.327
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia (*)	(3.511)
Contribuciones pagadas	(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 al 31 de diciembre de 2017	1.063.551
Costo del servicio corriente	895
Costo por intereses	25.204
Aportaciones Efectuadas por los participantes	(61)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	4.243
Contribuciones pagadas	(4.536)
Traspaso del personal	(23)
Saldo al 31 de marzo de 2018	1.089.273

Al 31 de marzo de 2018, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 0,27% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (0,27% a 31 de diciembre de 2017), en un 84,34% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (84,78% a 31 de diciembre de 2017), en un 12,54% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (11,99% a 31 de diciembre 2017), en un 2,43% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (2,53% a 31 de diciembre de 2017) y el 0,42% 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 1 de enero de 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
Saldo al 31 de diciembre de 2017	(751.669)
Ingresos por intereses	(18.312)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	2.902
Aportaciones del empleador	(9.653)
Saldo al 31 de marzo de 2018	(776.732)

e) Las principales categorías de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Categoría de los Activos del Plan	31-03-2018		31-03-2017	
	MUS\$	%	MUS\$	%
Acciones (renta variable)	67.045	8,63%	64.686	8,61%
Activos de renta fija	600.318	77,29%	581.306	77,34%
Inversiones inmobiliarias	79.363	10,22%	76.748	10,21%
Otros	30.007	3,86%	28.929	3,85%
Total	776.733	100%	574.815	100%

Los planes de beneficios de retiro y fondos de pensiones mantenidos por nuestras subsidiarias brasileñas, Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará y Celg, 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) y Eletra (Una institución proveedora de fondos de pensiones exclusivamente para empleados y personal jubilado de CELG) 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.

	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Inmuebles	32.951	34.487
Total	32.951	34.487

f) Conciliación Techo del activo:

Conciliación Techo del Activo	MUS\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 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 al 31 de diciembre de 2017	47.918
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	1.229
Diferencias de Conversión	(173)
Total Techo del Activo al 31 de marzo de 2018	48.974

24.3 Otras revelaciones:

- **Hipótesis actuariales:**

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

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Perú	
	31-03-2018	31-12-2017	31-03-2018	31-12-2017	31-03-2018	31-12-2017	31-03-2018	31-12-2017	31-03-2018	31-12-2017
Tasas de descuento utilizadas	5,00%	5,00%	8,68% - 9,93%	8,68% - 9,93%	6,82%	6,82%	5,00%	5,00%	6,00%	6,00%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,00%	4,00%	7,38% - 9,69%	7,38% - 9,69%	4,50%	4,50%	0,00%	0,00%	3,00%	3,00%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 RV-M-2014	CB-H-2014 RV-M-2014	AT 2000	AT 2000	RV 2008	RV 2008	CB-H-2014 RV-M-2014	CB-H-2014 RV-M-2014	CB-H-2014 RV-M-2014	CB-H-2014 RV-M-2014
Tasa de rotación esperada	0	4,53%	0	0,053	0	0,0038	0	0,0151	0	0,0414

- **Sensibilización:**

Al 31 de marzo 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\$88.987 (MUS\$88.483 al 31 de diciembre 2017) en caso de un alza en la tasa y un aumento de MUS\$105.966 (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 marzo 2018 y 31 de diciembre de 2017 fueron de MUS\$2.223 y MUS\$10.007, respectivamente.

- **Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el ejercicio 2018 ascienden a MUS\$61.078.

- **Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las obligaciones del Grupo Enel Américas corresponde a 9,48 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

Años	MUS\$
1	88.976
2	81.834
3	81.222
4	81.324
5	80.822
6 a 10	400.138

25 PATRIMONIO

25.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

25.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

El capital de Enel Américas al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 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, Bolsa de Valores de Valparaíso, 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 filiales. 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 filiales 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 la 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.

25.1.2 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\$0,00910543 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\$0,004928341 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\$0,001392 por acción por un monto total de US\$80.300.566, 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.

El detalle de los dividendos pagados, en los últimos tres años, se resume como sigue:

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Dólar por Acción	Imputado al Ejercicio
90	Provisorio	30-01-2015	0,00999	2014
91	Definitivo	25-05-2015	0,00886	2014
92	Provisorio	29-01-2016	0,00911	2015
93	Definitivo	24-05-2016	0,00493	2015
94	Provisorio	27-01-2017	0,00139	2016
95	Definitivo	26-05-2017	0,00359	2016
96	Provisorio	26-01-2018	0,00100	2017

25.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de cambios en patrimonio consolidado por los periodos terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017, es el siguiente:

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	Por los ejercicios terminados el 31 de marzo de,	
	2018 MUS\$	2017 MUS\$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(128.294)	(127.831)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	153.611	163.124
Enel Distribución Perú S.A.	65.169	61.628
Dock Sud, S.A.	(21.537)	(19.520)
Enel Brasil S.A.	(515.934)	(337.564)
Enel Generación Costanera S.A.	(9.374)	(2.587)
Emgesa S.A. E.S.P.	61.642	36.655
Enel Generación El Chocón S.A.	(127.793)	(91.952)
Enel Generación Perú S.A.	120.400	123.139
Enel Generación Piura S.A.	13.756	12.897
Otros	(10.939)	(7.925)
TOTAL	(399.293)	(189.936)

- (2) Corresponde al efecto originado por la aplicación retrospectiva del cambio en la moneda de presentación, ver nota 3.

25.3 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.

25.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales (Nota de Patrimonio)

La compañía tiene algunas filiales 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 marzo de 2018, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de sus filiales Enel

Distribución Río, Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Perú, Enel Generación Piura y Enel Generación Perú asciende a MUS\$ 1.391.184, MUS\$ 83.118, MUS\$ 103.767, MUS\$ 92.349 y MUS\$ 4.662, respectivamente.

25.5 Otras Reservas

La naturaleza y el movimiento de las Otras reservas por los períodos terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017, fueron los siguientes:

	Saldo al 1 de enero de 2018 MUS\$	Movimiento 2018 MUS\$	Saldo al 31 de marzo de 2018 MUS\$
Diferencias de cambio por conversión (a)	(453.995)	54.702	(399.293)
Coberturas de flujo de caja (b)	(3.472)	(2.673)	(6.145)
Activos financieros disponibles para la venta	(175)	(11)	(186)
Otras reservas varias (c)	(3.408.922)	-	(3.408.922)
TOTAL	(3.866.564)	52.018	(3.814.546)

	Saldo al 1 de enero de 2017 MUS\$	Movimiento 2017 MUS\$	Saldo al 31 de marzo de 2017 MUS\$
Diferencias de cambio por conversión (a)	(388.942)	199.006	(189.936)
Coberturas de flujo de caja (b)	(11.423)	1.871	(9.551)
Activos financieros disponibles para la venta	227	(297)	(70)
Otras reservas varias (c)	(3.364.559)	(9.568)	(3.374.127)
TOTAL	(3.764.697)	191.012	(3.573.684)

- a) **Reservas por diferencias de cambio por conversión:** Proviene fundamentalmente a las diferencias de cambio que se originan en:
- La conversión de nuestras filiales 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.b.).
- 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.f.5).
- c) **Otras reservas varias.**

A continuación, se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

Otras Reservas Varias	31-03-2018 MUS\$	31-03-2017 MUS\$
Reserva por aumento de capital año 2013 (1)	(1.345.368)	(1.345.368)
Reserva por reestructuración societaria ("División") (2)	716.712	716.712
Reserva operaciones subsidiarias (3)	(439.290)	(439.290)
Reserva transición a IFRS (4)	(1.490.605)	(1.490.605)
Reserva por fusión Enel Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas (5)	(730.748)	(730.748)
Reserva por OPA Endesa Américas y Derecho a Retiro (6)	(57.101)	(57.101)
Otras reservas varias (7)	(62.522)	(27.727)
Total	(3.408.922)	(3.374.127)

- 1) Reserva originada como consecuencia del aumento de Capital que Enersis Américas perfeccionó durante el primer trimestre de 2013.
- 2) Reserva por la reestructuración 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 filiales. Representan el efecto generado por compras de participaciones de filiales 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.

25.6 Participaciones no controladoras.

El detalle de las principales participaciones no controladoras al y por los períodos terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017, es el siguiente:

Compañías	Participaciones No Controladoras				
	31-03-2018 %	Patrimonio		Resultado	
		31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-03-2017 MUS\$
Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	0,36%	3.764	3.746	28	(90)
Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	26,00%	225.191	218.722	6.866	8.402
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	51,52%	431.293	457.800	23.301	27.710
Emgesa S.A. E.S.P.	51,53%	641.933	667.440	42.194	38.061
Enel Distribucion Perú S.A.A.	24,32%	98.022	98.590	4.466	6.226
Enel Generacion Perú S.A.A.	16,40%	159.461	156.731	6.136	5.266
Chinango S.A.C.	20,00%	22.239	22.163	1.167	1.012
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,87%	8.041	2.356	6.164	(14.657)
Enel Generacion Costanera S.A.	24,32%	10.440	10.187	999	(2.341)
Enel Generacion El Chocón S.A.	32,33%	77.388	72.893	8.232	397
Inversora Dock Sud S.A.	42,86%	41.965	38.147	5.893	955
Central Dock Sud S.A.	29,76%	41.231	37.432	5.836	955
Enel Generacion Piura S.A.	3,50%	4.716	4.529	172	243
Enel Distribución Goias (ex Celg)	0,12%	811	743	17	(2.501)
Otros		6.921	6.557	685	85
TOTAL		1.773.416	1.798.036	112.156	69.723

26 INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS

El detalle de los ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por los períodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	Períodos terminados el 31 de marzo de,	
	2018 MUS\$	2017 MUS\$
Ventas de energía (1)	2.375.512	1.812.469
Generación	544.054	412.942
Clientes Regulados	146.820	153.643
Clientes no Regulados	253.770	140.734
Ventas de Mercado Spot	134.960	112.703
Otros Clientes	8.504	5.862
Distribución	1.831.458	1.399.527
Residenciales	761.762	650.978
Comerciales	396.214	384.060
Industriales	166.202	144.516
Otros Consumidores	507.280	219.973
Otras ventas	11.398	11.141
Ventas de gas	8.212	8.859
Ventas de productos y servicios	3.186	2.281
Otras prestaciones de servicios	226.112	342.766
Peajes y transmisión	166.147	295.286
Arriendo equipos de medida	33	29
Alumbrado público	1.051	1.058
Verificaciones y enganches	1.199	1.518
Servicios de ingeniería y consultoría	177	220
Otras prestaciones	57.505	44.655
Total Ingresos de actividades ordinarias	2.613.022	2.166.376

Otros Ingresos	Períodos terminados el 31 de marzo de,	
	2018 MUS\$	2017 MUS\$
Ingresos por contratos de construcción	135.286	-
Otros Ingresos	51.883	72.913
Total Otros Ingresos	187.169	72.913

- (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 período terminado el 31 de marzo de 2018 fueron por un importe de MUS\$440.425 (MUS\$245.267 al 31 de marzo de 2017).

27 MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

El detalle de las materias primas y consumibles utilizados por los períodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Períodos terminados el 31 de marzo de,	
	2018 MUS\$	2017 MUS\$
Compras de energía	(1.048.419)	(813.454)
Consumo de combustible	(62.631)	(56.583)
Gastos de transporte	(224.438)	(123.074)
Costos por contratos de construcción	(135.285)	(127.177)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(99.645)	(132.337)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(1.570.418)	(1.252.625)

28 GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El detalle de los gastos por beneficios a los empleados por los períodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017, es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Períodos terminados el 31 de marzo de,	
	2018 MUS\$	2017 MUS\$
Sueldos y salarios	(119.563)	(123.415)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(3.115)	(3.101)
Seguridad social y otras cargas sociales	(61.181)	(59.911)
Otros gastos de personal	(16.321)	(65.936)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(200.180)	(252.363)

29 GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO

El detalle de los gastos por depreciación, amortización y pérdida por deterioro por los períodos terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017, es el siguiente:

	Períodos terminados el 31 de marzo de,	
	2018 MUS\$	2017 MUS\$
Depreciación	(103.390)	(98.948)
Amortización	(63.258)	(44.797)
Subtotal	(166.648)	(143.745)
Reverso (pérdidas) por deterioro	(22.811)	(30.590)
Total	(189.459)	(174.335)

(*) Información por Segmento por Reversión y (Pérdidas) por Deterioro	Generación		Distribución		Otros		Períodos terminados el 31 de marzo de,	
	2018 MUS\$	2017 MUS\$	2018 MUS\$	2017 MUS\$	2018 MUS\$	2017 MUS\$	2018 MUS\$	2017 MUS\$
Activos financieros (ver nota 7)	(143)	(84)	(22.529)	(30.506)	-	-	(22.672)	(30.590)
Otros activos financieros	(142)	-	3	-	-	-	(139)	-
Total	(285)	(84)	(22.526)	(30.506)	-	-	(22.811)	(30.590)

30 OTROS GASTOS POR NATURALEZA

El detalle de los otros gastos por naturaleza por los períodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Períodos terminados el 31 de marzo de,	
	2018 MUS\$	2017 MUS\$
Otros suministros y servicios	(73.526)	(68.137)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(45.335)	(22.637)
Reparaciones y conservación	(56.542)	(53.639)
Indemnizaciones y multas	(5.716)	(916)
Tributos y tasas	(6.530)	(14.389)
Primas de seguros	(10.342)	(9.459)
Arrendamientos y cánones	(6.770)	(6.387)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(1.380)	(609)
Otros aprovisionamientos	(36.820)	(32.573)
Gastos de viajes	(4.860)	(4.488)
Gastos de medioambiente	(799)	409
Total	(248.620)	(212.825)

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos por los períodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017 fue de MUS\$253 y MUS\$14, respectivamente.

31 OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS)

El detalle de las otras ganancias (pérdidas) por los períodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Períodos terminados el 31 de marzo de,	
	2018 MUS\$	2017 MUS\$
Disposiciones y bajas inmovilizado material	-	579
Otros	188	(84)
Total Otras ganancias (pérdidas)	188	495

32 RESULTADO FINANCIERO

El detalle de los ingresos y costos financieros por los períodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017, es el siguiente:

Ingresos financieros	Periodos terminados el 31 de marzo de,	
	2018 MUS\$	2017 MUS\$
Efectivo y otros medios equivalentes	25.748	37.941
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil) (2)	12	20
Ingresos financieros por concesiones IFRIC 12 (Brasil) (1)	16.055	8.558
Otros ingresos financieros	31.244	16.599
Total Ingresos Financieros	73.059	63.118

Costos financieros	Periodos terminados el 31 de marzo de,	
	2018 MUS\$	2017 MUS\$
Costos Financieros	(202.922)	(262.572)
Préstamos bancarios	(29.897)	(38.295)
Obligaciones con el público	(54.266)	(59.306)
Arrendamientos financieros (leasing)	(1.365)	(457)
Valoración derivados financieros	-	409
Actualización financiera de provisiones (3)	(42.779)	(67.500)
Gastos financieros activados	1.192	2.629
Obligación por beneficios post empleo (2)	(8.133)	(8.731)
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(2.178)	-
Otros costos financieros (4)	(65.496)	(91.321)
Resultado por unidades de reajuste (*)	-	3
Diferencias de cambio (**)	2.411	2.460
Total Costos Financieros	(200.511)	(260.109)
Total Resultado Financiero	(127.452)	(196.991)

- (1) Corresponde al ingreso financiero por la actualización financiera durante los períodos terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017, de los activos no amortizados a valor nuevo de reposición, al término de la concesión en las distribuidoras Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A.
- (2) Ver nota 24.2.b).
- (3) Para el período terminado el 31 de marzo de 2018, se incluyen MUS\$31.148 (MUS\$45.729 para el período terminado el 31 de marzo de 2017) de nuestra filial 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 23). Adicionalmente, nuestras filiales brasileñas Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A., han reconocido MUS\$9.146 y MUS\$19.548 durante los períodos terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017, respectivamente, por concepto de actualización financiera de reclamaciones legales (Ver Nota 20).
- (4) Para el período terminado el 31 de marzo de 2018 son incluidos Intereses provenientes de la deuda de CAMESA por MUS\$16.018 (MUS\$13.657 al 31 de marzo de 2017), Costos bancarios por MUS\$10.544 (MUS\$9.629 al 31 de marzo de 2017), Costos financieros por venta de cartera por MUS\$6.684 (MUS\$11.940 al 31 de marzo de 2017), Contingencias por MUS\$5.353 (MUS\$6.378 al 31 de diciembre de 2017) y Otros por MUS\$26.859 (MUS\$49.717 al 31 de marzo de 2017).

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

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	Periodos terminados el 31 de marzo de,	
	2018 MUS\$	2017 MUS\$
Otros activos financieros	-	3
Total Resultado por Unidades de Reajuste	-	3

Diferencias de Cambio (**)	Periodos terminados el 31 de marzo de,	
	2018 MUS\$	2017 MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	4.411	(391)
Otros activos financieros	19.007	5.545
Otros activos no financieros	106	(243)
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	904	(3.741)
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	-	11
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(17.339)	(169)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	277	914
Otros pasivos no financieros	(4.955)	534
Total Diferencias de Cambio	2.411	2.460

33 INFORMACIÓN POR SEGMENTO

33.1 Criterios de segmentación

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

El Grupo adoptó un enfoque “abajo hacia arriba” para identificar los segmentos sobre los que debe informarse. Los segmentos de Generación y 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 filiales Enel Trading Argentina (ex Cemsa), Central DockSud, Enel Generación Costanera, y Enel Generación El Chocón; en Brasil por nuestras filiales EGP Cachoeira Dourada, Enel CIEN, Enel Brasil, y Fortaleza; en Colombia por nuestra filial Emgesa, y en Perú por nuestras filiales 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 filial Edesur; en Brasil por nuestras filiales Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Goias (ex Celg); en Colombia por nuestra filial Codensa; y en Perú por nuestra filial 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.

33.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros

Linea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
ACTIVOS								
ACTIVOS CORRIENTES	1.521.032	1.428.414	3.175.978	2.927.495	88.973	189.512	4.785.983	4.545.421
Efectivo y equivalentes al efectivo	544.272	598.586	476.640	576.614	193.497	297.563	1.214.409	1.472.763
Otros activos financieros corrientes	122.261	74.249	68.998	26.175	2.808	9.928	194.067	110.352
Otros activos no financieros, corriente	41.545	38.310	167.450	153.932	31.680	3.274	240.675	195.516
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	556.955	493.110	2.207.557	1.957.233	18.914	15.562	2.783.426	2.465.905
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	190.022	167.243	10.646	9.542	(190.755)	(169.382)	9.913	7.403
Inventarios corrientes	57.766	51.928	221.333	193.708	461	453	279.560	246.089
Activos por impuestos corrientes, corriente	8.211	4.988	23.354	10.291	32.368	32.114	63.933	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	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	5.845.810	5.657.523	9.644.333	9.505.116	424.226	460.930	15.914.369	15.623.569
Otros activos financieros no corrientes	424.431	421.888	1.368.884	1.325.481	2.508	4.898	1.795.823	1.752.267
Otros activos no financieros no corrientes	15.879	17.198	457.963	444.258	4.705	3.045	478.547	464.501
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	417.394	410.793	257.400	301.768	108	156	674.902	712.717
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	2.474	2.841	232	255	(46)	(51)	2.660	2.845
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	181.948	143.732	24	24	(178.735)	(141.009)	3.237	2.747
Activos intangibles distintos de la plusvalía	48.612	47.866	3.630.018	3.624.793	9.912	9.820	3.688.542	3.682.479
Plusvalía	7.835	7.443	128.814	129.200	576.974	576.532	713.623	713.175
Propiedades, planta y equipo	4.716.908	4.574.513	3.633.005	3.511.532	7.686	6.422	8.357.599	8.092.467
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	30.329	31.449	167.993	167.805	1.114	1.117	199.436	200.371
TOTAL ACTIVOS	7.366.842	7.085.937	12.820.311	12.432.611	513.199	650.442	20.700.352	20.168.990

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.

Línea de Negocio	Generación		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS								
PASIVOS CORRIENTES	1.486.269	1.213.127	4.154.544	3.809.015	(286.895)	(87.807)	5.353.918	4.934.335
Otros pasivos financieros corrientes	300.930	208.407	764.923	469.228	48.865	12.133	1.114.718	689.768
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	746.992	705.123	2.644.291	2.717.887	110.756	130.909	3.502.039	3.553.919
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	185.797	76.532	470.332	380.820	(448.427)	(232.325)	207.702	225.027
Otras provisiones corrientes	88.181	89.943	193.707	178.785	1.278	1.238	283.166	269.966
Pasivos por impuestos corrientes	141.678	129.088	62.906	43.312	633	238	205.217	172.638
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	22.691	4.034	18.385	18.983	-	-	41.076	23.017
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	2.247.190	2.331.606	4.025.557	4.074.776	542.299	549.766	6.815.046	6.956.148
Otros pasivos financieros no corrientes	1.663.041	1.737.988	1.960.916	1.995.344	622.980	616.183	4.246.937	4.349.515
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	158.353	166.614	848.219	882.795	10.950	10.929	1.017.522	1.060.338
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	33.856	43.963	75.168	54.016	(109.024)	(97.979)	-	-
Otras provisiones no corrientes	62.744	62.474	596.856	597.548	300	283	659.900	660.305
Pasivo por impuestos diferidos	266.174	258.472	178.767	179.957	13.769	16.882	458.710	455.311
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	37.520	36.427	350.152	349.671	2.888	2.833	390.560	388.931
Otros pasivos no financieros no corrientes	25.502	25.668	15.479	15.445	436	635	41.417	41.748
PATRIMONIO NETO	3.633.383	3.541.204	4.640.210	4.548.820	257.795	188.483	8.531.388	8.278.507
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.633.383	3.541.204	4.640.210	4.548.820	257.795	188.483	6.757.972	6.480.471
Capital emitido	1.681.118	705.205	2.634.940	2.395.815	2.447.146	3.662.184	6.763.204	6.763.204
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.156.474	1.190.570	(874.447)	(1.003.058)	3.527.287	3.396.319	3.809.314	3.583.831
Primas de emisión	45.097	38.013	68.255	63.832	(113.352)	(101.845)	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	750.694	1.607.416	2.811.462	3.092.231	(5.603.286)	(6.768.175)	(3.814.546)	(3.866.564)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	1.773.416	1.798.036
Total Patrimonio Neto y Pasivos	7.366.842	7.085.937	12.820.311	12.432.611	513.199	650.442	20.700.352	20.168.990

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	
	31-03-2018 MUS\$	31-03-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-03-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-03-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-03-2017 MUS\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES								
INGRESOS	830.176	685.653	2.168.585	1.858.273	(198.570)	(209.520)	2.800.191	2.334.406
Ingresos de actividades ordinarias	801.369	670.790	2.009.549	1.704.517	(197.896)	(208.931)	2.613.022	2.166.376
Ventas de energía	715.982	597.659	1.831.664	1.399.647	(172.134)	(184.837)	2.375.512	1.812.469
Otras ventas	10.059	10.256	1.339	885	-	-	11.398	11.141
Otras prestaciones de servicios	75.328	62.875	176.546	303.985	(25.762)	(24.094)	226.112	342.766
Otros ingresos	28.807	14.863	153.036	153.756	(674)	(589)	187.169	168.030
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(350.150)	(265.281)	(1.418.247)	(1.195.804)	197.979	208.460	(1.570.418)	(1.252.625)
Compras de energía	(179.626)	(120.047)	(1.055.797)	(892.757)	187.004	199.350	(1.048.419)	(813.454)
Consumo de combustible	(62.631)	(56.583)	-	-	-	-	(62.631)	(56.583)
Gastos de transporte	(76.194)	(60.601)	(161.441)	(73.388)	13.197	10.915	(224.438)	(123.074)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(31.699)	(28.050)	(201.009)	(229.659)	(2.222)	(1.805)	(234.930)	(259.514)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	480.026	420.372	750.338	662.469	(591)	(1.060)	1.229.773	1.081.781
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	1.806	1.202	37.306	32.839	-	-	39.112	34.041
Gastos por beneficios a los empleados	(36.554)	(35.567)	(157.230)	(209.870)	(6.396)	(6.926)	(200.180)	(252.363)
Otros gastos, por naturaleza	(32.063)	(32.828)	(201.119)	(170.451)	(15.438)	(9.546)	(248.620)	(212.825)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	413.215	353.179	429.295	314.987	(22.425)	(17.532)	820.085	650.634
Gasto por depreciación y amortización	(58.048)	(57.849)	(108.912)	(86.040)	312	144	(166.648)	(143.745)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(285)	(84)	(22.526)	(30.492)	-	(14)	(22.811)	(30.590)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	354.882	295.246	297.857	198.455	(22.113)	(17.402)	630.626	476.299
RESULTADO FINANCIERO	(9.747)	(42.340)	(103.068)	(181.947)	(14.636)	27.296	(127.452)	(196.991)
Ingresos financieros	21.005	16.977	49.806	35.488	2.248	10.653	73.059	63.118
Efectivo y otros medios equivalentes	17.198	15.264	5.767	11.744	2.783	10.933	25.748	37.941
Otros ingresos financieros	3.807	1.713	44.039	23.744	(535)	(280)	47.311	25.177
Costos financieros	(48.972)	(50.334)	(149.469)	(214.655)	(4.480)	2.417	(202.922)	(262.572)
Préstamos bancarios	(6.380)	(4.711)	(23.419)	(33.584)	(98)	-	(29.897)	(38.295)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(26.217)	(27.317)	(21.574)	(25.485)	(6.475)	(6.504)	(54.266)	(59.306)
Otros	(16.375)	(18.306)	(104.476)	(155.586)	2.093	8.921	(118.758)	(164.971)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	3	-	-	-	3
Diferencias de cambio	18.220	(8.983)	(3.405)	(2.783)	(12.404)	14.226	2.411	2.460
Positivas	55.256	(5.871)	9.379	8.744	2.135	64.831	66.770	67.704
Negativas	(37.036)	(3.112)	(12.784)	(11.527)	(14.539)	(50.605)	(64.359)	(65.244)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	495	384	-	-	-	(55)	495	329
Otras ganancias (pérdidas)	194	(106)	(6)	601	-	-	188	495
Resultado de Otras Inversiones	150	(108)	-	24	-	-	150	(84)
Resultados en Ventas de Activos	44	2	(6)	577	-	-	38	579
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	345.824	253.184	194.783	17.109	(36.749)	9.839	503.857	280.132
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(118.890)	(89.676)	(52.579)	(31.266)	1.048	(15.787)	(170.421)	(136.729)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	226.934	163.508	142.204	(14.157)	(35.701)	(5.948)	333.436	143.403
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	226.934	163.508	142.204	(14.157)	(35.701)	(5.948)	333.436	143.403
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	226.934	163.508	142.204	(14.157)	(35.701)	(5.948)	333.436	143.403
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	221.280	73.680
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	112.156	69.723

País	Generación		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	31-03-2018 MUS\$	31-03-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-03-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-03-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-03-2017 MUS\$
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO								
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	223.982	175.773	(49.151)	73.628	(45.269)	(45.805)	129.562	203.596
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(101.550)	(69.991)	(295.414)	(195.321)	24.934	(624.175)	(372.030)	(889.487)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(175.027)	(225.688)	237.591	(43.529)	(86.800)	(94.700)	(24.236)	(363.917)

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.

33.3 Países

Pais	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones, Holdings y Otros		Totales	
	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
ACTIVOS														
ACTIVOS CORRIENTES	420.774	265.002	815.024	711.201	2.711.977	2.519.659	664.594	725.442	488.400	458.183	(314.786)	(134.066)	4.785.983	4.545.421
Efectivo y equivalentes al efectivo	159.475	184.157	240.680	242.072	421.629	470.361	205.359	354.110	187.266	222.063	-	-	1.214.409	1.472.763
Otros activos financieros corrientes	256	127	-	412	124.213	64.924	69.598	44.889	-	-	-	-	194.067	110.352
Otros activos no financieros, corriente	1.289	577	14.817	17.260	163.411	154.367	18.113	7.750	43.045	15.562	-	-	240.675	195.516
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	3.968	3.592	508.794	401.460	1.758.832	1.616.673	310.513	268.651	200.499	175.124	820	405	2.783.426	2.465.905
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	247.670	68.433	27.949	28.732	47.568	43.040	1.846	1.612	486	57	(315.606)	(134.471)	9.913	7.403
Inventarios corrientes	-	-	22.388	20.813	152.181	134.991	59.162	48.424	45.829	41.861	-	-	279.560	246.089
Activos por impuestos corrientes, corriente	8.116	8.116	396	452	44.143	35.303	3	6	11.275	3.516	-	-	63.933	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	7.412.392	7.410.770	1.511.181	1.516.003	6.855.264	6.861.342	4.678.080	4.372.366	3.945.057	3.908.055	(8.487.605)	(8.444.967)	15.914.369	15.623.569
Otros activos financieros no corrientes	-	-	26	27	1.794.639	1.751.137	1.158	1.103	-	-	-	-	1.795.823	1.752.267
Otros activos no financieros no corrientes	4.064	2.403	4.204	4.429	462.478	448.886	7.798	7.158	-	-	3	1.625	478.547	464.501
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	85	124	410.322	401.725	223.665	273.768	40.830	37.100	-	-	-	-	674.902	712.717
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	375.000	375.000	232	255	57.441	57.512	-	-	-	-	-	-	2.660	2.845
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	7.033.243	7.033.243	43.386	35.641	-	-	11	10	1.561.166	1.527.055	(8.634.569)	(8.593.202)	3.237	2.747
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	16.418	17.628	3.547.865	3.546.462	84.799	77.886	39.460	40.503	-	-	3.688.542	3.682.479
Plusvalía	-	-	970	1.022	128.814	129.200	6.865	6.421	-	-	-	576.974	713.623	713.175
Propiedades, planta y equipo	-	-	978.961	1.004.634	497.591	504.650	4.536.616	4.242.686	2.344.431	2.340.497	-	-	8.357.599	8.092.467
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	-	-	56.662	50.642	142.771	149.727	3	2	-	-	-	-	199.436	200.371
TOTAL ACTIVOS	7.833.166	7.675.772	2.326.205	2.227.204	9.567.241	9.381.001	5.342.674	5.097.808	4.433.457	4.366.238	(8.802.391)	(8.579.033)	20.700.352	20.168.990

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, Holdings y Otros		Totales	
	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	196.589	85.879	1.277.800	1.211.390	2.260.389	2.157.536	1.429.568	942.967	477.020	487.036	(287.448)	49.527	5.353.918	4.934.335
Otros pasivos financieros corrientes	21.321	11.791	10.808	2.938	484.737	305.468	493.608	267.116	104.244	102.455	-	-	1.114.718	689.768
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	83.042	35.416	967.082	956.435	1.656.542	1.715.279	574.889	506.528	220.784	285.913	(300)	74.346	3.502.039	3.553.919
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	90.499	37.377	52.843	50.329	98.119	90.778	195.898	50.746	57.491	20.616	(287.148)	(24.819)	207.702	225.027
Otras provisiones corrientes	1.278	1.239	164.008	150.497	3.244	10.594	45.486	33.779	69.150	73.857	-	-	283.166	269.966
Pasivos por impuestos corrientes	449	54	83.059	51.191	14.738	32.399	100.934	84.650	6.037	4.344	-	-	205.217	172.638
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	-	-	3.009	3.018	18.753	148	19.314	19.851	-	-	41.076	23.017
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	619.361	618.499	594.409	610.568	3.400.538	3.399.497	1.831.138	1.971.990	626.950	812.356	(457.350)	(456.762)	6.815.046	6.956.148
Otros pasivos financieros no corrientes	608.627	607.512	42.925	48.913	1.480.085	1.442.737	1.599.776	1.750.429	515.524	499.924	-	-	4.246.937	4.349.515
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	15	407.231	419.106	599.208	630.011	-	-	11.083	11.206	-	-	1.017.522	1.060.338
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	55.013	53.642	402.337	403.120	-	-	-	-	(457.350)	(456.762)	-	-
Otras provisiones no corrientes	-	-	23.051	21.826	567.588	565.565	61.132	64.904	8.129	8.010	-	-	659.900	660.305
Pasivo por impuestos diferidos	7.846	8.140	37.721	37.724	129.413	130.381	23.527	18.010	260.203	261.056	-	-	458.710	455.311
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	2.888	2.832	26.207	26.960	221.470	227.048	135.459	127.565	4.536	4.526	-	-	390.560	388.931
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	2.261	2.397	437	635	11.244	11.082	27.475	27.634	-	-	41.417	41.748
PATRIMONIO NETO	7.017.216	6.971.394	453.996	405.246	3.906.314	3.823.968	2.081.968	2.182.851	3.129.487	3.066.846	(8.057.593)	(8.171.798)	8.531.388	8.278.507
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	7.017.216	6.971.394	453.996	405.246	3.906.314	3.823.968	2.081.968	2.182.851	3.129.487	3.066.846	(8.057.593)	(8.171.798)	6.757.972	6.480.471
Capital emitido	6.763.204	6.763.204	222.161	234.050	2.042.056	2.048.181	239.527	224.006	2.797.730	1.657.365	(5.301.474)	(4.163.602)	6.763.204	6.763.204
Ganancias (pérdidas) acumuladas	3.495.625	3.449.803	270.533	274.033	370.598	414.775	256.171	484.805	336.910	148.516	(920.523)	(1.188.101)	3.809.314	3.583.831
Primas de emisión	-	-	-	-	899.404	902.102	108.823	101.771	6.335	1.874	(1.014.562)	(1.005.747)	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	(3.241.613)	(3.241.613)	(38.698)	(102.837)	594.256	458.910	1.477.447	1.372.269	(11.488)	1.259.091	(821.034)	(1.814.348)	(3.814.546)	(3.866.564)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.773.416	1.798.036
Total Patrimonio Neto y Pasivos	7.833.166	7.675.772	2.326.205	2.227.204	9.567.241	9.381.001	5.342.674	5.097.808	4.433.457	4.366.238	(8.802.391)	(8.579.033)	20.700.352	20.168.990

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, Holdings y Otros		Totales	
	31-03-2018 MUSS	31-03-2017 MUSS	31-03-2018 MUSS	31-03-2017 MUSS	31-03-2018 MUSS	31-03-2017 MUSS	31-03-2018 MUSS	31-03-2017 MUSS	31-03-2018 MUSS	31-03-2017 MUSS	31-03-2018 MUSS	31-03-2017 MUSS	31-03-2018 MUSS	31-03-2017 MUSS
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES														
INGRESOS	2	-	530.774	389.096	1.240.208	1.026.465	647.454	577.557	381.753	341.287	-	-	2.800.191	2.334.406
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	525.085	384.400	1.078.688	872.262	636.319	569.228	372.930	340.486	-	-	2.613.022	2.166.376
Ventas de energía	-	-	508.808	368.354	970.886	632.964	576.162	512.536	319.656	298.615	-	-	2.375.512	1.812.469
Otras ventas	-	-	28	27	1.006	541	5.291	5.365	5.073	5.208	-	-	11.308	11.441
Otras prestaciones de servicios	-	-	16.019	106.796	238.757	54.866	51.327	48.201	36.663	-	-	-	226.112	342.766
Otros ingresos	2	-	5.689	4.696	161.520	154.203	11.135	8.329	8.823	801	-	-	187.169	168.030
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	-	-	(264.589)	(201.972)	(799.510)	(641.314)	(293.850)	(231.618)	(212.457)	(177.721)	(12)	-	(1.570.418)	(1.252.625)
Compras de energía	-	-	(219.400)	(140.382)	(520.145)	(435.756)	(178.452)	(123.940)	(130.972)	(114.076)	550	700,00	(1.048.419)	(813.154)
Consumo de combustible	-	-	(454)	(1.526)	(12.990)	(18.025)	(14.923)	(11.277)	(34.264)	(25.755)	-	-	(62.631)	(56.583)
Gastos de transporte	-	-	(13.459)	(1.711)	(114.007)	(39.617)	(67.852)	(59.786)	(28.558)	(21.260)	(562)	(700,00)	(224.438)	(123.074)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	(31.276)	(58.353)	(152.368)	(147.916)	(32.623)	(36.615)	(18.663)	(16.630)	-	-	(234.930)	(259.514)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	2	-	266.185	187.124	440.698	385.151	353.604	345.939	169.296	163.566	(12)	-	1.229.773	1.081.781
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	15.477	13.488	16.790	14.785	5.200	4.193	1.645	1.575	-	-	39.112	34.041
Gastos por beneficios a los empleados	(1.584)	(2.340)	(89.725)	(84.426)	(66.359)	(126.413)	(26.435)	(22.335)	(16.077)	(16.849)	-	-	(200.180)	(252.363)
Otros gastos, por naturaleza	(4.115)	(4.689)	(46.747)	(45.377)	(135.812)	(106.528)	(39.748)	(37.927)	(22.188)	(18.304)	(10)	-	(248.620)	(212.825)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	(5.697)	(7.029)	145.190	70.809	255.317	166.995	292.621	289.870	132.676	129.988	(22)	-	820.085	650.634
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(17.584)	(19.656)	(69.776)	(51.504)	(48.349)	(43.800)	(30.939)	(28.785)	-	-	(166.648)	(143.745)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	-	-	(8.178)	(6.124)	(12.591)	(21.729)	(1.457)	(1.296)	(585)	(1.441)	-	-	(22.811)	(30.590)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	(5.697)	(7.029)	119.428	45.029	172.950	93.762	242.815	244.774	101.152	99.762	(22)	-	630.626	476.299
RESULTADO FINANCIERO	(10.290)	15.439	(25.496)	(89.375)	(44.965)	(74.658)	(40.857)	(39.982)	(5.842)	(8.415)	(2)	-	(127.452)	(196.991)
Ingresos financieros	7.065	6.791	24.544	17.208	41.524	35.690	6.118	6.229	2.769	2.249	(8.441)	(5.569)	73.059	63.118
Efectivo y otros medios equivalentes	843	3.287	17.702	14.148	3.154	13.700	3.127	5.243	922	1.563	-	-	25.748	37.941
Otros ingresos financieros	6.222	3.504	8.842	3.060	38.370	21.990	2.991	966	1.327	1.206	(8.441)	(5.569)	47.311	25.177
Costos financieros	(12.158)	(10.522)	(69.622)	(100.693)	(74.130)	(100.276)	(47.455)	(46.839)	(7.998)	(9.811)	8.441	5.569	(202.922)	(262.572)
Préstamos bancarios	(2)	-	(25)	(133)	(22.047)	(28.652)	(6.993)	(7.403)	(830)	(2.107)	-	-	(29.897)	(38.295)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(6.475)	(6.503)	-	(7.313)	(11.355)	(33.680)	(34.529)	(6.798)	(6.919)	-	-	-	(54.266)	(59.306)
Otros	(5.681)	(4.019)	(69.597)	(100.560)	(44.770)	(60.269)	(6.782)	(4.907)	(370)	(785)	8.441	5.569	(118.759)	(164.971)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	3
Diferencias de cambio	(5.197)	19.170	19.582	(5.890)	(12.359)	(10.075)	480	628	(93)	(1.373)	(2)	-	2.411	2.460
Positivas	2.524	66.284	38.693	(9.810)	41.448	10.678	3.549	2.539	5.649	5.589	(25.093)	(7.576)	66.770	67.704
Negativas	(7.721)	(47.114)	(19.111)	3.920	(53.807)	(20.753)	(3.069)	(1.911)	(5.742)	(6.962)	25.091	7.576	(64.359)	(65.244)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	-	(54)	495	383	-	-	-	-	-	-	-	-	495	329
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	169	(84)	-	-	-	(59)	19	638	-	-	188	495
Resultado de Otras Inversiones	-	-	150	(84)	-	-	-	-	-	-	-	-	150	(84)
Resultados en Ventas de Activos	-	-	19	-	-	-	-	(59)	19	638	-	-	38	579
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(15.987)	8.356	94.596	(44.047)	127.985	19.104	201.958	204.733	95.329	91.985	(24)	-	503.857	280.132
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(152)	(13.618)	(31.953)	(12.667)	(36.584)	(6.467)	(74.896)	(76.931)	(26.836)	(27.046)	-	-	(170.421)	(136.729)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(16.139)	(5.262)	62.643	(56.714)	91.401	12.637	127.062	127.802	68.493	64.939	(24)	-	333.436	143.403
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	(16.139)	(5.262)	62.643	(56.714)	91.401	12.637	127.062	127.802	68.493	64.939	(24)	-	333.436	143.403
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	221.280	73.680
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	112.156	69.723

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones, Holdings y Otros		Totales	
	31-03-2018 MUSS	31-03-2017 MUSS	31-03-2018 MUSS	31-03-2017 MUSS	31-03-2018 MUSS	31-03-2017 MUSS	31-03-2018 MUSS	31-03-2017 MUSS	31-03-2018 MUSS	31-03-2017 MUSS	31-03-2018 MUSS	31-03-2017 MUSS	31-03-2018 MUSS	31-03-2017 MUSS
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO														
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(11.949)	(37.557)	58.851	(19.561)	(53.101)	69.268	140.687	167.355	(5.399)	21.552	473	2.539	129.562	203.596
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	43.482	(854.339)	(47.357)	(30.584)	(168.394)	(765.221)	(122.116)	(102.064)	(32.189)	(45.361)	(45.456)	908.082	(372.030)	(889.487)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(56.980)	(44.006)	(2.775)	(5.562)	169.740	853.334	(180.984)	(189.216)	1.780	(67.844)	44.983	(910.623)	(24.236)	(363.917)

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

33.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países

a) Generación y Transmisión

Línea de Negocio	Generación y Transmisión												Totales		
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
		31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$		
ACTIVOS															
ACTIVOS CORRIENTES															
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	-	323.508	316.209	509.440	437.446	342.347	327.200	411.556	412.379	-	-	1.521.032	1.428.414	
Otros activos financieros corrientes	-	-	147.015	140.455	134.315	136.694	124.783	179.828	138.159	141.609	-	-	544.272	598.586	
Otros activos no financieros, corriente	-	-	-	-	52.704	46.592	69.557	28.657	-	-	-	-	122.261	74.249	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	-	5.888	9.828	17.045	13.298	7.835	4.262	10.777	10.922	-	-	41.545	38.310	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	-	-	138.175	132.918	196.008	167.176	117.764	96.775	105.008	96.881	-	(640)	556.955	493.110	
Inventarios corrientes	-	-	28.611	29.225	107.006	72.251	267	668	119.957	129.279	(65.819)	(64.180)	190.022	167.243	
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	3.423	3.331	473	474	22.138	17.004	31.732	31.119	-	-	57.766	51.928	
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	396	452	1.889	1.961	3	6	5.923	2.569	-	-	8.211	4.988	
ACTIVOS NO CORRIENTES															
Otros activos financieros no corrientes	-	-	658.692	656.379	1.017.326	1.024.938	2.879.809	2.703.618	1.324.893	1.305.808	(34.910)	(33.220)	5.845.810	5.657.523	
Otros activos no financieros no corrientes	-	-	-	-	423.283	420.794	1.148	1.094	-	-	-	-	424.431	421.888	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	3.908	4.117	9.267	8.973	2.701	2.483	-	-	3	1.625	15.879	17.198	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	400.533	391.831	11.827	13.045	5.034	5.917	-	-	-	-	417.394	410.793	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	-	37.387	37.486	-	-	-	-	(34.913)	(34.845)	2.474	2.641	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	15.656	6.426	54.631	54.794	-	-	111.661	82.512	-	-	181.948	143.732	
Plusvalía	-	-	23	26	5.699	5.665	25.782	24.900	17.108	17.275	-	-	48.612	47.866	
Propiedades, planta y equipo	-	-	970	1.022	-	-	6.865	6.421	-	-	-	-	7.835	7.443	
Propiedad de inversión	-	-	237.580	252.934	444.928	452.757	2.838.276	2.662.801	1.196.124	1.206.021	-	-	4.716.908	4.574.513	
Activos por impuestos diferidos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL ACTIVOS	-	-	982.200	972.588	1.526.766	1.462.384	3.222.156	3.030.818	1.736.449	1.718.187	(100.729)	(98.040)	7.366.842	7.085.937	

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	
	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	-	-	286.212	293.504	321.889	308.086	687.664	399.795	229.114	247.092	(38.610)	(35.350)	1.486.269	1.213.127
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	10.808	2.938	4.946	5.336	250.347	154.957	34.829	45.176	-	-	300.930	208.407
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	167.205	201.191	281.807	248.669	197.480	129.807	100.800	125.326	(300)	130	746.992	705.123
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	-	52.456	48.483	17.388	18.663	116.987	30.053	37.276	14.813	(38.310)	(35.480)	185.797	76.532
Otras provisiones corrientes	-	-	-	-	-	-	33.273	30.940	54.908	59.003	-	-	88.181	89.943
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	55.743	40.892	14.738	32.399	70.915	54.038	-	282	1.759	-	141.678	129.088
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	-	-	3.010	3.019	18.662	-	1.019	1.015	-	-	22.691	4.034
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	-	-	299.440	312.456	373.932	385.093	1.288.466	1.335.486	347.471	361.261	(62.119)	(62.690)	2.247.190	2.331.606
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	42.925	48.913	324.667	324.117	1.192.103	1.247.200	103.346	117.758	-	-	1.663.041	1.737.988
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	157.874	165.993	479	621	-	-	-	-	-	-	158.353	166.614
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	55.013	53.642	40.962	53.011	-	-	-	-	(62.119)	(62.690)	33.856	43.963
Otras provisiones no corrientes	-	-	-	-	6.952	6.817	48.157	48.136	7.635	7.521	-	-	62.744	62.474
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	37.721	37.724	872	527	18.081	11.428	209.500	208.793	-	-	266.174	258.472
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	-	5.907	6.184	-	-	30.125	28.722	1.488	1.521	-	-	37.520	36.427
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	25.502	25.668	-	-	25.502	25.668
PATRIMONIO NETO	-	-	396.548	366.628	830.945	769.205	1.246.026	1.295.537	1.159.864	1.109.834	-	-	3.633.383	3.541.204
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	396.548	366.628	830.945	769.205	1.246.026	1.295.537	1.159.864	1.109.834	-	-	3.633.383	3.541.204
Capital emitido	-	-	154.443	162.708	321.155	322.118	234.696	219.488	970.824	891	-	-	1.681.118	705.205
Ganancias (pérdidas) acumuladas	-	-	288.649	315.019	384.431	322.261	199.957	323.370	283.437	229.920	-	-	1.156.474	1.190.570
Primas de emisión	-	-	-	-	-	-	40.568	37.939	4.529	74	-	-	45.097	38.013
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	-	-	(46.544)	(111.099)	125.359	124.826	770.805	714.740	(98.926)	878.949	-	-	750.694	1.607.416
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	-	-	982.200	972.588	1.526.766	1.462.384	3.222.156	3.030.818	1.736.449	1.718.187	(100.729)	(98.040)	7.366.842	7.085.937

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

Pais	Generación y Transmisión												Totales	
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		31-03-2018	31-03-2017
	31-03-2018	31-03-2017	31-03-2018	31-03-2017	31-03-2018	31-03-2017	31-03-2018	31-03-2017	31-03-2018	31-03-2017	31-03-2018	31-03-2017	MUS\$	MUS\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES														
INGRESOS	-	-	83.465	53.129	241.193	188.534	307.129	272.416	198.389	171.574	-	-	830.176	685.653
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	82.993	51.977	230.035	181.023	298.141	266.225	190.200	171.565	-	-	801.369	670.790
Ventas de energía	-	-	51.794	207.910	158.621	158.621	293.004	132.317	126.399	126.399	-	-	715.982	597.659
Otras ventas	-	-	-	-	-	-	5.100	5.338	4.959	4.918	-	-	10.059	10.256
Otras prestaciones de servicios	-	-	242	183	22.125	22.402	37	42	52.924	40.248	-	-	75.328	62.875
Otros ingresos	-	-	472	1.152	11.158	7.511	8.988	6.191	8.189	9	-	-	28.807	14.863
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	-	-	(7.337)	(6.215)	(125.788)	(89.189)	(113.009)	(90.216)	(104.004)	(79.661)	(12)	-	(350.150)	(265.281)
Compras de energía	-	-	(350)	(369)	(104.413)	(64.906)	(45.842)	(30.741)	(29.571)	(24.731)	550	700	(179.626)	(120.047)
Consumo de combustible	-	-	(454)	(1.526)	(12.990)	(18.025)	(14.923)	(11.277)	(34.264)	(25.755)	-	-	(62.631)	(56.583)
Gastos de transporte	-	-	(2.838)	(1.446)	(8.320)	(6.239)	(35.916)	(30.956)	(28.558)	(21.260)	(562)	(700)	(76.194)	(60.601)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	(2.874)	(65)	(65)	(19)	(16.328)	(17.242)	(11.611)	(7.915)	-	-	(31.699)	(28.050)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	-	-	76.128	46.914	115.405	99.345	194.120	182.200	94.385	91.913	(12)	-	480.026	420.372
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	1.185	793	133	214	480	76	8	119	-	-	1.806	1.202
Gastos por beneficios a los empleados	-	-	(15.897)	(15.377)	(4.530)	(4.586)	(8.450)	(6.820)	(7.677)	(8.784)	-	-	(36.564)	(35.567)
Otros gastos, por naturaleza	-	-	(7.167)	(7.088)	(5.241)	(4.119)	(9.833)	(12.823)	(9.812)	(8.798)	(10)	-	(32.063)	(32.828)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	-	-	54.249	25.242	105.767	90.854	176.317	162.633	76.904	74.450	(22)	-	413.215	353.179
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(12.104)	(14.173)	(9.298)	(8.880)	(18.628)	(17.958)	(18.018)	(16.838)	-	-	(58.048)	(57.849)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	-	-	(122)	(411)	38	126	-	-	-	(285)	(84)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	-	-	42.145	11.069	96.469	81.852	157.278	144.713	59.012	57.612	(22)	-	354.882	295.246
RESULTADO FINANCIERO	-	-	16.970	(12.307)	1.108	(110)	(27.688)	(26.945)	(127)	(2.978)	(10)	-	(9.747)	(42.340)
Ingresos financieros	-	-	12.634	8.740	6.851	5.061	2.419	3.439	1.461	1.517	(2.360)	(1.780)	21.805	18.977
Efectivo y otros medios equivalentes	-	-	12.459	8.506	1.983	2.758	2.006	2.925	1.075	750	-	-	17.198	15.264
Otros ingresos financieros	-	-	175	234	4.868	2.303	413	514	711	442	(2.360)	(1.780)	3.807	1.713
Costos financieros	-	-	(13.753)	(15.290)	(6.081)	(3.319)	(30.271)	(30.931)	(1.227)	(2.574)	2.360	1.780	(48.972)	(50.334)
Préstamos bancarios	-	-	(11)	(124)	(2.746)	(132)	(3.532)	(3.104)	(91)	(1.351)	-	-	(6.380)	(4.711)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	-	-	-	(25.462)	(26.459)	(755)	(858)	-	-	(26.217)	(27.317)
Otros	-	-	(13.742)	(15.166)	(3.335)	(3.187)	(1.277)	(1.368)	(381)	(365)	2.360	1.780	(16.375)	(18.306)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	-	-	18.089	(5.757)	338	(1.852)	164	547	(361)	(1.921)	(10)	-	18.220	(8.983)
Positivas	-	-	36.592	(10.284)	16.419	2.761	2.754	2.053	3.801	4.429	(4.310)	(4.830)	55.256	(5.871)
Negativas	-	-	(18.503)	4.527	(16.081)	(4.613)	(2.590)	(1.506)	(4.162)	(6.350)	4.300	4.830	(37.036)	(3.112)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	-	-	495	384	-	-	-	-	-	-	-	-	495	384
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	169	(108)	-	-	-	-	25	2	-	-	194	(106)
Resultado de Otras Inversiones	-	-	150	(108)	-	-	-	-	-	-	-	-	150	(108)
Resultados en Ventas de Activos	-	-	19	-	-	-	-	-	25	2	-	-	44	2
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	-	-	59.779	(962)	97.577	81.742	129.590	117.768	58.910	54.636	(32)	-	345.824	253.184
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	-	-	(20.333)	(3.026)	(33.410)	(27.259)	(47.699)	(43.898)	(17.448)	(15.493)	-	-	(118.890)	(89.676)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	-	-	39.446	(3.988)	64.167	54.483	81.891	73.870	41.462	39.143	(32)	-	226.934	163.508
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	-	-	39.446	(3.988)	64.167	54.483	81.891	73.870	41.462	39.143	(32)	-	226.934	163.508

Pais	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-03-2018	31-03-2017	31-03-2018	31-03-2017	31-03-2018	31-03-2017	31-03-2018	31-03-2017	31-03-2018	31-03-2017	31-03-2018	31-03-2017	31-03-2018	31-03-2017
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	-	-	22.221	4.309	53.891	33.688	125.300	115.896	22.570	21.880	-	-	223.982	175.773
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-	-	(6.149)	(8.779)	(36.653)	687	(56.959)	(44.309)	211	(17.590)	-	-	(101.550)	(69.991)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-	-	(2.761)	(5.562)	(17.944)	(27.801)	(127.658)	(146.370)	(26.664)	(45.955)	-	-	(175.027)	(225.688)

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														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
ACTIVOS															
ACTIVOS CORRIENTES	-	-	493.684	396.740	2.190.823	1.958.520	326.787	402.852	164.684	169.383	-	-	3.175.978	2.927.495	
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	-	93.664	101.615	253.545	220.764	80.576	174.282	48.855	79.953	-	-	476.640	576.614	
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	412	68.957	9.531	41	16.232	-	-	-	-	68.998	26.175	
Otros activos no financieros, corriente	-	-	8.865	7.365	143.800	139.197	10.278	3.488	4.507	3.882	-	-	167.450	153.932	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	-	370.619	268.542	1.553.857	1.443.683	192.749	171.876	90.332	73.132	-	-	2.207.557	1.957.233	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	-	-	1.571	1.324	465	990	6.119	5.554	2.491	1.674	-	-	10.646	9.542	
Inventarios corrientes	-	-	18.965	17.482	151.247	134.064	37.024	31.420	14.097	10.742	-	-	221.333	193.708	
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	-	-	18.952	10.291	-	-	4.402	-	-	-	23.354	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ACTIVOS NO CORRIENTES	-	-	824.772	830.423	5.852.490	5.849.860	1.798.271	1.668.748	1.168.800	1.156.085	-	-	9.644.333	9.505.116	
Otros activos financieros no corrientes	-	-	26	27	1.368.848	1.325.445	10	9	-	-	-	-	1.368.884	1.325.481	
Otros activos no financieros no corrientes	-	-	296	312	452.570	439.271	5.097	4.675	-	-	-	-	457.963	444.258	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	9.789	9.894	211.815	260.691	35.796	31.183	-	-	-	-	257.400	301.768	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	232	255	-	-	-	-	-	-	-	-	232	255	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	13	14	-	-	11	10	-	-	-	-	24	24	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	16.395	17.602	3.535.226	3.533.935	59.017	52.986	19.380	20.270	-	-	3.630.018	3.624.793	
Plusvalía	-	-	-	-	128.814	129.200	-	-	-	-	-	-	128.814	129.200	
Propiedades, planta y equipo	-	-	741.381	751.700	43.864	44.132	1.698.340	1.579.885	1.149.420	1.135.815	-	-	3.633.005	3.511.532	
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Activos por impuestos diferidos	-	-	56.640	50.619	111.353	117.186	-	-	-	-	-	-	167.993	167.805	
TOTAL ACTIVOS	-	-	1.318.456	1.227.163	8.043.313	7.808.380	2.125.058	2.071.600	1.333.484	1.325.468	-	-	12.820.311	12.432.611	

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														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS															
PASIVOS CORRIENTES	-	-	993.661	919.538	2.132.396	2.042.695	746.443	547.781	282.044	299.001	-	-	4.154.544	3.809.015	
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	-	-	479.306	299.790	243.261	112.159	42.356	57.279	-	-	764.923	469.228	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	799.632	754.987	1.347.812	1.446.134	377.409	376.721	119.438	140.045	-	-	2.644.291	2.717.887	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	-	2.705	3.755	302.034	286.177	63.451	25.303	82.142	65.585	-	-	470.332	380.820	
Otras provisiones corrientes	-	-	164.008	150.498	3.244	10.594	12.213	2.839	14.242	14.854	-	-	193.707	178.785	
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	27.316	10.298	-	-	30.019	30.612	5.571	2.402	-	-	62.906	43.312	
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	-	-	-	-	90	147	18.295	18.836	-	-	18.385	18.983	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PASIVOS NO CORRIENTES	-	-	294.969	298.112	2.719.384	2.699.977	542.674	636.504	468.530	440.183	-	-	4.025.557	4.074.776	
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	-	1.141.064	1.109.949	407.674	503.229	412.178	382.166	-	-	1.960.916	1.995.344	
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	249.357	253.113	598.728	629.388	-	-	134	294	-	-	848.219	882.795	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	75.168	54.016	-	-	-	-	-	-	75.168	54.016	
Otras provisiones no corrientes	-	-	23.051	21.826	560.336	558.465	12.975	16.768	494	489	-	-	596.856	597.548	
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	-	-	122.618	121.112	5.446	6.582	50.703	52.263	-	-	178.767	179.957	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	-	20.300	20.776	221.470	227.047	105.334	98.843	3.048	3.005	-	-	350.152	349.671	
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	2.261	2.397	-	-	11.245	11.082	1.973	1.966	-	-	15.479	15.445	
PATRIMONIO NETO	-	-	29.826	9.513	3.191.533	3.065.708	835.941	887.315	582.910	586.284	-	-	4.640.210	4.548.820	
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	29.826	9.513	3.191.533	3.065.708	835.941	887.315	582.910	586.284	-	-	4.640.210	4.548.820	
Capital emitido	-	-	42.623	44.904	2.422.744	2.346.393	4.831	4.518	164.742	-	-	-	2.634.940	2.395.815	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	-	-	(14.513)	(37.196)	(1.271.105)	(1.330.578)	56.214	161.435	354.957	203.281	-	-	(874.447)	(1.003.058)	
Primas de emisión	-	-	-	-	-	-	68.255	63.832	-	-	-	-	68.255	63.832	
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras reservas	-	-	1.716	1.805	2.039.894	2.049.893	706.641	657.530	63.211	383.003	-	-	2.811.462	3.092.231	
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Patrimonio Neto y Pasivos	-	-	1.318.456	1.227.163	8.043.313	7.808.380	2.125.058	2.071.600	1.333.484	1.325.468	-	-	12.820.311	12.432.611	

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

Linea de Negocio	Distribución														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		31-03-2018 MUS\$	31-03-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-03-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-03-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-03-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-03-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-03-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-03-2017 MUS\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES															
INGRESOS	-	-	447.859	336.447	1.075.952	917.901	407.687	377.353	237.087	226.572	-	-	2.168.585	1.858.273	
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	442.092	332.423	925.590	771.209	405.480	375.165	236.387	225.720	-	-	2.009.549	1.704.517	
Ventas de energía	-	-	426.057	316.560	840.803	555.603	338.668	312.911	226.136	214.573	-	-	1.831.664	1.399.647	
Otras ventas	-	-	28	27	1.006	541	191	27	114	290	-	-	1.339	885	
Otras prestaciones de servicios	-	-	16.007	15.836	83.781	215.065	66.621	62.227	10.137	10.857	-	-	176.546	303.985	
Otros ingresos	-	-	5.767	4.024	150.362	146.692	2.207	2.188	700	852	-	-	159.036	153.756	
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	-	-	(257.249)	(195.703)	(750.860)	(631.888)	(248.102)	(213.403)	(162.036)	(154.810)	-	-	(1.418.247)	(1.195.804)	
Compras de energía	-	-	(219.050)	(140.013.00)	(493.553)	(452.110)	(188.210)	(154.539)	(154.984)	(146.095)	-	-	(1.055.797)	(892.757)	
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Gastos de transporte	-	-	(10.621)	(265.00)	(107.304)	(33.758)	(43.516)	(39.365)	-	-	-	-	(161.441)	(73.388)	
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	(27.578)	(55.425.00)	(150.003)	(146.020)	(16.376)	(19.499)	(7.052)	(8.715)	-	-	(201.009)	(229.659)	
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	-	-	190.610	140.744	325.092	286.013	159.585	163.950	75.051	71.762	-	-	750.338	662.469	
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	14.292	12.695	16.657	14.571	4.720	4.117	1.637	1.456	-	-	37.306	32.939	
Gastos por beneficios a los empleados	-	-	(73.828)	(69.049)	(57.016)	(117.259)	(17.986)	(15.515)	(8.400)	(8.047)	-	-	(157.230)	(209.870)	
Otros gastos, por naturaleza	-	-	(39.731)	(38.635)	(118.816)	(96.924)	(30.053)	(25.569)	(12.519)	(9.323)	-	-	(201.119)	(170.451)	
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	-	-	91.343	45.755	165.917	86.401	116.266	126.983	55.769	55.848	-	-	429.295	314.987	
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(5.480)	(5.483)	(60.575)	(42.568)	(29.704)	(25.826)	(13.153)	(12.163)	-	-	(108.912)	(86.040)	
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	(8.178)	(6.124)	(12.591)	(21.592)	(1.046)	(1.334)	(711)	(1.442)	-	-	(22.526)	(30.492)	
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	-	-	77.685	34.148	92.751	22.241	85.516	99.823	41.905	42.243	-	-	297.857	198.455	
RESULTADO FINANCIERO	-	-	(44.483)	(76.995)	(40.007)	(86.064)	(13.165)	(13.031)	(5.413)	(5.857)	-	-	(103.068)	(181.947)	
Ingresos financieros	-	-	10.416	8.459	34.196	22.775	3.707	2.800	1.487	1.454	-	-	49.806	35.488	
Efectivo y otros medios equivalentes	-	-	3.817	5.573	660	3.385	1.120	2.319	170	467	-	-	5.767	11.744	
Otros ingresos financieros	-	-	6.599	2.886	33.536	19.390	2.587	481	1.317	987	-	-	44.039	23.744	
Costos financieros	-	-	(55.869)	(85.399)	(69.565)	(105.864)	(17.188)	(15.912)	(6.847)	(7.480)	-	-	(149.469)	(214.655)	
Préstamos bancarios	-	-	(14)	(9)	(19.300)	(28.520)	(3.461)	(4.300)	(644)	(755)	-	-	(23.419)	(33.584)	
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	-	(7.313)	(11.355)	(8.217)	(8.069)	(6.044)	(6.061)	-	-	(21.574)	(25.485)	
Otros	-	-	(55.855)	(85.390)	(42.952)	(65.989)	(5.510)	(3.543)	(159)	(664)	-	-	(104.476)	(155.586)	
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	3	
Diferencias de cambio	-	-	970	(55)	(4.638)	(2.978)	316	81	(53)	169	-	-	(3.405)	(2.783)	
Positivas	-	-	1.578	456	6.519	7.023	795	486	487	779	-	-	9.379	8.744	
Negativas	-	-	(608)	(511)	(11.157)	(10.001)	(479)	(405)	(540)	(610)	-	-	(12.784)	(11.527)	
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	-	24	-	-	-	(58)	(6)	635	-	-	(6)	601	
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	24	
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	-	-	-	-	(58)	(6)	635	-	-	(6)	577	
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	-	-	33.202	(42.823)	52.744	(63.823)	72.351	86.734	36.486	37.021	-	-	194.783	17.109	
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	-	-	(11.122)	(9.650)	(4.878)	22.825	(27.191)	(33.025)	(9.388)	(11.416)	-	-	(52.579)	(31.266)	
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	-	-	22.080	(52.473)	47.866	(40.998)	45.160	53.709	27.098	25.605	-	-	142.204	(14.157)	
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
GANANCIA (PÉRDIDA)	-	-	22.080	(52.473)	47.866	(40.998)	45.160	53.709	27.098	25.605	-	-	142.204	(14.157)	

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-03-2018 MUS\$	31-03-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-03-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-03-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-03-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-03-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-03-2017 MUS\$	31-03-2018 MUS\$	31-03-2017 MUS\$
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO														
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	-	-	36.630	(23.868)	(100.391)	46.044	15.388	51.458	(778)	(6)	-	-	(49.151)	73.628
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-	-	(41.208)	(21.803)	(168.301)	(87.568)	(65.157)	(57.754)	(20.748)	(28.196)	-	-	(295.414)	(195.321)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-	-	(14)	-	301.078	21.205	(53.325)	(42.845)	(10.148)	(21.889)	-	-	237.591	(43.529)

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

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

34.1 Garantías directas

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos			Saldo pendiente al			Liberación de garantías					
	Nombre	Relación		Tipo	Moneda	Valor Contable	Moneda	31-03-2018	31-12-2017	2017	Activos	2018	Activos	2019	Activos
Mitsubishi Corporation	Enel Generación Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	MUS\$	21.723	MUS\$	53.734	51.851	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Distribución Río S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas corrientes	MUS\$	22.996	MUS\$	96.566	105.335	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Distribución Ceará S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas corrientes	MUS\$	15.272	MUS\$	89.093	106.854	-	-	-	-	-	-
Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social	Enel Cien	Acreedor	Hipoteca, Prenda y otros	Cobranzas corrientes	MUS\$	253	MUS\$	3.654	4.074	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	CELG Distribución S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas corrientes	MUS\$	37.259	MUS\$	141.274	154.954	-	-	-	-	-	-

Al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos asciende a MUS\$21.723 y MUS\$26.156, respectivamente (ver Nota 17.e.ii). Enel Américas es codeudor solidario de los bonos locales de Enel Generación Chile, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de marzo de 2018 asciende a M\$331.410.596 (MUS\$549.248).

Al 31 de marzo de 2018, Enel Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de MUS\$86.074.895 (MUS\$84.423.377 al 31 de diciembre de 2017).

34.2 Garantías Indirectas

Tipo	Nombre del Contrato	Fecha de Término	Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Saldo pendiente al		
				Nombre	Relación		Moneda	31-03-2018	31-12-2017
Solidario	Bonos Serie H	Octubre 2028	Bonistas Programa de Bonos 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\$	99.313	96.857
Solidario	Bonos Serie M	Diciembre 2029	Bonistas Programa de Bonos 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\$	449.935	431.524
Total								549.248	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.

34.3 Litigios y arbitrajes

A la fecha de preparación de estos Estados financieros consolidados intermedios, los litigios más relevantes de Enel Américas y sus filiales son los siguientes:

En Chile, 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. La causa está en estado probatorio en primera instancia. Cuantía M\$ 4.612.375. Probabilidad de Pérdida: Posible.

En Argentina, en el año 2002 la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario dejó sin efecto determinadas condiciones del contrato de concesión de la filial Edesur, estableciéndose, asimismo, que este contrato se renegociase en un plazo razonable para adaptarlo a la nueva situación. Atendida la falta de renegociación, Enersis S.A., ahora denominada Enel Américas S.A., Enel Distribución Chile S.A., antes denominada Chilectra S.A., Enel Generación Chile S.A., antes denominada Endesa Chile y Elesur S.A. (hoy Enel Distribución Chile S.A.) presentaron en 2003 una solicitud de arbitraje al amparo del Tratado de Promoción y Protección de Inversiones Chileno-Argentino ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones ("CIADI"), demandando, por vía principal, que se declare la expropiación de la inversión con una indemnización total de US\$1.306.875.960; y, por vía subsidiaria, la indemnización de los daños ocasionados a la inversión por la falta de trato justo y equitativo, por un total de US\$318.780.600; en ambos casos con un interés compuesto del 6,9% anual; además, las cantidades que resulten de los daños generados a partir del 1° de julio de 2004; y, finalmente, US\$102.164.683 para Elesur S.A. (hoy Enel Distribución Chile S.A.), por el menor precio recibido en la venta de sus acciones. En el año 2005, las autoridades argentinas y Edesur firmaron los documentos que constituyen el Acta Acuerdo, en la cual se establecen los términos y condiciones modificatorias y complementarias del Contrato de Concesión, previendo modificaciones a la tarifa, primero durante un período transitorio y luego mediante una Revisión Tarifaria Integral, en la que se fijarían las condiciones para un período tarifario ordinario de 5 años. El arbitraje se encuentra suspendido desde marzo de 2006 en cumplimiento de exigencias del Acta Acuerdo, así como se encuentra suspendida la designación de uno de los árbitros, el cual renunció en 2010 a su cargo. Con fecha 31 de diciembre de 2014, las partes informaron al CIADI su acuerdo de prorrogar la suspensión del procedimiento por 12 meses a contar de esa misma fecha, indicando también que cualquiera de las partes podrá solicitar la reanudación del procedimiento con un preaviso de 30 días corridos. Sin embargo, con fecha 9 de febrero de 2017 fue publicada la Resolución N° 92 del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) en el Boletín Oficial de la República Argentina, por la cual -entre otros temas- se aprobaron los cuadros tarifarios definitivos resultantes del proceso de Revisión Tarifaria Integral. Esta circunstancia hacía exigible uno de los compromisos adquiridos por los demandantes en el Acta Acuerdo referida más arriba, esto es, la de desistirse de las acciones contra el Estado Argentino, incluyendo el juicio arbitral iniciado ante el CIADI por los accionistas. El desistimiento fue ingresado al CIADI por vía electrónica con fecha 21 de febrero de 2017 y supone una renuncia que se limita a los derechos anteriores al 2006 y condicionada a la vigencia de la Revisión Tarifaria Integral por un plazo de 5 años. La Secretaria General de CIADI emitió Resolución, con fecha 24 de marzo, tomando nota de la terminación del procedimiento a raíz de los escritos presentados. Sin embargo, con fecha 9 de febrero de 2017 fue publicada la Resolución N° 92 del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) en el Boletín Oficial de la República Argentina, por la cual -entre otros temas- se aprobaron los cuadros tarifarios definitivos resultantes del proceso de Revisión Tarifaria Integral. Esta circunstancia hacía exigible uno de los compromisos adquiridos por los demandantes en el Acta Acuerdo referida más arriba, esto es, la de desistirse de las acciones contra el Estado Argentino, incluyendo el juicio arbitral iniciado ante el CIADI por los accionistas. El desistimiento fue ingresado al CIADI por vía electrónica con fecha 21 de febrero de 2017 y supone una renuncia que se limita a los derechos anteriores al 2006 y condicionada a la vigencia de la Revisión Tarifaria Integral por un plazo de 5 años. La Secretaria General de CIADI emitió Resolución, con fecha 24 de marzo, tomando nota de la terminación del procedimiento a raíz de los escritos presentados. A

pedido de Gobierno Argentino, mediante presentación del 5 de septiembre de 2017, Enel Américas S.A. dejó sin efecto el condicionamiento al que había supeditado el desistimiento previamente efectuado (vigencia de la Revisión Tarifaria Integral por un plazo de 5 años), pero manteniendo lo concerniente a la delimitación temporal de dicho desistimiento (derechos anteriores al 2006).

a) Juicios pendientes filiales:

Colombia:

1. En Colombia, En el año 2012, se interpuso una Acción de Grupo por los habitantes del municipio de Garzón contra nuestra filial Emgesa, basados en 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. Emgesa rechazó estas pretensiones fundado en que el censo socioeconómico cumplió con todos los criterios metodológicos, dándose espacio y tiempo para que todos los interesados tuviesen oportunidad de registrarse en el mismo; los demandantes son no residentes; y, para esta tipología de personas, las compensaciones sólo se prevén para quienes sus ingresos provienen mayoritariamente de su actividad en el Área de Influencia Directa del Proyecto El Quimbo; y que la compensación no debe ir más allá del “primer eslabón” de la cadena productiva y basarse en los indicadores de estado de los ingresos de cada persona afectada. Cabe señalar que se presentó una demanda paralela por 38 habitantes del municipio de Garzón, por la cual solicitan compensaciones por verse afectados por el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, al no haberseles incluido en el censo socio-económico realizado. En cuanto al estado procesal, el juicio se encuentra actualmente en etapa probatoria. En la demanda paralela, se interpuso excepción previa de pleito pendiente, en atención a la existencia de la demanda principal. Se encuentra pendiente la decisión sobre la excepción propuesta. El juicio se encuentra actualmente en etapa probatoria. Los actores solicitaron un dictamen pericial para evaluar el perjuicio de cada uno de los 1.170 demandantes sin que a la fecha se haya presentado el dictamen pericial pedido por los demandantes con relación a la revisión del Censo Socioeconómico, a pesar de que se ha oficiado a la Contraloría General de la República, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), la Universidad Nacional y la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR) para que rindan dicho dictamen. Se evalúa la estrategia de pedir al Juzgado que declare cerrada la etapa probatoria e impulse el proceso, para que corra traslado para alegar de conclusión. Estado actual y situación procesal acciones paralelas: En primera instancia. Se ha contestado la demanda de cuatro acciones de grupo paralelas (una por soldados y tres más por constructores). En todas se interpuso excepción previa de pleito pendiente, en atención a la existencia de la demanda principal, pero los jueces han decidido que continúen los procesos en donde los actores deben probar el perjuicio que han padecido. Se estima que las pretensiones de los demandantes ascienden aproximadamente a Col\$33.000 millones (aproximadamente MUS\$11.868). La cuantía para la demanda paralela se estima en Col \$1.710 millones (aproximadamente MUS\$615).
2. 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 27 de julio de 2017 el Tribunal Administrativo del Huila emitió fallo acogiendo los argumentos de la DIAN considerando que sobre estos ingresos no hay beneficio al considerar que no provienen del desarrollo del objeto social de la Compañía. El fallo no planteó un sustento jurídico de fondo y tampoco se pronunció sobre varios argumentos de defensa presentados por la empresa. Del mismo modo, el Tribunal 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 ahora tenemos que esperar la decisión final. Sin embargo, nuestros abogados mantuvieron la probabilidad de pérdida en 30%. La multa por inexactitud se actualizó al 1º de enero de 2018. La cuantía total de este litigio se estima en Col \$117.113 millones (aproximadamente MUS\$42.120).

3. La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), en Colombia, 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, de cuya efectividad, entre otras, depende el mantenimiento de la concesión de aguas a favor de Emgesa. Emgesa interpuso una acción de nulidad y restablecimiento del derecho en contra de dichas resoluciones ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, Sección Primera, de modo de que ellas sean anuladas. 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 se encuentra pendiente de tomar posesión. El perito designado no tomó posesión y, por lo tanto, el Tribunal debió designar un nuevo experto y estamos a la espera de la aceptación del cargo. La cuantía involucrada en este litigio es indeterminada.

4. En febrero de 2015, Emgesa fue notificada de una Acción Popular interpuesta por Comepez S.A. y otras sociedades de piscicultores, con fundamento en la protección de los derechos a un ambiente sano, salubridad pública y seguridad alimentaria, de manera de prevenir, a juicio de los demandantes, el peligro de una mortandad masiva de peces, entre otros perjuicios, con motivo del llenado del embalse del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, ubicado igualmente en la cuenca del río Magdalena. En cuanto al estado procesal, el tribunal administrativo del Huila decretó, en febrero de ese año, una medida cautelar que impide el llenado del embalse de El Quimbo hasta tanto no se satisfaga el caudal óptimo del río, entre otras obligaciones. Emgesa por su parte, presentó recurso de reposición en contra de esta decisión, solicitando la fijación de una caución y el levantamiento de esta medida, el cual fue desestimado por el tribunal, pero se concedió recurso de apelación, en el solo efecto devolutivo, interpuesto por Emgesa. La medida cautelar fue modificada, lo que ha permitido a Emgesa iniciar el llenado del embalse. Sin embargo, la CAM, autoridad ambiental regional, emitió con fecha 3 de julio de 2015 la resolución 1503, que ordena suspender temporalmente el llenado del embalse de El Quimbo. Se están analizando por Emgesa las acciones legales a adoptar, no obstante, el procedimiento de llenado sigue su curso con normalidad y conforme a lo previsto. Actualmente se encuentra pendiente la contestación de la demanda. El Gobierno Colombiano, a través del Decreto Legislativo 1979, ha solicitado el levantamiento de la suspensión de generación, e informado que Emgesa no puede sustraerse al cumplimiento de dicho Decreto. El día 15 de diciembre de 2015, se dio a conocer la decisión adoptada por la Corte Constitucional que declaró la inexecutable del referido Decreto Legislativo 1979 de 2015, por lo que Emgesa suspendió la generación de energía de El Quimbo a las 24:00 horas del día 15 de diciembre de 2015. Emgesa presentó las defensas correspondientes.

El día 24 de diciembre de 2015, el Ministerio de Minas y Energía y la Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca (AUNAP) presentaron acción de tutela ante los Juzgados Penales del Circuito de Neiva como mecanismo transitorio para evitar un perjuicio irremediable, y mientras el Tribunal Administrativo del Huila decida sobre el levantamiento de la medida cautelar, solicitaron que se permita la generación de El Quimbo. Asimismo, solicitaron que hasta que se falle la tutela, se autorice como medida provisional dicha generación. Después de una intensa tramitación judicial, el día 8 de enero de 2016, Emgesa fue notificada del fallo de tutela proferido por el Juez Tercero Penal Circuito especializado de Neiva mediante el cual autorizó a Emgesa de manera inmediata la generación de energía como medida transitoria hasta que el Tribunal Contencioso Administrativo del Huila decida de fondo sobre el levantamiento o no de la medida cautelar decretada. El 16 de diciembre de 2016, entre otras medidas, el tribunal extendió la generación

por seis meses más, condicionado a que el sistema de oxigenación funcione, ante lo cual Emgesa presentó un Recurso de Reposición, el que fue rechazado. Dentro de este proceso se ordenó una prueba pericial decretada de oficio por el despacho y que sería practicada por la Universidad de Antioquia. Respecto de lo cual resulta oportuno precisar que este pago no se ha efectuado, pues manifiestan no disponer de los recursos para hacerlo, razón por la cual interpusieron, tras el rechazo por parte del juzgado de conocimiento, acción de tutela con el fin de que se les exonere de dicho pago; acción que fue rechazada en primera instancia y segunda instancia. Simultáneamente se trabajó con los piscicultores en un acuerdo de “Pacto de Cumplimiento”, que fue presentado al Tribunal Administrativo del Huila para su aprobación y terminación del proceso. Este pacto de cumplimiento fue rechazado por el Tribunal bajo el entendido que no abordó la totalidad de la problemática objeto del proceso y no fue suscrito por los coadyuvantes ni autoridades ambientales. Adicionalmente EMGESA ANLA y CAM en cumplimiento a las órdenes del referido Tribunal han recabado datos sobre el sistema de oxigenación y formulando lineamientos para la metodología del monitoreo de aguas. El pasado 23 de marzo el Tribunal corrió traslado del informe que presentó la CAM y el ANLA sobre el sistema de oxigenación y cumplimiento de licencia ambiental, el cual concluye que EMGESA cumplió con las obligaciones impuestas por el Tribunal Administrativo del Huila, con respecto al caudal, igual o superior de 160 m³/s antes de la entrada al embalse de Betania y el sistema de oxigenación tiende a mantener las concentraciones de oxígeno por encima de 4 mg/L, lo cual repercute en que se den mejores condiciones para preservar la flora y la fauna subacuáticas. Ante esta conclusión favorable a la Compañía, se pedirá a través de los alegatos de conclusión una sentencia favorable y el levantamiento inmediato de la medida cautelar, esperando igualmente que el Procurador Agrario provoque una audiencia de “mejor proveer” para que el Juez avale el pacto de cumplimiento que en su momento aportaron las partes y se nutra con las observaciones de las demás personas involucradas.

5. En Colombia se presentó una Acción de Grupo en contra de Codensa, por la cual los demandantes 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 encuentra pendiente se dicte el auto de pruebas y que se resuelva sobre la inclusión de nuevos demandantes. La cuantía estimada para este litigio se estima en aproximadamente Col \$337.000 millones (aproximadamente MUS\$121.202).

6. En Colombia, al crearse la filial de distribución eléctrica Codensa, en el año 1997, la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (EEB) aportó a la nueva sociedad toda la infraestructura de alumbrado público y demás activos de comercialización y distribución a cambio del 51,5% de las acciones de Codensa. Sin embargo, no había absoluta claridad sobre el inventario de luminarias en la ciudad y eso generó posteriormente diferencias en cuanto a la facturación y liquidación del valor de la energía que Codensa suministraba al municipio. En el año 2005, se pudo contar con un inventario geo-referenciado de las luminarias, el cual arrojó como resultado una diferencia de 8.661 luminarias menos de las que Codensa efectivamente consideró en su facturación y liquidación al Distrito de Bogotá (el “Distrito”). Para solucionar el conflicto, las partes llevaron a cabo mesas de trabajo para llegar a un acuerdo. No obstante, lo anterior, en el año 2009, un ciudadano particular presentó una acción popular en la cual solicitó al tribunal: (i) se declarasen vulnerados los derechos a la moralidad administrativa y al patrimonio público; (ii) se ordenase a Codensa efectuar la reliquidación que incluyera intereses moratorios por los mayores valores pagados entre 1998 y 2004; y, (iii) se le reconocieran al demandante el incentivo por moralidad administrativa (15% de lo que recupere el Distrito). La sentencia de primera instancia, confirmada por el fallo de segunda instancia, ordenó a la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP) y a Codensa para que en término de dos meses contados a partir de la ejecutoria del fallo realizasen todas las gestiones necesarias para establecer en forma definitiva los saldos a favor o en contra, debidamente actualizados, más intereses. En el evento que no pudiese llegarse a un acuerdo, entonces la misma UAESP deberá realizar dentro de un nuevo término de dos meses la liquidación unilateral para ponerla a consideración de Codensa, quien puede ejercer los recursos de vía gubernativa pertinentes y, en caso de no pago, deberá proceder a ejecutar la sentencia. El 6 de septiembre de 2013, la Contraloría envió una comunicación a Codensa anunciando futuras acciones de control en contra de la empresa y de UAESP por un presunto detrimento patrimonial del Distrito por valor de aproximadamente Col \$95.143 millones (aproximadamente MUS\$34.218), debido a pagos de aquella a ésta por concepto de alumbrado público

entre 1998 y 2004. El 20 de septiembre de 2013, CODENSA respondió a la comunicación manifestando su desacuerdo con dicha cifra y propuso una mesa técnica de trabajo, la cual fue instalada llevándose a cabo diversas reuniones. Con base a los documentos allegados por Codensa y las aclaraciones expuestas, la Contraloría General emitió un nuevo informe, modificando el anterior, en el cual respalda la cifra obtenida de común acuerdo por la UAESP y Codensa por Col \$ 14.433 millones (aproximadamente MUS\$5.190). Adicionalmente, la Contraloría recomendó en su informe que la UAESP enviase este acuerdo al Juzgado con el fin de finiquitar la controversia con Codensa, lo cual sucedió el 13 de diciembre de 2013. Posteriormente la Contraloría, pero esta vez de Bogotá, redactó un informe cuestionando el acuerdo celebrado por la UAESP; informe que dicha entidad presentó al Juzgado. El 17 de septiembre de 2014, se le pidió al Juzgado que se corriera traslado del mencionado informe y se está a la espera de que el Juzgado Décimo Administrativo del Circuito de Bogotá se pronuncie, o bien corriendo el traslado solicitado o bien de fondo sobre el acuerdo suscrito entre Codensa y la UAESP. 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 412 de 2017 por la cual realiza una reliquidación de la facturación por el alumbrado público objeto del proceso de \$141 mil millones. (Aproximadamente MUS\$50.710). El 31 de agosto de 2017 se presentó recurso de reposición contra el acto administrativo en el cual se formularon como argumentos de defensa los siguientes: Cosa juzgada; Cobro de lo no debido en materia de intereses; El acto administrativo infringió las normas en las que debía fundarse; Violación del derecho de defensa e incumplimiento contractual de la UAESP. El anterior recurso fue negado mediante la Resolución No. 000730 del 18/12/2017, notificada el pasado 29 de diciembre La UAESP; pero reconsideró de manera unilateral la liquidación ajustándola a la suma de ciento trece mil ochenta y dos millones ochocientos noventa y tres mil quinientos doce pesos con treinta y tres centavos (\$113.082.893.512,33, Aprox. MUS\$40.670); adicionando que la suma a pagar deberá contener los intereses y la actualización de los valores causados desde el 01/11/2017 hasta la fecha efectiva de pago. El contenido de dicha liquidación será comunicada al Juzgado Décimo Administrativo Oral del Circuito Judicial de Bogotá. Estado Actual del Proceso: Actuaciones Admirativas y/o Judiciales: 1.- Demandar ante la jurisdicción contenciosa administrativa competente la Resolución No. 000412 del 2/08/2017 mediante la cual ordenó liquidar parcialmente de manera unilateral el convenio No. 766 del 30/04/1997 en cumplimiento a la orden judicial proferida por el Juzgado Décimo Administrativo Oral del Circuito Judicial de Bogotá y la Resolución No. 000730 del 18/12/2017 mediante la cual se resolvió el recurso de reposición interpuesto por la Empresa Codensa SA ESP contra la resolución No. 000412 del 2/08/2017, incoando (medio de control) una acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho en contra de la UAESP. 2.- La UAESP ha iniciado el cobro ejecutivo de esta suma, dentro del cual se prestará una caución bancaria o de compañía de seguros para evitar la práctica de medidas cautelares y también se intentara llegar a un acuerdo de pago orientado al no cobro de intereses y respeto al acuerdo de reliquidación del año 2014.

7. En Colombia, El pasado 4 de diciembre de 2017 se notifica a ENEL AMERICAS S.A. la intención del Grupo Energía de Bogotá 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 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 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 al AMI y como consecuencia se distribuyan el 100% de las utilidades del ejercicio 2016 para cada empresa. Asimismo, se declare que conforme al artículo 44 de los Estatutos Sociales, el Grupo Energía de Bogotá está legitimado como titular de la décima parte o más de las acciones ordinarias a solicitar que se convoque a una reunión extraordinaria de la Asamblea General de Accionistas en cuyo orden del día se incluya la votación de la distribución del porcentaje no distribuido para el ejercicio 2016, en cuyo caso ENEL estará obligada a votar favorablemente sobre la distribución. Cuantía: para CODENSA SA ESP la suma de COP \$63.619.000.000 (Aprox. MUS\$22.880). Que corresponden a la suma dejada de percibir como consecuencia del reparto parcial de utilidades. Para EMGESA SA ESP la suma de COP\$2.820.000.000 (Aprox. MUS\$29.786). Que corresponden a la suma dejada de percibir como consecuencia del reparto parcial de utilidades. Estado actual: El 12 de diciembre de 2017 se realizó el sorteo público de árbitros sin embargo las partes solicitaron al Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio, la designación de mutuo acuerdo de los árbitros que resolverán la controversia ,

lo cual fue aceptado. Una vez designados por las partes, a la fecha están en proceso de aceptación del cargo y revelaciones sobre conflictos de interés.

Perú:

8. En Perú, La SUNAT (Superintendencia Nacional de Administración Tributaria), autoridad fiscal en Perú, cuestionó a Enel Generación Perú S.A. (antes denominada Edegel) en el año 2001, 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. 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. 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: El 2 de febrero de 2012, el Tribunal Fiscal (“TF”) resolvió el litigio del año 1999, a favor de Enel Generación Perú S.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. El TF ordenó a la SUNAT recalcular la deuda según el criterio expuesto. Enel Generación Perú S.A. pagó la deuda reliquidada por SUNAT en junio 2012, por el equivalente a MUS\$11.760, la cual tendrá que ser devuelta en caso se obtenga un resultado favorable en los siguientes procesos iniciados por Enel Generación Perú S.A.:

i) Demanda ante el Poder Judicial (“PJ”) contra lo resuelto por el TF, interpuesta en mayo 2012 (correspondería devolución total).

ii) Apelación parcial contra la resolución de cumplimiento de SUNAT, en base a que el recalcule es incorrecto, interpuesta en julio 2012 (correspondería devolución parcial).

Judicial: en agosto de 2013, Enel Generación Perú S.A. fue notificada con la resolución de saneamiento procesal, por la cual el PJ resolvió declararla improcedente por imposibilidad jurídica algunas de las pretensiones de la demanda. Dado que dicha Resolución vulnera su derecho a la debida motivación y, además es extemporánea, Enel Generación Perú S.A. presentó recurso de nulidad contra la misma. En mayo de 2015, Enel Generación Perú S.A. fue notificada con la resolución de la Corte de Apelaciones por medio de la cual: (i) se declaró nula la resolución del PJ que rechazaba las peticiones de la demanda de la empresa; (ii) las pretensiones rechazadas se declaran admitidas y (iii) se ordenó al PJ volver a la etapa de determinación de los puntos de la controversia. En junio de 2015, Enel Generación Perú fue notificada de la resolución del PJ, que declaró admitidas las pretensiones rechazadas y lo remitió a la Fiscalía para la emisión de un nuevo pronunciamiento (en Perú cuando el Estado está involucrado como parte en un proceso judicial siempre debe intervenir un fiscal designado por el Ministerio Público, para que esté enterado y emita opinión respecto de la controversia. Dicha opinión no es vinculante para el juez o la sala que debe resolver la causa). En noviembre de 2015, Enel Generación Perú S.A. dio su informe oral. En febrero 2017, Enel Generación Perú fue notificada con una resolución que declara improcedente la demanda de la empresa pues la resolución de la SUNAT tenía por objeto ejecutar una resolución anterior (RTF N° 6686-4-2004) la cual no fue demandada y por tanto no es posible emitir un pronunciamiento ahora. En febrero 2017, Enel Generación Perú interpuso recurso de apelación, argumentando que el PJ distorsionó las pretensiones de la demanda. En enero de 2018, se dio a conocer el dictamen fiscal, el mismo que señala que la sentencia de primera instancia debe ser declarada nula debido a que no se pronunció respecto de la pretensión planteada. La Sala programó la Vista de la Causa para el miércoles 7 de marzo. En marzo de 2018, Enel Generación Perú recibió la resolución de la Corte que declaró la nulidad de la resolución del Poder Judicial y ordenó emitir un pronunciamiento sobre la pretensión de la demanda.

Administrativo: En abril de 2017, el TF emitió fallo en contra de Enel Generación Perú, declarando infundado la apelación en contra del cálculo efectuado por la SUNAT, en orden a cumplir con la resolución

del TF (RTF N° 01516-4-2012), indicando que la SUNAT ha cumplido con el pronunciamiento del TF. Ahora, esta reclamación se está discutiendo en el PJ.

Respecto del período 2000 y 2001: Enel Generación Perú S.A. pagó el equivalente a MUS\$5.706 (€ 5 millones) y provisionó el equivalente a MUS\$1.141 (€ 1 millón).

Demanda Judicial: En febrero 2016, Enel Generación Perú S.A. presentó una demanda ante el PJ contra la decisión del TF (Resolución 15281-8-2014), con el fin de revocar parcialmente el criterio establecido, en la parte que el TF estableció que la SUNAT debe aplicar lo resuelto por la apelación respecto al Impuesto a la Renta del año tributario 1999, omitiendo efectuar cualquier otro pronunciamiento. En el mismo mes, el PJ admitió la demanda de Enel Generación Perú S.A. En marzo de 2016, el TF y SUNAT respondieron a la demanda, lo que significa que el PJ debe fallar en contra de Enel Generación Perú S.A., pues la resolución no "causa estado", debido a que el TF no se pronunció sobre el concepto en disputa. En el mismo mes de marzo, Enel Generación Perú S.A. fue notificada con la corrección de errores del procedimiento (Resolución de Saneamiento Procesal). En junio de 2016, Enel Generación Perú S.A. fue notificada con la Opinión del Fiscal de Distrito del Ministerio P. En el mismo mes, Enel Generación Perú S.A. fue requerida para proporcionar informe oral. En septiembre 2016, rindió el Informe Oral. En Mach 2018, el Poder Judicial emitió una resolución declarando infundado el reclamo de la demanda, y falló a favor de Enel Generación Perú S.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. presentó una apelación, por la parte desfavorable.

Administrativo: En noviembre de 2015, Enel Generación Perú S.A. fue notificada de la Resolución N° 15281-8-2014, donde el TF resolvió la mencionada apelación por la que se declaró nula la Resolución, donde SUNAT objetó la deducción de las pérdidas relacionadas con los instrumentos derivados financieros (tipo de cambio). Luego, confirmó los reparos asociados con la no deducibilidad de la depreciación relacionada con los servicios de asistencia técnica no acreditados y prestados por Generandes (hoy Enel Perú) y los intereses financieros generados por los préstamos para la compra de acciones propias; y, finalmente, revocó otros asuntos. Cabe señalar, que si bien la resolución del TF revocó los reparos relacionados con el exceso de la depreciación de la revaluación de activos; sin embargo, establece que la SUNAT deberá aplicar lo que se resuelva en la apelación presentada por la compañía para el período 1999, sobre Impuesto a la Renta (Exp. N° 10099 a 2012,) cuya resolución está pendiente.

En agosto de 2017, Enel Generación Perú 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 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 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 presentó recurso de apelación contra la mencionada Resolución de Cumplimiento.

Judicial: En febrero 2016, Enel Generación Perú S.A. presentó una demanda ante el poder judicial contra la decisión del TF (Resolución 15281-8-2014), con el fin de revocar parcialmente el criterio establecido, en la parte que el TF estableció que la SUNAT debe aplicar lo resuelto por la apelación respecto al Impuesto a la Renta del año tributario 1999, omitiendo efectuar cualquier otro pronunciamiento. En el mismo mes, el poder judicial admitió la demanda de Enel Generación Perú S.A. En marzo de 2016, el TF y SUNAT respondieron a la demanda, lo que significa que el poder judicial debe fallar en contra de Enel Generación Perú S.A., pues la resolución no "causa estado", debido a que el TF no se pronunció sobre el concepto en disputa. En el mismo mes de marzo, Enel Generación Perú S.A. fue notificada con la corrección de errores del procedimiento (Resolución de Saneamiento Procesal). En junio de 2016, Enel Generación Perú S.A. fue notificada con la Opinión del Fiscal de Distrito del Poder Judicial. En el mismo mes, Enel Generación Perú S.A. fue requerida para proporcionar informe oral. En septiembre de 2016, rindió el Informe Oral.

Las próximas actuaciones.

Respecto de 1999: El proceso administrativo ha concluido. Es importante considerar que en la demanda judicial de Enel Generación Perú se está discutiendo el fondo del asunto. Se espera que el PJ emita una nueva resolución.

Respecto de 2000 y 2001: Se espera que el TF emita la correspondiente resolución. Se espera que se asigne la apelación y se espera que la Corte se pronuncie sobre la apelación de Enel Generación Perú. La cuantía total de este litigio se estima en S/ 73 millones (aproximadamente MUS\$22.608).

9. La SUNAT desconoció a Enel Distribución Perú S.A. (antes denominada Edelnor) las pérdidas comerciales de energía, reconocidas por la compañía entre los años 2006 al 2010, 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., 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 Tribunal Fiscal (TF) ha emitido algunas sentencias que establecen que dicha resolución es necesaria. La posición de Enel Distribución Perú S.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. 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 del proceso es:

Para el año 2006: El TF falló en contra de Enel Distribución Perú S.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. 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. pagó la deuda en su totalidad a la SUNAT por un monto total de MUS\$ 4.565 (€5 millones). En febrero 2013, Enel Distribución Perú S.A. presentó un recurso contra la decisión del TF ante el PJ, solicitando su nulidad y exigiendo la deducción del 100% de la pérdida de energía comercial, con el sustento que, a pesar de las pérdidas de energía comerciales puede teóricamente componerse de los errores indicados; en 2006 durante la Inspección de la propia Administración, se estableció que el 100% de la pérdida comercial consistió en el robo de energía. En junio 2014, Enel Distribución Perú S.A. fue notificada de las conclusiones del fiscal de distrito (Dictamen Fiscal). En agosto de 2014, Enel Distribución Perú S.A. rindió Informe Oral (Informe oral) y presentó los argumentos finales escritos. En octubre 2014, Enel Distribución Perú S.A. fue notificada de la Resolución del PJ en su contra; y en noviembre de 2014, presentó su apelación. En junio 2015, la Corte resolvió el recurso, declarando la nulidad de la resolución y ordenó que se debe emitir una nueva resolución. En diciembre de 2015, Enel Generación Perú fue notificada con una resolución mediante la cual el PJ falló nuevamente en su contra y en ese mismo mes, se presentó una apelación. En enero de 2017, Enel Distribución Perú fue notificada de la Resolución mediante la cual la Corte dictaminó parcialmente a favor de Enel Distribución Perú, ordenando a la SUNAT que solicitaran documentación de apoyo, para demostrar la pérdida de energía comercial atribuible al robo. En enero 2017, tanto SUNAT y Enel Distribución Perú interpusieron un recurso de casación ante la Corte Suprema de Justicia. En agosto de 2017, Enel Distribución Perú tomó conocimiento de que la casación presentada por la empresa fue declarada improcedente y procedente aquélla presentada por SUNAT. En enero de

2018, Enel Distribución Perú S.A. recibió notificación de la resolución que declaró rechazado su recurso extraordinario (casación) y admitido el recurso extraordinario de la SUNAT.

Para los años 2007 y 2008: Teniendo en cuenta el resultado obtenido en 2006 para el impuesto a la renta, la empresa 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. 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. dio informe oral y presentó alegatos. La apelación se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.

Para el año 2008: Enel Distribución Perú S.A. presentó pruebas que demostraron un exceso de medición. Por ende, las pérdidas de energía comerciales eran solo robo. Para estos 2 años, Enel Distribución Perú S.A. proporcionó Informe Oral al TF y presentó los argumentos finales escritos. La apelación se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.

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. 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. dio respuesta a los puntos solicitados por la SUNAT. En agosto 2014, la SUNAT notificó a Enel Distribución Perú S.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, confirmando en la parte correspondiente al exceso de dicha cantidad. En septiembre de 2014, Enel Distribución Perú S.A. pagó la deuda mantenida con la SUNAT por un valor S/ 5,3 millones (MUS\$1.641 aproximadamente), este monto incluye intereses moratorios por pagos a cuenta y multas. Se presentó su apelación ante el TF, la misma que se encuentra pendiente de resolución.

Para el año 2010: SUNAT solo 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. pagó la deuda mantenida por la SUNAT de un valor S/ 5,1 millones (MUS\$1.579 aproximadamente) 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. 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/ 3,1 millones (MUS\$ 960) por concepto de pago a cuentas y multas con los respectivos intereses moratorios. En septiembre 2016, Enel Distribución Perú S.A. fue notificada con liquidaciones de impuestos y multas. En octubre 2016, Enel Distribución Perú S.A. presentó reclamación de los impuestos y multas. En junio de 2017, Enel Distribución Perú S.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: En 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/ 78 millones (aproximadamente MUS\$24.156).

10. En 1997, Enel Generación Perú S.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. en la cantidad US\$ 13 millones. En 1998, Enel Generación Perú S.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. 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.: 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. La posición de la compañía es que el TF ya emitió la Resolución 15281-8-2014, sobre el recurso de Enel Generación Perú S.A. relacionado con el impuesto a la renta de empresa del período 2000-2001, la cual establece que los servicios de asistencia técnica prestados por Enel Perú califican como no existente. Debido a las implicaciones directas que esta declaración tiene en este caso, el TF se pronunciará en contra de Enel Perú. En este sentido, esperamos que el TF ordene a la SUNAT recalcular el impuesto a la renta, teniendo en cuenta que no sólo no existen los costos, sino que además los ingresos de Enel Perú (facturas emitidas a Enel Generación Perú S.A.) también son inexistentes. 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. El 16 de enero de 2018, Enel Perú fue notificada con la Resolución No.11180-5-2017, la misma que confirma la Resolución de Intendencia, mediante la cual la SUNAT declaró infundado el recurso de reclamación interpuesto por la compañía. En otras palabras, no se le dio la razón a Enel Perú, habiéndose agotado la vía administrativa. En febrero de 2018, Enel Perú pagó la deuda tributaria ante la SUNAT. Se está evaluando las siguientes actuaciones y es altamente probable que la indicada resolución sea impugnada ante el PJ a través de una demanda contencioso administrativa. La cuantía total de este litigio se estima en S/87,05 millones (aproximadamente MUS\$26.960).
11. 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. Ya se ha conformado el tribunal, encontrándose pendiente su instalación. El 4 de junio de 2017, Electroperú presentó su demanda (hay plazo hasta el 4 de agosto de 2017, para presentar la contestación de la demanda y la reconvencción). La cuantía total de este litigio se estima en aproximadamente US\$ 41.2 millones. 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 04.06.2017, y Enel Gx Perú presentó su contestación de demanda y reconvencción el 04.08.2017. El 10.08.2017 el tribunal arbitral notificó a Enel Gx Perú su liquidación de los gastos arbitrales. El 18.09.2017 Electroperú presentó su réplica a la contestación de demanda y reconvencción de Enel Generación Perú. Actualmente se encuentra pendiente que el Tribunal Arbitral fije fecha para la audiencia, se prevé la misma se efectúe la última semana del mes de junio o en la primera semana de Julio. El 3.10.2017, Electroperú presenta su contestación a la reconvencción de Enel Generación Perú. El 02.11.2017 Enel Generación Perú presentó su réplica a la réplica de Electroperú. Con fecha 17.11.2017, Enel Generación Perú presentó su réplica a la contestación de reconvencción de Electroperú. El proceso arbitral se encuentra pendiente que Electroperú presente el 2 de enero de 2018 su Memorial de Réplica y que el tribunal fije las fechas para la audiencia. Una vez realizada la audiencia en la fecha que fije el tribunal, las partes presentarán sus alegatos finales y el proceso arbitral quedará expedito para que el tribunal pueda emitir su laudo.

Brasil:

12. Acta levantada por la administración tributaria por supuesta mal contabilización de la amortización total de la plusvalía. La administración tributaria argumenta que la amortización total de la plusvalía (mayor valor) realizada por Enel Brasil S.A. en el año 2009 contra las cuentas de patrimonio, debería haber ocurrido contra cuentas de resultados. Con ello, el procedimiento realizado sería inadecuado y se habría

generado un lucro mayor, y por consecuencia, una supuesta distribución de dividendos más elevada. El supuesto exceso en los dividendos fue interpretado por la administración tributaria como pagos a no residentes, lo que estaría sujeto a una tasa del 15% de impuesto a la renta retenido en la fuente. Enel Brasil señala que todos los procedimientos que fueron adoptados estuvieron basados en la interpretación de la compañía y en las normas de contabilidad de Brasil (PCGA de Brasil), los cuales fueron confirmados por el auditor externo y por un despacho de abogados a través de una opinión legal (Souza Leão Advogados). En diciembre 2014, la compañía presentó defensa en la primera instancia administrativa. En julio de 2016, las autoridades tributarias emitieron fallo desfavorable contra Enel Brasil, quién apelará ante Tribunal Administrativo de segunda instancia. Para ello, se contrató a un experto para que entregase una opinión acerca de los ajustes contables registrados en 2009. La opinión del experto fue presentada en el proceso. La cuantía total de este litigio se estima en R\$276 millones (aproximadamente MUS\$83.037).

13. En Brasil, Basilus S/A Serviços, Empreendimentos e Participações (en adelante “Basilus”) es la titular de los derechos litigiosos que adquirió a las constructoras Mistral y CIVEL, que mantenían un contrato de obra civil con Centrais Elétricas Fluminense S.A. (CELFL). Este contrato fue rescindido con anterioridad al proceso de privatización de CELFL. Dado que los activos de CELFL fueron traspasados a Enel Distribución Río S.A. (antes denominada Ampla) en el proceso de privatización, Basilus demandó en el año 1998 a Enel Distribución Río S.A., estimando que el traspaso de los referidos activos se había hecho en perjuicio de sus derechos. Enel Distribución Río S.A. sólo adquirió activos de CELFL, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la rescisión del contrato de obra civil. En marzo de 2009, los tribunales resolvieron dando la razón a la demandante, por lo que Enel Distribución Río S.A. y el Estado de Río de Janeiro interpusieron los correspondientes recursos. El 15 de diciembre de 2009, el Tribunal de Justicia Estadual aceptó el recurso y anuló el fallo favorable obtenido por la demandante, acogiendo la defensa de Enel Distribución Río S.A. Basilus interpuso un recurso contra esa resolución, el cual no fue admitido. En julio de 2010, la demandante interpuso un nuevo recurso (“de Agravo Regimental”) ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ), que fue igualmente desestimado a finales de agosto de 2010. En vista de esta decisión, Basilus interpuso un “Mandado de Segurança”, asimismo rechazado. En junio de 2011, ella ofreció un recurso de Embargo de Declaración (con el objeto de aclarar una supuesta omisión del Tribunal en la decisión del Mandado de Segurança), que no fue acogido. Contra esta decisión se ofreció Recurso Ordinario ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ) en Brasilia. El 28 de marzo de 2012, el Ministro Relator decidió el Recurso Ordinario favorablemente a la demandante. Enel Distribución Río S.A. y el Estado de Río de Janeiro ofrecieron Agravo Regimental contra la decisión del Ministro, los cuales fueron acogidos por la primera sala del STJ con fecha 28 de agosto de 2012, determinándose que los recursos ordinarios en Mandado de Segurança fuesen sometidos a decisión por el tribunal en pleno y no por un solo ministro. La parte demandante impugnó esta decisión. La decisión del día 28 de agosto de 2012, fue publicada el 10 de diciembre de 2012, habiendo sido presentados Embargos de Declaração por Enel Distribución Río S.A. y el Estado de Río de Janeiro para subsanar un error existente en la publicación de la misma, con el objetivo de evitar divergencias futuras. El 27 de mayo de 2013, los Embargos de Declaração presentados por Enel Distribución Río S.A. y el Estado del Río de Janeiro fueron aceptados y corregido el error. El 25 de agosto de 2015, se dictó fallo rechazándose recurso interpuesto por la parte demandante. El fallo fue publicado el 10 de diciembre de 2015, y el 15 de diciembre de 2015, Basilus presentó recursos de Embargos de Aclaración. El 3 de marzo de 2016, el Tribunal Superior de Justicia comenzó el juzgamiento del recurso y el primer voto (Ministro Relator) fue favorable al recurso y el Ministro que sigue suspendió su resolución para realizar un mejor análisis de los argumentos. Se falló este recurso con 3 votos contra dos, en contra de Enel Distribución Río S.A. El 06 de diciembre 2017 Estado del Río de Janeiro ha presentado Recurso Extraordinario en contra la decisión. El 18 de diciembre de 2017 Basilus ha presentado sus contra razones al recurso. La demanda actualmente espera juzgamiento en Supremo Tribunal Federal – STF (RE n.º 1.118.731/RJ). La cuantía de este juicio se estima en R\$1.601 millones (aproximadamente MUS\$481.677).
14. En diciembre de 2001, la Constitución Federal brasileña fue modificada con la finalidad de someter la venta de energía eléctrica a tributación por la Contribución Financiera a la Seguridad Social (COFINS), que es un tributo que recae sobre los ingresos. La Constitución establece que los cambios legislativos referentes a contribuciones sociales entran en vigor a los 90 días de su publicación, por lo que Enel Distribución Río S.A. empezó a tributar por este impuesto a partir de abril de 2002. La Administración Tributaria brasileña notificó Acta a Enel Distribución Río S.A. por entender que la *vacatio legis* (entrada en

vigencia diferida) de 90 días se refiere exclusivamente a normas con rango de Ley, pero no es de aplicación a las normas constitucionales, cuyas modificaciones entran en vigor de forma inmediata. En noviembre de 2007, el recurso presentado en la segunda instancia administrativa (Consejo de Contribuyentes) fue decidido en contra de Enel Distribución Río S.A. En octubre de 2008, Enel Distribución Río S.A. presentó recurso especial que no fue aceptado. El 30 de diciembre de 2013, Enel Distribución Río S.A. fue notificada de la decisión que no aceptó el argumento de Enel Distribución Río S.A. que el pago de la COFINS no era debido en el período de diciembre de 2001 a marzo de 2002 por haberse previsto en la Constitución que los cambios legislativos entraban en vigor a los 90 días de su publicación. Enel Distribución Río S.A. presentó acción judicial con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permitirá seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada un 20%. Enel Distribución Río S.A. presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. La ejecución fiscal fue presentada por la Hacienda y Enel Distribución Río S.A. presentó su defensa en julio de 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la ya constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. Hay decisión de primera instancia judicial en contra de Enel Distribución Río S.A. publicada en agosto de 2015. Enel Distribución Río S.A. presentó recurso a la segunda instancia judicial en el mismo mes. Se aguarda decisión de segunda instancia. La cuantía asciende a R\$163,38 millones (aproximadamente MUS\$49.155).

15. La Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) ha presentado seis demandas en contra de Ampla Energia e Serviços (Enel Distribución Río) por pérdidas de productos y materias primas, rotura de maquinaria, entre otros perjuicios, ocurridos por supuestas fallas en el suministro de energía hecho por Ampla Energia e Serviços (Enel Distribución Río) entre 1987 y 2002, así como indemnización por daños morales. Las demandas son divididas entre los periodos de 1987 y 1994, 1994 y 1999 y más cuatro demandas, cada una por algunos días de 2002. El juez ha dictado decisión que estableció la realización de un peritaje para todas las demandas. La primera demanda, presentada en 1999, refiere al período de 1994 y 1999 y ha sido juzgada favorablemente a Cibran, condenándose a Ampla Energia e Serviços (Enel Distribución Río) al pago de 200.000 reales brasileños por los daños morales y más una indemnización por los daños materiales que deberían ser estimados al fin de la demanda. La apelación presentada por Ampla Energia e Serviços (Enel Distribución Río) ha sido acogida por Tribunal de Justicia del Río de Janeiro y el pedido de Cibran integralmente rechazado. Actualmente, hay un apelo presentado por Cibran pendiente de juicio por Superior Tribunal de Justicia (tercera instancia de la justicia brasileña). La demanda relacionada al periodo de 1987 y 1994, igualmente ha sido juzgada favorablemente a Cibran, condenándose a Ampla Energia e Serviços (Enel Distribución Río) al pago de 80.000 reales brasileños por los daños morales y más una indemnización por los daños materiales estimada en 95.465.103 reales (más la actualización de inflación e interés). Ampla Energia e Serviços (Enel Distribución Río) ha presentado una apelación al Tribunal de Justicia del Río de Janeiro. Las demandas restantes están pendientes de una decisión de primera instancia. Marcha procesal sin novedades relevantes desde el último trimestre. La cuantía de todos los litigios se estima en aprox. R\$463,8 millones (aproximadamente MUS\$139.539).
16. Tras ganar, en definitiva, en 2010, el litigio relativo a la inmunidad de COFINS, en el cual la Hacienda Pública intentaba revocar, mediante una acción rescisoria, una sentencia firme y ejecutoriada de agosto de 1996 a favor de Enel Distribución Río S.A., que la amparaba para no pagar COFINS (hasta el año 2001, en que se modificó la Constitución para gravar expresamente las operaciones con energía eléctrica con ese tributo), Enel Distribución Río S.A. ha retomado una acción iniciada en 1996. Esta acción había quedado suspendida mientras se tramitaba el litigio descrito en primer lugar, solicitando la restitución de COFINS que había pagado desde abril de 1992 a junio de 1996, basada en que la sentencia firme a su favor sobre la inmunidad es aplicable a ejercicios anteriores y que, por tanto, tenía el derecho a la devolución de lo que había pagado indebidamente. En junio de 2013, hubo decisión de primera instancia judicial a favor de Enel Distribución Río S.A., declarando el derecho a recibir en restitución los valores pagados por COFINS por los periodos solicitados. La decisión no es definitiva y aún debe ser confirmada en instancia superior. La hacienda pública presentó recurso en contra de dicha decisión, pero sólo por temas de forma, ante el tribunal de Río de Janeiro. En octubre 2014, el Tribunal de Río determinó un nuevo juzgamiento en la primera instancia judicial por entender que, en el fallo anterior, la hacienda pública no había tenido oportunidad de manifestarse. En mayo 2015, la autoridad tributaria presentó su alegato final y en julio 2015 una nueva decisión favorable de primera instancia

declaró el derecho de Enel Distribución Río S.A. a la restitución de COFINS pagados desde 1992 hasta 1996. En agosto 2015, las autoridades tributarias apelaron ante el Tribunal de Río de Janeiro. En julio de 2016, la segunda instancia judicial falló a favor de Enel Distribución Río S.A., confirmando el derecho de Enel Distribución Río S.A. a la restitución de los COFINS pagados entre 1992 y 1996. Las autoridades fiscales apelaron a la misma instancia judicial con el fin de aclarar los criterios utilizados por el tribunal para establecer los honorarios relativos a la pérdida de la apelación. La segunda instancia judicial falló a favor de la autoridad tributaria en orden a reducir los honorarios para la firma de Abogados que asesoró a la compañía, cobrados a la parte vencida. Enel Distribución Río presentó una apelación por esta causa a la Corte Suprema. La autoridad tributaria no apeló de la resolución de fondo que fallo en favor de la compañía y en consecuencia la resolución está firme. En diciembre 2017, en orden a poner fin al litigio Enel Distribución Río retiró la apelación relacionada con los honorarios que deben ser pagados a la firma de abogados que asesoró a la compañía, todo con el objetivo de obtener una decisión definitiva que cierre el litigio y comenzar el procedimiento de recupero del crédito fiscal. El litigio está cerrado y la compañía registró el crédito en sus Estados Financieros. En marzo 2018, la compañía comenzó el procedimiento de compensación y usó parte del crédito en marzo 2018. El importe a compensar se estima en R\$ 167 millones (aproximadamente MUS\$50.244).

17. El Sindicato de los Trabajadores de Niterói, representando a 2.841 empleados, interpuso una reclamación laboral en contra de Enel Distribución Río S.A., solicitando el pago de diferencias salariales en un 26,05% a partir de febrero de 1989, en virtud del Plan Económico instituido por Decreto Ley N° 2.335/87. En primera instancia, se dictó sentencia parcialmente desfavorable a Enel Distribución Río S.A., la cual determinó el pago de las diferencias salariales solicitadas desde el 1 de febrero de 1989, además de honorarios de abogados en un 15%. Enel Distribución Río S.A. interpuso varios recursos, entre ellos un Recurso Extraordinario, pendiente de resolución. El Tribunal ordenó la celebración de una audiencia de conciliación, que se celebró sin éxito. Paralelamente, Enel Distribución Río S.A. ha presentado una *Exceção de Pré-executividade* con base en la jurisprudencia del Tribunal Supremo Federal, que ha declarado con anterioridad la no existencia de un derecho adquirido al reajuste - *Unidade de Referência de Preços* ("URP") del Decreto Ley N° 2.235/87. Además, Enel Distribución Río S.A. alegó la excepción de pago de estos reajustes y, subsidiariamente solicitó se declare la limitación de este reajuste a la fecha base (octubre/89). En primera instancia, Enel Distribución Río S.A. logró la declaración de la inexigibilidad del título judicial, en contra de lo cual se presentó un recurso de *Agravo de Petição*, obteniendo éxito en parte con respecto al tema de la excepción de pago, pero manteniéndose en lo demás lo sustentado por Enel Distribución Río S.A. en cuanto a la limitación de las diferencias salariales a la fecha base (octubre/89). Con fecha 10 de septiembre de 2014, se resolvió por el tribunal rechazar los recursos (agravo de instrumento) presentados por ambas partes, las cuales interpusieron Embargos de Aclaración en contra de esta decisión. En junio 2015, Enel Distribución Río S.A. ha presentado sus descargos (contra razones) para que se rechace por el tribunal el Recurso Extraordinario interpuesto por el Sindicato. El 16 de diciembre de 2015, el Recurso Extraordinario ha sido enviado al Tribunal Supremo Federal para juzgamiento. El 29 de agosto de 2016, se dictó resolución para suspender ejecución del fallo. En diciembre de 2016, el Recurso Extraordinario fue juzgado desfavorable a Enel Distribución Río S.A., resolviendo el Tribunal Supremo Federal a favor del recurso del Sindicato de los Trabajadores, declarando que Enel Distribución Río S.A. adeuda el valor de las diferencias salariales (URP) por el período de febrero/89 a octubre/89. Se está a la espera de la publicación del fallo para interposición del recurso pertinente. Marcha procesal sin novedades relevantes desde el último trimestre. La cuantía total de este litigio se estima en aproximadamente R\$90,3 millones (aproximadamente MUS\$27.167).
18. En 1998, para financiar la adquisición de Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce), Enel Distribución Río S.A. realizó una emisión en el exterior de deuda a largo plazo a través de títulos denominados Fixed Rate Notes (FRNs) que se acogió a un régimen fiscal especial por el cual estaban exentos de tributación en Brasil los intereses percibidos por los suscriptores no residentes cuando la deuda se emitía con un vencimiento mínimo de 8 años. 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, al entender que se habían producido implícitamente amortizaciones anticipadas antes del cumplimiento del plazo, debido a que Enel Distribución Río S.A. había obtenido financiación en Brasil que destinó a financiar a los suscriptores de los FRNs. En opinión de Enel Distribución Río S.A., se trata de dos operaciones independientes y jurídicamente válidas. La no aplicación del régimen supone que Enel Distribución Río S.A. habría incumplido la obligación de retener el impuesto e ingresarlo sobre los intereses pagados a los suscriptores no residentes. El Acta fue recurrida y en 2007, el Consejo de Contribuyentes la anuló. Sin

embargo, la Administración Tributaria brasileña recurrió esta decisión ante la Cámara Superior de Recursos Fiscales, última instancia administrativa y el 6 de noviembre de 2012, falló en contra de Enel Distribución Río S.A. La decisión fue notificada a Enel Distribución Río S.A. el 21 de diciembre de 2012 y el 28 de diciembre de 2012, Enel Distribución Río S.A. procedió a presentar un recurso de aclaración al mismo órgano, con el objetivo de que se aclare en una resolución final los puntos contradictorios del fallo y que se incorporen al mismo los argumentos de defensa relevantes que fueron omitidos. El 15 de octubre de 2013, Enel Distribución Río S.A. fue intimada de la decisión que rechazó el recurso de aclaración (“Embargo de Declaración”) presentado el 28 de diciembre de 2012. Con ello, Enel Distribución Río S.A. presentó acción judicial cautelar con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permite seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada en un 20%. En abril 2014, Enel Distribución Río S.A. presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. La Hacienda presentó ejecución fiscal y Enel Distribución Río S.A. opuso su defensa el 27 junio 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. Se llevará a cabo una investigación judicial, la cual será realizada por un experto designado por el juez. En diciembre 2017, comenzó la investigación y podría tomar 60 días para finalizar. La compañía está trabajando para recopilar pruebas. El 31 de marzo de 2018, la compañía presentó algunos documentos y la investigación aún se está realizando. Se espera la decisión de primera instancia judicial, con la investigación. La cuantía total de este litigio se estima en R\$1.249 millones (aproximadamente MUS\$375.775).

19. El Estado de Rio de Janeiro (el “Estado”) levantó actas a Enel Distribución Río S.A. por los períodos del 1996 al 1999 y del 2007 al 2014, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestações de Serviços (“ICMS”) soportado en la adquisición de activos fijos. En concreto, el Estado entiende que Enel Distribución Río S.A. no dispone de toda la documentación justificativa necesaria y que determinados activos fijos no se destinaron a la actividad de producción o distribución de energía eléctrica. En su defensa Enel Distribución Río S.A., señala que (i) la legislación respectiva no especifica los diferentes tipos de activos fijos que se podrían utilizar para fines de crédito del ICMS, y que (ii) los activos fijos en cuestión están relacionados con la actividad principal de las empresas, incluso si se utilizan en las oficinas y plantas administrativas. También intenta comprobar los créditos con las facturas de adquisición. Enel Distribución Río S.A., presentó su defensa administrativa y judicial en todos los procesos. Una parte de los procedimientos administrativos fue juzgado a favor de Enel Distribución Río S.A. y la parte restante fue apelada. La decisión administrativa favorable reconoció el derecho de Enel Distribución Río S.A. de utilizar el crédito de ICMS sobre los activos adquiridos del período de 2007 a 2012. Se aguarda las decisiones finales. La cuantía total de este litigio se estima en R\$ 120 millones (aproximadamente MUS\$36.103).
20. En octubre de 2009, Tractebel Energía S.A. demandó a Enel CIEN S.A. (antes denominada CIEN S.A.) basado en el supuesto incumplimiento del “Contrato de Compra y Venta de 300 MW de Potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina” entre Enel CIEN S.A. y Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (actualmente Tractebel Energía) celebrado en 1999. Tractebel pide la condena de Enel CIEN S.A. al pago de multa rescisoria de R\$117.7 millones (aproximadamente MUS\$35.411) y demás penalidades por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”, las que se solicita sean determinadas en la fase de liquidación de la sentencia. El incumplimiento alegado se habría producido al no garantizar Enel CIEN S.A. la disponibilidad de potencia contractualmente asegurada a Tractebel por el plazo de 20 años, lo que supuestamente habría pasado a ocurrir desde marzo de 2005. Tractebel, en mayo de 2010 ha notificado a Enel CIEN S.A., pero no en sede judicial, su intención de ejercer el derecho de toma de posesión de la Línea I (30%). El proceso está en primera instancia. Enel CIEN S.A. solicitó la acumulación de esta acción con otra iniciada por ella en contra de Tractebel en el año 2001, en la cual se discute el cobro de valores relativos a temas cambiarios y tributarios, lo que fue rechazado por el tribunal. Posteriormente, Enel CIEN S.A. presentó al tribunal una solicitud de suspensión del proceso por el plazo de 180 días, para evitar decisiones divergentes, pedido que fue aceptado por el tribunal habiéndose suspendido la tramitación del presente juicio hasta que el tribunal emita su fallo en la demanda anterior de Enel CIEN S.A. contra Tractebel. El tribunal dictó una resolución extendiendo esta suspensión hasta el 9 de julio de 2015. Marcha procesal sin novedades relevantes desde el último trimestre.

21. En el año 2010, Enel CIEN S.A. fue notificada de una demanda interpuesta por Furnas Centrais Eletricas S.A. ("Furnas"), en razón del supuesto incumplimiento por parte de Enel CIEN S.A. del contrato de Compra de Potencia Firme con Energía Asociada para adquisición de 700 MW de potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina, el cual fuera suscrito en 1998 con una vigencia de 20 años a partir de junio de 2000. En su demanda, Furnas solicita se condene a Enel CIEN S.A. a pagar R\$ 520,8 millones (aproximadamente MUS\$156.688), correspondiente a la multa rescisoria prevista en el contrato, más actualizaciones e intereses de mora, desde la presentación de la demanda hasta el pago efectivo, y las demás penalidades por la indisponibilidad de "potencia firme y energía asociada", y otros conceptos, a ser determinados en la sentencia definitiva. Se dictó sentencia de primera instancia, en la cual se declara improcedente la demanda de Furnas, por cuanto no quedó acreditada la responsabilidad de Enel CIEN S.A. por incumplimiento de sus obligaciones contractuales, habiéndose aceptado por el tribunal la existencia de fuerza mayor en razón de la crisis energética en Argentina. La demandante presentó recurso de apelación en contra de esta sentencia. Con fecha 10 de julio, Enel CIEN S.A. presentó al tribunal sus descargos (contra razones) para el rechazo de este recurso presentado por Furnas. La apelación presentada por Furnas está pendiente de juzgamiento a la fecha. Marcha procesal sin novedades relevantes desde el último trimestre. Otras aclaraciones. Por otra parte, en relación con los documentos presentados por Enel CIEN S.A. en lengua extranjera, el juez de primer grado determinó la retirada de estos del juicio, decisión que fue confirmada por la 12ª Cámara Civil del Tribunal de Justicia. Enel CIEN S.A. ha presentado un recurso especial contra esta última resolución, el cual deberá ser juzgado por el Tribunal Superior de Justicia. Adicionalmente, Enel CIEN S.A. recibió de Furnas una comunicación, no en sede judicial, indicando que en caso de rescisión por incumplimiento de Enel CIEN S.A., tienen derecho a adquirir el 70% de la Línea I.
22. En el año 1982, y en el marco de un proyecto de ampliación de la red de suministro de energía eléctrica de zonas rurales en Brasil, financiado principalmente por órganos financieros internacionales (Banco Interamericano del Desarrollo - BID), Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce), entonces propiedad del Estado de Ceará, firmó contratos de utilización del sistema eléctrico con 13 cooperativas, las cuales habían sido creadas a instancias del Gobierno y por exigencias de estos órganos financieros para efectos de implementar este proyecto. Estos contratos establecían la obligación de Enel Distribución Ceará S.A. de pago de un arriendo mensual actualizable con la inflación, responsabilizándose a Enel Distribución Ceará S.A. de la operación y mantenimiento de estos activos. Estos contratos se suscribieron por plazo indefinido y, dadas las circunstancias de la creación de las electrificadoras rurales, así como del entonces carácter público de Enel Distribución Ceará S.A., no quedó en ellos establecida una clara identificación de las redes que eran objeto del contrato, toda vez que las mismas se han repuesto y ampliado desde la época, confundiendo estos activos con los de propiedad de la compañía. Desde el año 1982 hasta junio 1995, Enel Distribución Ceará S.A. pagó regularmente el arriendo por la utilización del sistema eléctrico a las cooperativas, actualizado mensualmente por el índice de inflación correspondiente. Sin embargo, a partir de junio de 1995, Enel Distribución Ceará S.A., siendo aún propiedad estatal, decidió no continuar actualizando el valor de los pagos como tampoco realizar los ajustes que procedían. En 1998, Enel Distribución Ceará S.A. fue privatizada, oportunidad en la cual pasó a formar parte del Grupo Enel (antes denominado Grupo Enersis), y siguió pagando el arriendo de las redes a las cooperativas del modo que se venía haciendo hasta antes de su privatización, esto es, sin actualizar los valores de los arriendos. Consecuencia de lo anterior, algunas de estas cooperativas han interpuesto acciones judiciales en contra de Enel Distribución Ceará S.A., entre las cuales se destacan las dos acciones iniciadas por Cooperativa de Eletrificacao Rural do V do Acarau Ltda ("Coperva") y las interpuestas por "Coperca" y "Coerce". La defensa de Enel Distribución Ceará S.A. se basa fundamentalmente en que no es procedente la actualización de las rentas, ya que los activos carecerían de valor al tener una vida útil muy prolongada, atendida la depreciación de los mismos; o, alternativamente, en el caso que los activos tuviesen algún valor, en que éste sería muy bajo, dado que Enel Distribución Ceará S.A. es la que ha realizado la sustitución, ampliación y mantenimiento de los mismos. El importe total de estos juicios con Coperva corresponde a aproximadamente a R\$ 210,3 millones (aproximadamente MUS\$63.270). En una de las acciones presentadas por Coperva, se practicó una prueba pericial, la cual fue impugnada por Enel Distribución Ceará S.A., aduciendo inconsistencias técnicas y solicitando la realización de una nueva pericia, lo cual fue rechazado por el juez. En febrero de 2013, el juez decretó "la ejecución anticipada de condena", definiendo preliminarmente el valor del alquiler mensual de las supuestas instalaciones de Coperva, así como el pago inmediato de la diferencia entre ese valor y el valor actualmente pagado. Al respecto, se ha presentado un recurso y se ha obtenido una medida cautelar a favor de Enel Distribución Ceará S.A., paralizando la decisión de ejecución anticipada. Con fecha 7 de abril de 2014, se pronunció

sentencia de primera instancia, la cual juzgó improcedentes los pedidos de Coperva. Coperva interpuso recurso de Apelación y Enel Distribución Ceará S.A. presentó contra razones. Rechazada la apelación, Coperva presentó embargos de aclaración, que fueron rechazados el 11 de enero de 2016. El 3 de febrero de 2016, Coperva interpuso Recurso Especial al Tribunal Superior de Justicia, lo cual ha sido conocido y luego deberá ser juzgado por el tribunal superior, todavía sin fecha apuntada para hacerlo. Marcha procesal sin novedades relevantes desde el último trimestre. Por otra parte, en el caso de Coperca, se inició una Acción de Revisión en 2007, por la cual se pretende reajustar el valor del arriendo de sus líneas de distribución (región central del Estado de Ceará), para que éste se calcule en un 1% del valor del bien alquilado, estimado por Coperca en R\$15,6 millones. Este proceso se encuentra en primera instancia, sin haberse iniciado todavía la etapa probatoria, y su cuantía total se estima en R\$109,6 millones (aproximadamente MUS\$32.974). Marcha procesal sin novedades relevantes desde el último trimestre. En el caso de Coerce, la Acción de Revisión se inició en 2006, y mediante ella se pretende reajustar el valor del alquiler de sus líneas de distribución (región central del Estado de Ceará), para que se calcule en la base del 2% del valor del bien arrendado. La cuantía total de este litigio se estima en R\$126,2 millones (aproximadamente MUS\$37.968) Este proceso, al igual que Coperca, no ha sido impulsado por la demandante y se encuentra en primera instancia. Marcha procesal sin novedades relevantes desde el último trimestre.

23. En febrero de 2004, dos impuestos brasileños, *Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social* ("COFINS") y *Programas de Integração Social* ("PIS"), se modificaron de un régimen acumulativo (imposición en 3.65% sin deducción de créditos) a un régimen no acumulativo (9,25% con créditos). De acuerdo con la Ley, los bienes a largo plazo y los contratos de suministro de servicios ejecutados antes de 31 de octubre de 2003 bajo "precio predeterminado", podrían permanecer en el régimen acumulativo. CGTF ("Endesa Fortaleza") había firmado contratos de compra de energía que cumplieron con los requisitos, por lo que los ingresos de los contratos inicialmente se tributan bajo el régimen acumulativo, que es más beneficioso. En noviembre de 2004, se publicó un acto administrativo que define el concepto de "precio predeterminado". Según ella, los contratos de Endesa Fortaleza deben estar sujetos al régimen no acumulativo. En noviembre de 2005, una nueva Ley aclara el concepto de "precio predeterminado". Con base en la Ley de 2005, el régimen que debe aplicarse a los contratos era el acumulado (más beneficioso). Además, la ANEEL emitió una (Ley Administrativa) Nota técnica indicando que los contratos celebrados en virtud de sus normas y con su aprobación cumplen con el requisito de Derecho. Sin embargo, en febrero de 2007, la Administración Tributaria de Brasil levantó un acta a Endesa Fortaleza por PIS/COFINS por los períodos 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 nuevo régimen no acumulativo) y los importes declarados en la declaración mensual (donde se informaron los importes debidos bajo el antiguo régimen acumulativo). Endesa Fortaleza impugnó el acta y ésta fue juzgada procedente. Endesa Fortaleza presentó recurso ante la segunda instancia administrativa y ésta falló manteniendo la decisión de primera instancia. Endesa Fortaleza presentó recurso a la Cámara Superior de Recursos Fiscales que aguarda juzgamiento. Respecto de otros procedimientos en contra CGTF se falló a favor y las autoridades tributarias apelaron de dicha decisión a la Cámara Superior de Recursos Fiscales. Basado en la defensa administrativa contratada por Endesa Fortaleza, la Cámara Suprema de Recursos Fiscales falló en favor de Endesa Fortaleza, finalizando definitivamente la discusión. La cuantía total de este litigio se estima en R\$ 85 millones (aproximadamente MUS\$25.573).
24. Enel Distribución Ceará S.A. factura al consumidor de "baja renta" (bajos ingresos) con un descuento social, lo que determina una tarifa final denominada de "baja renta". El Estado de Ceará compensa a Enel Distribución Ceará S.A. ese descuento a título de subsidio estatal. El ICMS (equivalente al IVA chileno) es trasladado (repercutido) por Enel Distribución Ceará S.A. sobre el importe de la tarifa normal (sin el descuento). Por otro lado, el Estado de Ceará establece que el ICMS no aplica a facturaciones de entre 0 y 140 kwh. Por otra parte, Enel Distribución Ceará S.A., a efectos de calcular el importe de ICMS deducible respecto del total ICMS soportado en las compras de energía, debe aplicar la regla de "prorrata". La regla señala que es deducible el porcentaje que representen los ingresos gravados por ICMS sobre el total de ingresos (gravados por ICMS y no gravados con ICMS). Enel Distribución Ceará S.A. considera, a efectos de su inclusión en el denominador de la prorrata, que el ingreso no gravado es el resultante de aplicar el precio de venta final de la energía (precio 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). La posición de la Administración implica un menor porcentaje de deducción de ICMS. La

Hacienda entiende que en el cálculo de "Prorrata de ICMS" debería ser considerado el valor normal de la tarifa en los casos de venta de energía a "baja renta", en lugar de la tarifa reducida que es utilizada por Enel Distribución Ceará S.A. El criterio de la Hacienda resulta en un mayor porcentaje de ICMS no recuperable, por lo que resulta un mayor ICMS a pagar. Enel Distribución Ceará S.A. sostiene que su cálculo está correcto, pues debe ser utilizado en el cálculo de "Prorrata de ICMS" el valor reducido de la tarifa, pues ese es el real valor de la operación de venta de energía (la base del ICMS es el valor de la operación de salida de la mercancía). Respecto de los litigios por los años 2005 y 2006, existen decisiones administrativas desfavorables a Enel Distribución Ceará S.A. Respecto de los litigios por los años 2007, 2008 y 2009, los procesos administrativos terminaron con decisiones en contra de Enel Distribución Ceará S.A., pero algunos con reducción del valor por caducidad. Enel Distribución Ceará S.A. presentó acciones judiciales con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permitirá seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente las deudas tributarias. El Estado de Ceará presentó Ejecuciones Fiscales (procesos judiciales recaudatorios) para los años 2005, 2006, 2007, 2008 y 2009. Enel Distribución Ceará S.A. presentará su defensa en primera instancia judicial. Con respecto a los litigios por los años 2010 y 2011, las actas fueron recibidas en enero 2015 y enero de 2016, respectivamente, y Enel Distribución Ceará S.A. presentó su defensa en primera instancia administrativa. Las actas fueron falladas en contra de Enel Distribución Ceará S.A. por la primera instancia administrativa. Enel Distribución Ceará S.A. presentó su apelación para el año 2010 con fecha 25 de julio de 2016 y para el año 2011 el 15 de agosto de 2016, ante la segunda instancia administrativa. Las actas de impuestos emitidas para los años 2010 y 2011 fueron juzgadas en forma desfavorable a Enel Distribución Ceará S.A. en la segunda instancia administrativa. Las decisiones fueron recibidas por Enel Distribución Ceará S.A. con fecha 7 de diciembre 2016 y 8 de diciembre 2016, respectivamente. Por lo tanto, todas las actas de impuestos emitidas para los años 2005 hasta 2011 fueron falladas desfavorablemente para Enel Distribución Ceará S.A. Esta última, otorgó garantías bancarias para obtener el Certificado de Regularidad tributaria. El Estado de Ceará presentó el respectivo proceso de cobro. Enel Distribución Ceará S.A. presentará su defensa ante primera instancia judicial. El Estado de Ceará levantó una nueva Acta por el mismo concepto por el año 2012. Enel Distribución Ceará S.A. levantó su defensa ante la primera instancia administrativa. En marzo, 2018, el Estado de Ceará levanto una nueva acta de impuestos por el año 2013. Coelce presentó su defensa en la primera instancia administrativa. Las próximas actuaciones son seguir con la defensa de los procesos judiciales y administrativos. La cuantía total de estos litigios se estima en R\$186 millones (aproximadamente MUS\$55.960).

25. El Estado de Ceará levantó actas a Enel Distribución Ceará S.A. por los períodos 2003, y del 2004 al 2010, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS soportado en la adquisición de activos fijos. En concreto, el Estado de Ceará entiende que Enel Distribución Ceará S.A. no dispone de toda la documentación justificativa necesaria y que determinados activos fijos no se destinaron a la actividad de producción o distribución de energía eléctrica. En su defensa Enel Distribución Ceará S.A., señala que: (i) la legislación respectiva no especifica los diferentes tipos de activos fijos que se podrían utilizar para fines de crédito del ICMS, y que (ii) los activos fijos en cuestión están relacionados con la actividad principal de las empresas, incluso si se utilizan en las oficinas y plantas administrativas. También intenta comprobar los créditos con las facturas de adquisición. Enel Distribución Ceará S.A. presentó sus defensas administrativas en todos los procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. En diciembre 2017, 5 actas han sido decididas en contra de la compañía. La autoridad tributaria presentó ejecución de cobro. La compañía presentó garantía y presentará defensa ante la demanda de cobro. La primera instancia judicial ha fallado en contra de la compañía. La compañía ha apelado a la segunda instancia judicial y se espera la decisión. En marzo 2018, el estado de Ceará notificó un acta de impuestos para el año 2013. Coelce presentó su defensa en el primer nivel administrativo. La cuantía total de este litigio se estima en R\$ 171 millones (aproximadamente MUS\$51.447).
26. En julio de 2016, se iniciaron contra Enel Distribución Ceará S.A. y la ANEEL tres acciones civiles públicas cuestionando el porcentual de reajuste de la tarifa de Enel Distribución Ceará S.A., impugnando la diferencia entre la tasa de ajuste y la inflación. Los demandantes en cada juicio, respectivamente, son (i) Procon de Fortaleza, (ii) el Instituto de Defensa del Consumidor y, (iii) en conjunto, la Defensoría Pública, el Comité de Protección de los Consumidores-Asamblea Legislativa de Ceará, Comité de Defensa y Protección de los Consumidores. Las acciones iniciadas por (i) y (ii) se encuentran en las primeras etapas procesales de discusión, habiéndose rechazado las medidas preliminares (precautorias) solicitadas por los demandantes. En el litigio (ii), después de requerido por Enel Distribución Ceará S.A.,

se dictó decisión para traslado de la justicia estadual para la justicia federal, así como la inclusión de ANEEL en la demanda. La medida preliminar (precautoria) solicitada por el demandante ha sido rechazada.

En el caso (iii) también se rechazaron las medidas preliminares (precautorias) solicitadas, pero, además, con fecha 6 de septiembre de 2016 se dictó sentencia, rechazándose los pedidos de las instituciones. El 27 de octubre de 2016, las instituciones han interpuesto apelación la cual ha sido respondida por Enel Distribución Ceará S.A. el 25 de noviembre de 2016. El tribunal no ha se manifestado a la fecha acerca del recurso. La cuantía total de estos litigios es indeterminada. Marcha procesal sin novedades relevantes desde el último trimestre.

27. El Instituto de Defensa de los Consumidores (“IPEDC”) entabló una Acción Civil Pública contra Enel Distribución Ceará S.A., a través de la cual IPEDC cuestiona la inclusión de los costes con hurto de energía incluidos por las distribuidoras en la tarifa. En resumen, el IPDEC afirma que los consumidores no podrían pagar por el hurto de energía hecho por otras personas y que la distribuidora debería adoptar las acciones necesarias para la reducción del mismo. El perjuicio sería un riesgo del negocio. La defensa de Enel Distribución Ceará S.A. sostiene que la parcela de la tarifa correspondiente a las pérdidas por hurto de energía está prevista en la legislación reglamentar. Además, afirma que ANEEL, por medio de sus reglas tarifarias, no prevé la posibilidad de inversiones en monto suficiente para finiquitar el hurto de energía, tan poco las autoridades brasileñas tienen estructura para realizar las acciones necesarias para combatir ese crimen. Una decisión desfavorable para Enel Distribución Ceará S.A. llevaría a la devolución del valor que se considere indebidamente cobrado a los consumidores, posiblemente por medio de las revisiones tarifarias. La demanda está en su etapa de inicio y una audiencia de conciliación ha sido establecida para el 3 de marzo de 2017. Además, se ha efectuado una solicitud de inclusión de ANEEL en la demanda, lo que podrá resultar en el cambio de competencia, desde la justicia estadual a la justicia federal. El 7 de marzo de 2017, la audiencia de conciliación no fue realizada por la ausencia de IPEDC. Enel Distribución Ceará S.A. ha presentado su defensa, así como el pedido de inclusión de ANEEL acerca del cual a la fecha el juez no ha se manifestado. La decisión (acerca de la inclusión de ANEEL) podrá cambiar la jurisdicción estadual para federal. Marcha procesal sin novedades relevantes desde el último trimestre. La cuantía total de este litigio se estima en R\$540,7 millones (aproximadamente MUS\$162.675).
28. Compañía Eléctrica CELG (“CELG”), fue fiscalizada por las autoridades tributarias brasileñas debido a su posición sobre la exclusión de los montos de ICMS de la base de Contribuciones Sociales (PIS/COFINS). La Compañía excluyó el ICMS antes de una decisión definitiva, en consecuencia, la Administración Tributaria brasileña emitió 4 Actas contra CELG, bajo el argumento que la exclusión no estaba permitida. En marzo 2017, la Corte Suprema falló a favor del contribuyente en otro litigio el cual es aplicable a los casos similares, como el caso en comento. Es probable que las autoridades fiscales apelen ante la Corte Suprema. El único argumento posible de la autoridad tributaria es que después de la sentencia, habrá un impacto negativo en las finanzas públicas, lo que puede influir en el análisis de la Corte Suprema en la aplicabilidad de la decisión dictada en marzo de 2017 para otros contribuyentes. La posición de la compañía es que el ICMS no es un ingreso y por ende no es una base impositiva para el propósito de PIS/COFINS, debido a que estos ingresos son ingresos del Estado, recaudados solamente por las empresas. La reclamación fue presentada en el 2003. En 2007, el Tribunal de Brasilia, segundo nivel judicial, dictaminó a favor de CELG, declarando el derecho de CELG a pagar el PIS y COFINS excluyendo de la base el ICMS. En 2008, la Administración Tributaria recurrió ante la Corte Superior. La Corte Superior suspendió el litigio hasta una decisión final sobre el tema por la Corte Suprema. La demanda deberá ser juzgada por la Corte Superior. El 2 de octubre de 2017, se publicó la decisión del caso principal en forma favorable. En diciembre 2017, las autoridades tributarias presentaron una apelación para clarificar algunos puntos en el caso similar llevado ante la Corte Suprema y establecer el período apropiado para aplicar la decisión a todos los contribuyentes. Después de ser definitiva, esta decisión aún debe aplicarse al litigio de Celg. En el litigio específico de Celg (Período enero 2004 a Septiembre 2005), Celg obtuvo decisión favorable que determinó la anulación de las Actas de impuestos. Tanto Celg como la autoridad tributaria presentaron apelaciones para clarificar algunos puntos. La cuantía es R\$634 595 millones (MUS\$190.924.544).
29. Con el objetivo de regularizar la deuda de las facturas de energía adquirida de FURNAS en el período comprendido entre 2000 y 2003, el 12.12.2003 CELG D firmó con FURNAS un Instrumento Particular de Confesión de Deuda, cuyo pago mensual correspondía a 2,56% de sus ingresos (*Gross Operating*

Revenues). En razón de la grave situación financiera por la cual CELG-D se encontraba el 24.04.12 ha sido firmado un acuerdo de accionistas y gestión entre el Estado de Goiás y Eletrobrás y la adopción de algunas medidas de carácter de emergencia, principalmente en el ámbito financiero fueron necesarias, pero los pagos en cuestión no fueron afectados. FURNAS no aceptó ningún cambio en los cargos pactados, todavía alteró radicalmente el posicionamiento por ella mismo adoptado a lo largo de ocho (08) años de vigencia del referido instrumento, sin ninguna justificación, entendiéndose que la deuda debería haberse incrementado con intereses del 1% al mes desde el pago del primer tramo, a diferencia de los intereses reducidos del 0,72% previstos en acuerdo y consensualmente aplicados, lo que ha generado una diferencia en el débito (mientras CELG D consideraba debidos cerca de R\$70 millones, FURNAS consideraba R\$261,4 Millones). Entonces, CELG-D ha presentado demanda para rechazar las amenazas de restricciones para CELG-D delante del regulador (ANEEL) y el cobro del supuesto saldo residual de R\$207.159.706,21 (15.03.13), (MUS\$62.326), El 11/04/13 las demandas cautelar y principal han sido presentadas y el juez dictó decisión cautelar para prohibir cualquier acción de FURNAS con objetivo de imponer restricciones a CELG-D. El agosto de 2015, se dictó decisión de primera instancia favorable a CELG-D para declarar ilegal el cobro hecho por FURNAS y quitados los débitos de CELG-D con FURNAS. FURNAS ha presentado apelaciones al Tribunal de Justicia del Rio de Janeiro en contra la decisión, pero lo ha hecho después del plazo legal. La justificativa de FURNAS es que sus empleados estaban en huelga y que tal situación caracterizaría fuerza mayor y sus plazos procesales deberían quedar suspendidos por todo el tiempo de la huelga. El presidente del tribunal de justicia ha aceptado las razones de FURNAS y ha considerada regular la apelación. CELG-D ha presentado recurso al tribunal de justicia en contra la decisión de su presidente, lo que fue rechazado, todavía CELG-D ha presentado nuevo recurso para Superior Tribunal de Justicia (STJ) que a la fecha no ha se manifestado. Actualmente, la apelación de FURNAS está pendiente de juzgamiento por el tribunal de justicia y el recurso de CELG-D en contra la aceptación de la referida apelación está pendientes de juzgamiento en Superior Tribunal de Justicia. En la hipótesis del Superior Tribunal de Justicia acoger el recurso de CELG-D, la apelación de FURNAS deberá ser considerada inadmisibles y la decisión de primera instancia favorable a CELG-D quedará firme. Marcha procesal sin novedades relevantes desde el último trimestre.

30. En 2012 CELG D ha presentado un pedido de revisión tarifaria para ANEEL, haya vista tener obtenido su declaración de regularidad, pero el pedido no ha sido aceptado en los términos requeridos. En su posición el regulador no ha considerado toda la variación de los costes conexos a "parte A" de la tarifa (costes no gerenciales por la empresa, compra de energía, p.ej.) en el periodo de 2007 hasta 2011, período en que CELG quedó sin cualquier reajuste de tarifa. Los pedidos hechos en la demanda son: a) reajustar la tarifa de 2012 considerándose los costes as variaciones de los costes conexos a "parte A" en el período de 2006 a 2012; b) subsidiariamente, el pago de indemnización por el Gobierno Federal por medio de los activos de un fondo de gestión sectorial (CDE). El 03/12/14 se dictó sentencia (primera instancia) desfavorable a CELG-D. CELG ha presentado apelación al Tribunal Regional Federal de la 1ª región, la cual fue contestada por Aneel y Gobierno Federal, a la fecha pendiente de juzgamiento. El Estado de Goiás pasó a actuar en la demanda, presentando apelación al Tribunal Regional Federal, como "tercero interesado". La demanda está con el juez ponente (*desembargador relator*) para dictar una decisión. Marcha procesal sin novedades relevantes desde el último trimestre.
31. En 1993 las partes demandadas (CELG, Asociación Goiana de las municipalidades (AGM), Estado de Goiás y Banco de Goiás) firmaron un acuerdo (*convênio*) para el pago de deudas de las municipalidades con CELG-D por medio del recibimiento de cuotas de ICMS (IVA) que el estado debería repasar a las municipalidades. CELG-D recibió los primeros juicios en 2001 y desde aquel momento la ilegalidad del acuerdo ha sido verificada por Supremo Tribunal Federal, haya vista la ausencia de participación de las municipalidades en el proceso del acuerdo. En septiembre de 2004, CELG-D ha firmado acuerdo con 23 municipios. Entre los años de 2007 y 2008, CELG-D recibió diversas demandas de cobro de los valores que ya había recibido en razón de acuerdo, actualmente son 113 demandas. La tesis de CELG-D es que, a pesar de la nulidad del acuerdo, los servicios han sido efectivamente suministrados y que la deuda pagada era regular, por eso no habría que se aceptar los pedidos de devolución de los valores. El riesgo actualmente involucrado en los litigios es de € 389.696.165 ((MUS\$480.144), con un presupuesto de € 19.403.887 (MUS\$23.907). Es importante decir que los valores requeridos por los municipios en los litigios serían pagados por FUNAC.
32. PSOL (un partido político que hace oposición al actual gobierno del estado de Goiás) ha presentado Acción Directa de Inconstitucionalidad en contra la Ley Nº 19.473/2016 del estado de Goiás. Ley nº

19.473, de 3 de noviembre de 2016, creó la política estadual para mantenimiento, mejora y ampliación del suministro de energía eléctrica en el Estado de Goiás. En relación al CELG-D, la referida ley estableció que los valores debidos por CELG-D al Estado de Goiás en relación al ICMS (IVA) podrán ser compensados por las obligaciones provenientes de los pasivos contenciosos administrativos y judiciales, aunque no escriturados, desde que derivados de decisiones de autoridades administrativas para que no haya más posibilidad de recurso, así como de decisiones judiciales firmes y/o acuerdos judiciales o extrajudiciales homologados judicialmente, cuyos hechos generadores hayan ocurrido hasta el 27 de enero de 2015, serán de responsabilidad del Estado de Goiás. PSOL defiende que la ley en cuestión viola directamente la Constitución Federal Brasileña afectando los derechos de las municipalidades y la sociedad civil, pues disminuirá los ingresos financieros del Estado de Goiás y por consiguiente las inversiones en beneficio de ellos. Además, PSOL defiende que el beneficio fiscal en cuestión reducirá las inversiones en salud y educación, que son gastos legales obligatorios. En resumen, PSOL requiere: a) La suspensión de la eficacia de la Ley Nº 19.473/ 2016 del Estado de Goiás; y b) Al final, declaración de la inconstitucionalidad de la Ley. Ministro Gilmar Mendes el juez ponente (*Ministro Relator*) del litigio dictará el primer voto en el juzgamiento. El 02/02/17 el pedido cautelar fue rechazado. Asamblea del Estado de Goiás y Gobierno Federal presentaron una manifestación favorable a la constitucionalidad de la Ley. El 22/05/17 el Gobierno Federal requirió su participación en el juicio como *amicus curiae*. El 15/08/17 a FGR - Fiscalía General da la República (Procuradoria Geral de República - PGR) ha presentado su opinión en favor de declaración de inconstitucionalidad del art. 2º, caput, de la Ley 19.473/2016, del estado de Goiás, acerca de la concesión de créditos de IVA (ICMS) a otras empresas, que no CELG DISTRIBUIÇÃO. Creemos que la manifestación de la Fiscalía es favorable a CELG DISTRIBUIÇÃO. El 31/08/17, Estado de Goiás ha presentado petición defendiendo la constitucionalidad de toda la Ley. El litigio esta con el juez ponente para dictar una decisión.

33. A lo largo de 2016 diversas personas (involucradas directa o indirectamente con cuestiones políticas - Heliomar Palhares Pedrosa (“Heliomar”), un sindicalista; Roberto Requião de Melo e Silva (“Roberto”), un senador de la Republica; Luiz Lindbergh Farias Filho (“Luiz”), un senador de la Republica; y Jesus Divino Barbosa de Souza (“Jesus”), un sindicalista, han presentado – conjunta o separadamente, tres acciones populares en contra CELG de Participações S.A. (“CELG-PAR”); Gobierno Federal (“GF”); Banco del Desarrollo Federal (“BNDES”); International Finance Corporation (“IFC”); Caixa Económica Federal (“CEF”) y Uhy Moreira Auditores (“UHY”), sustentando que el proceso de venta de CELG sería ilegal. En los litigios ellos requieren la anulación de todos los actos acerca del proceso de privatización de CELG-D, así como la indemnización de los daños que se supone haya sufrido la hacienda pública. El riesgo involucrado en los litigios es la anulación de la adquisición de CELG-D por Enel Brasil S/A y al pago de indemnización que deberá ser cuantificada al final de la demanda, pero los abogados de Enel Brasil S.A los clasifican como remoto de pérdida. Actualmente, no hay decisiones cautelares en contra los intereses de Enel Brasil S.A. y las demandas están en fase de producción de pruebas.

La Administración de Enel Américas S.A. considera que las provisiones registradas en los Estados financieros consolidados intermedios al 31 de marzo de 2018, cubren adecuadamente los riesgos por los litigios descritos en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los actualmente registrados.

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

34.4 Restricciones financieras.

Diversos contratos de deuda de la sociedad, así como el de algunas de sus filiales, incluyen la obligación de cumplir ciertas 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, 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 filiales. 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 otra deuda, el monto en mora de la otra deuda debe exceder los US\$ 150 millones, o su equivalente en otras monedas, y además deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de periodos de gracia (si existieran en el contrato en incumplimiento), y la notificación formal de la intención de acelerar la deuda por parte de acreedores que representen más del 66,67% del monto adeudado o comprometido. Al 31 de marzo de 2018, este crédito no estaba girado.

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 filiales 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 marzo de 2018, el monto adeudado por concepto de Yankee Bonds totaliza MUS\$ 593.521.

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 marzo de 2018, el monto adeudado por concepto de bonos locales totaliza MUS\$ 32.603.

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\$ 660.260 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 marzo de 2018, el Patrimonio Total de Enel Américas fue Ch\$ 5.147.754 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 marzo de 2018, la Razón de Endeudamiento fue de 1,43.

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 marzo de 2018, la relación mencionada fue de 1,16.

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 marzo de 2018, la Razón de endeudamiento fue de 0,62.

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 marzo de 2018, la Razón Deuda/EBITDA fue de 1,71.

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 marzo de 2018, el covenant financiero más restrictivo de Enel Américas era la Razón Activos Susceptibles de Constituirse en Garantía 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 marzo de 2018 ascendió a MUS\$ 88.125 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 marzo de 2018 ascendió a MUS\$ 44.145 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 marzo de 2018 ascendió a MUS\$ 1.696 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 marzo 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 marzo de 2018 ascendió a MUS\$ 53.975 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 marzo de 2018 ascendió a MUS\$ 38.359 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 marzo de 2018, el covenant más restrictivo de Enel Generación Piura fue la Razón de Nivel de Endeudamiento.

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 marzo de 2018 ascendió a MUS\$ 183.276 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 marzo de 2018 ascendió a MUS\$ 294.626 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 marzo de 2018 ascendió a MUS\$ 113.891 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 marzo de 2018, el covenant financiero más restrictivo de Enel Distribución Río era la Razón de Endeudamiento, contenidos en ciertos financiamientos con la Novena emisión de bonos locales.

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 marzo de 2018 ascendió a MUS\$ 80.651 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 marzo de 2018 ascendió a MUS\$ 86.795 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 marzo de 2018 ascendió a MUS\$ 45.111 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 de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de marzo de 2018 ascendió a MUS\$ 152.384 y cuyo vencimiento es en diciembre de 2024, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA.

Al 31 de marzo de 2018, el covenant más restrictivo de Enel Distribución Ceará era la razón Deuda/EBITDA correspondiente financiamientos con BNDES.

La deuda de Enel Cien, en Brasil, incluye los siguientes covenants:

Préstamo con BNDES, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de marzo de 2018 ascendió a MUS\$ 3.656 y cuyo vencimiento es en junio de 2020, 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.

Al 31 de marzo de 2018, el covenant más restrictivo de Enel Cien era la razón de endeudamiento.

Finalmente en Brasil, la deuda de Fortaleza incluye el siguiente covenant:

Préstamo con Citibank, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de marzo de 2018 ascendió a MUS\$ 60.869 y cuyo vencimiento es en abril de 2020, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre 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 marzo de 2018 ascendió a MUS\$ 131.441 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 filiales 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 marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017, ni Enel Américas ni ninguna de sus filiales se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

34.5 Otras informaciones

Central Costanera S.A.

Contratos de Disponibilidad de Ciclos Combinados y Turbopapor

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 Turbopapor celebrados entre Central Costanera S.A. y CAMMESA, a partir de febrero de 2014. De acuerdo a lo estipulado en la misma, Central Costanera S.A. renunció a percibir transitoriamente la Remuneración Adicional Fideicomiso dispuesta en la Resolución SE. N° 95/2013 y sus modificatorias y complementarias, que no estuvieran ya comprometidas, y la Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes establecidos en la Resolución SE N° 529/2014 y sus modificatorias y complementarias.

El procedimiento implicó la reversión de las deducciones emitidas y aplicadas a Central Costanera S.A. conforme a lo instruido mediante las notas S.E. N° 7594/2013 y N° 8376/2013, a partir de la entrada en vigencia de esa norma. A contar del mes de enero de 2015, los conceptos a los que renunció la Sociedad fueron aplicados a la compensación de los fondos que CAMMESA transfirió a la Sociedad a partir de dicha fecha para la ejecución de las tareas previstas en los contratos. En el caso que lo acumulado por los conceptos no alcanzase a compensar la totalidad de los fondos transferidos por CAMMESA a Central Costanera S.A., éstos deberán ser acumulados en una cuenta especial denominada "Cuenta Contratos de Disponibilidad".

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 Turbopapor, contemplando los conceptos definidos en las Resoluciones SE. N° 95/2013 y SE. N° 529/2014 y demás normativa aplicable.

El 3 de julio de 2015, Central Costanera firmó las adendas con CAMMESA a los Contratos de Compromiso de Disponibilidad de Ciclos combinados y Turbopapor. Las disposiciones de los Contratos más las modificaciones introducidas por las 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 Turbopapor 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 Turbopapor 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 2017 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 Central Vuelta de Obligado S.A. ("VOSA") 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 General Electric Internacional Inc. y General Electric Internacional Inc. sucursal Argentina ("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.

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). A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, aún se encuentra pendiente de formalización el Contrato de abastecimiento de energía eléctrica (PPA) con CAMMESA para empezar a recibir el cobro de las cuotas. Una vez formalizado el acuerdo, 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.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros la Sociedad aún no ha pagado la primera cuota de las 48 establecidas en el contrato (cuyo vencimiento operó en abril/18), mientras mantiene conversaciones con CAMMESA por la reestructuración del financiamiento obtenido.

Al 31 de marzo de 2018, el saldo de esta deuda asciende a pesos 1.962.521.104 (MUS\$97.427) (incluyendo intereses) y se exponen pesos 1.349.233.259 (MUS\$66.981) en el pasivo no corriente y pesos 613.287.845 (MUS\$30.446) en el pasivo corriente. Al 31 de diciembre de 2017, el saldo de esta deuda ascendía a pesos 1.853.477.112 (MUS\$96.938) (incluyendo intereses) y se exponían pesos 1.390.107.834 (MUS\$72.703) en el pasivo no corriente y pesos 463.369.278 (MUS\$24.234) en el pasivo corriente. Costanera garantiza la devolución de dichos fondos mediante la constitución de una prenda con registro en primer grado sobre las unidades COSTTV01-02-03-04-06-07 y con la cesión del 100% de sus créditos en el MEM.

Esquema de Remuneración de costos de generación

Con fecha 02 de febrero de 2017 se publicó la Resolución N°19/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica la cual reemplaza a la Res. SEE N° 22/2016 y estableció los lineamientos para la remuneración de las centrales de generación existentes. La Resolución definió una remuneración mínima de potencia por tecnología y escala, adicionalmente para las unidades térmicas se estableció 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 3 años, pudiendo discriminar por período verano e invierno (se podrán hacer ajustes en el mismo periodo). Como excepción y para el año 2017, se habilitó 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 de 2017 hasta el 31 de octubre 2017.

Respecto a las centrales hidroeléctricas, se definió un nuevo esquema para evaluar la potencia, en base a la potencia real disponible (lo que implica un mayor valor de potencia a remunerar respecto a la normativa anterior). Así mismo se presentó un valor de potencia base, y uno adicional discriminado de mayo a Octubre 2017, y a partir de Noviembre 2017.

La Resolución estableció los siguientes valores remunerativos, los cuales se definen en dólares (se convertirán a pesos al tipo de cambio publicado por el Banco Central de la República Argentina correspondiente al último día hábil del mes al que corresponde el Documento de Transacciones Económicas) y los plazos de vencimiento son los establecidos en Los Procedimientos de CAMMESA:

REMUNERACIÓN POR POTENCIA PARA CENTRALES TERMICAS

Precio Mínimo (desde febrero 2017)

- Ciclos Grandes: 3.050 U\$/MW-mes
- TV Grandes: 4.350 U\$/MW-mes
- TG Grandes: 3.550 U\$/MW-mes

Precio Base Remuneración con compromiso

- Mayo 17-Oct 17: 6.000 U\$/MW-mes
- Nov 17 en adelante: 7.000 U\$/MW-mes

Precio Adicional Remuneración con compromiso (Máximo)

- Mayo 17-Oct 17: 1.000 U\$/MW-mes
- Nov 17 en adelante: 2.000 U\$/MW-mes

Es un precio máximo dado que se realizarán ofertas que deberán ser adjudicadas por CAMMESA, de acuerdo con las necesidades que defina para el sistema ante situaciones críticas.

REMUNERACIÓN POR ENERGÍA

Energía Generada:

- Ciclos y TV
- Gas: 5 U\$/MWh
- Líquido: 8 U\$/MWh

Energía Operada (asociada a la potencia Rotante): Térmicos: 2 U\$/MWh;
Los valores de energía son definidos en el Nodo.

REMUNERACIÓN POR POTENCIA HIDROELECTRICAS

- Precio Mínimo (desde febrero 2017)
- Chocón: 2.000 U\$/MW-mes
- Arroyito: 3.000 U\$/MW-mes

Precio Adicional

- Mayo 17-Oct 17: 500 U\$/MW-mes
- Nov 17 en adelante: 1000 U\$/MW-mes

A partir de noviembre de 2017 el 50% de la remuneración adicional está sujeto a que dispongan de seguro de eventos mayores (turbinas, etc.) y a la modernización progresiva de los sistemas de control.

REMUNERACIÓN POR ENERGÍA

Energía Generada:

- Motores
 - Gas: 7 U\$/MWh
 - Líquido: 10 U\$/MWh
- Hidroeléctricas: 3,5 U\$/MWh

Energía Operada (asociada a la potencia Rotante): Térmicos: 2 U\$/MWh; Hidro: 1,4 U\$/MWh.
Los valores de energía son definidos en el Nodo.

Se descuenta 1 U\$/MWh por energía generada hasta cancelar el saldo del financiamiento para mantenimientos mayores y/o extraordinarios. Respecto a este punto, el 22 de febrero de 2017, mediante Nota de la Subsecretaría de Energía Térmica, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica se estableció que se deberán realizar las adendas correspondientes a los acuerdos de financiamiento que se hubieran celebrado y que el plazo de devolución máximo se establece en 48 cuotas mensuales. En caso en que el plazo de devolución exceda las 48 cuotas mensuales, se deberá acordar con cada generador la forma de devolución.

Nuevo esquema de asignación de costos de transporte

La Resolución SEE N° 1085/17, modifica, a partir del 1° de diciembre de 2017, la forma en que los Agentes Generadores pagan por el uso del sistema de transporte (la remuneración del transportista no se ve alterada 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).

Enel Generación El Chocón S.A.

Distribución de Resultados No Asignados

Con fecha 3 de abril de 2017, la Asamblea General Ordinaria y Especial de clases resolvió por unanimidad aumentar la reserva legal por pesos 27.876.311, destinar la suma de ARS 340.000.000 al pago de un dividendo en efectivo y aumentar la reserva facultativa por ARS 301.042.576, entendiéndose que la misma responde a una prudente, razonable y eficiente administración de la Sociedad, hasta que la situación de liquidez de la Sociedad permita darle otro destino.

Con fecha 9 de noviembre de 2017, la Asamblea General Extraordinaria resolvió por unanimidad desafectar la reserva facultativa por ARS 300.000.000 y destinar dicha suma al pago de un dividendo en efectivo, entendiéndose que ni la solvencia ni la liquidez de la Sociedad se ven comprometidas.

Con fecha 26 de abril de 2018, la Asamblea General Ordinaria y Especial de clases resolvió por unanimidad destinar pesos 430.000.000 al pago de un dividendo en efectivo, y que el saldo se destine a incrementar la reserva facultativa, entendiéndose que la misma responde a una prudente, razonable y eficiente administración de la Sociedad, hasta que la situación de liquidez de la Sociedad permita darle otro destino.

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 tendrá 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. Posteriormente, con fecha 13 de marzo de 2018 se notificó nuevamente al Fisco de lo expuesto por el perito en su ratificación, habiendo mantenido el representante de la AFIP sus impugnaciones. Actualmente, debe solicitarse la clausura del período probatorio y que se pongan los autos para alegar.

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 Administración Federal de Ingresos Públicos (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 cual se encuentra pendiente de notificación a las partes.

Continuando un criterio consistente con los períodos fiscales anteriores, la Sociedad presentó su declaración jurada del impuesto a las ganancias por el ejercicio 2016, 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, encontrándose actualmente el expediente a despacho.

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 y 2016 por configurarse un supuesto de confiscatoriedad, durante 2017 la Sociedad desafectó una provisión de impuestos de ARS 411.770.483, más los intereses resarcitorios de ARS 107.792.572, que se encontraban previamente incluidas en el pasivo corriente. Al 31 de diciembre de 2016, la Sociedad había registrado una provisión de impuestos de ARS 438.569.971, más los intereses resarcitorios de ARS 91.268.674, incluida en el pasivo corriente.

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 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 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 deberá 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 próximo 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 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 está 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 aprobó 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 27.351 de Electrodependientes. La misma otorga gratuidad y continuidad del suministro eléctrico a aquellas personas que se encuentren registradas como tales. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, se encuentra pendiente la definición por parte del PEN de la autoridad de aplicación y la asignación de las partidas presupuestarias necesarias para el cumplimiento de la norma.

El 27 de octubre de 2017 el ENRE, en cumplimiento de la Resolución del Ministerio de Energía y Minería N° 403, 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 trataron: En primer lugar, los nuevos precios de referencia de la potencia y energía, los precios de referencia de la potencia y estabilizados de referencia de la energía para los distribuidores en el nodo equivalente a cada uno de ellos correspondientes al Período Estacional de Verano 2017-2018; el Plan estímulo al ahorro de energía eléctrica; la tarifa social y la 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, informó el impacto que tendrá 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, el 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 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.

Como resultado de la misma, el día 1 de diciembre de 2017 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 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. 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.

En el marco del procedimiento iniciado, con fecha 28 de diciembre de 2017, el MINEM comunicó mediante nota a CAMMESA que el Estado Nacional tomará a su cargo las obligaciones que Edesur mantiene con CAMMESA por la compra de energía eléctrica en el MEM. Invocando para ello las facultades previstas por el artículo 15 de la Ley N° 27.341 e indicando que dicho acto se encuentra sujeto a la prestación de conformidad expresa de EDESUR sobre dicha cesión; y sobre las acreencias y obligaciones que se determinasen durante el procedimiento iniciado, desistimiento de cualquier reclamo administrativo, arbitral o judicial contra el Estado Nacional. Hecho que se produjo con fecha 29 de diciembre de 2017.

En base a la forma de actualización de ingresos de la Sociedad el 31 de enero de 2018, el ENRE aprobó los nuevos valores con vigencia a partir del 1º 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 Valor Agregado de Distribución, se incorporó a este cuadro tarifario, la tercera cuota del aumento surgida como el 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, el cual 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).

Situación económica – financiera de Edesur

Conforme lo dispuesto en el artículo 206 de la Ley 19.550, al 31 de diciembre de 2017 la Sociedad se encuentra en situación de reducción obligatoria del capital social por insumir las pérdidas acumuladas la totalidad de las reservas y más del 50% del capital social. Edesur confía en que la aplicación de los efectos surgidos de la resolución final de la RTI permitirá recompensar 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.

Asimismo, 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 que adecuar así 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.

La Sociedad está empeñada en ejercer todos sus derechos con el objeto de lograr equilibrar los flujos operativos de fondos de manera de continuar prestando el servicio y proteger su patrimonio social. No obstante, que las medidas necesarias para revertir la actual situación dependen de la ocurrencia de ciertos eventos que no están bajo el control de la Sociedad.

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 1º de enero de 2018, y al 25% para los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1º de

enero de 2020. Los efectos de esta reducción afectó la medición de los activos y pasivos por impuesto diferido al 31 de diciembre de 2017.

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) Ajuste por inflación

Se dispone que para la determinación de la ganancia neta imponible de los ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2018 podrá tener que deducirse o incorporarse al resultado impositivo del ejercicio que se liquida, el ajuste por inflación que se obtenga por aplicación de las normas particulares contenidas en los artículos 95 a 98 de la ley de impuesto a las ganancias. Este ajuste procederá solo si el porcentaje de variación en el índice de precios internos al por mayor suministrado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos, conforme a las tablas que a esos fines elabore la AFIP, llegara a acumular (a) en los 36 meses anteriores al cierre del ejercicio que se liquida, un porcentaje superior al 100%, o (b) en el primer y segundo ejercicio que se inicien a partir del 1° de enero de 2018, una variación acumulada, calculada desde el primero de ellos y hasta el cierre de cada ejercicio, que supere en un tercio o dos tercios, respectivamente, el 100% mencionado.

d) Actualización de adquisiciones e inversiones efectuadas en los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2018

Para las adquisiciones o inversiones efectuadas en los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2018 procederán las siguientes actualizaciones, practicadas sobre la base de las variaciones porcentuales del índice de precios internos al por mayor que suministre el Instituto Nacional de Estadística y Censos conforme a las tablas que a esos fines elabore la AFIP:

En la enajenación de bienes muebles amortizables, inmuebles que no tengan el carácter de bienes de cambio, bienes intangibles, acciones, cuotas o participaciones sociales (incluidas las cuotas partes de fondos comunes de inversión), el costo computable en la determinación de la ganancia bruta se actualizará por el índice mencionado, desde la fecha de adquisición o inversión hasta la fecha de enajenación, y se disminuirá, en su caso, por las amortizaciones que hubiera correspondido aplicar, calculadas sobre el valor actualizado.

Las amortizaciones deducibles correspondientes a edificios y demás construcciones sobre inmuebles afectados a actividades o inversiones, distintos a bienes de cambio, y las correspondientes a otros bienes empleados para producir ganancias gravadas, se calcularán aplicando a las cuotas de amortización ordinaria el índice de actualización mencionado, referido a la fecha de adquisición o construcción que indique la tabla elaborada por la AFIP.

e) 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 elabore 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.

Quienes ejerzan la opción de revaluar sus bienes conforme a lo previsto en la Ley 27.430 deben (i) renunciar a promover cualquier proceso judicial o administrativo por el cual se reclame, con fines impositivos, la aplicación de procedimientos de actualización de cualquier naturaleza hasta la fecha del primer ejercicio cuyo cierre se produzca con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de esa Ley, y (ii) desistir de las acciones y derechos invocados en procesos que hubieran sido promovidos respecto de ejercicios fiscales cerrados con anterioridad. Asimismo, el cómputo de la amortización del importe del revalúo o su inclusión como costo computable de una enajenación en la determinación del impuesto a las ganancias, implicará, por el ejercicio fiscal en que ese cómputo se efectúe, la renuncia a cualquier reclamo de actualización.

A la fecha de aprobación de estos estados financieros, Edesur y Central Costanera se encuentran analizando los efectos financieros del revalúo impositivo y no han decidido aún si harán uso de la opción establecida por la Ley 27.430. La Dirección de Enel Generación El Chocón ha decidido no ejercer la opción de revalúo impositivo y mantener los derechos a que se hace referencia en el párrafo precedente.

35 DOTACIÓN

La distribución del personal de Enel Américas, incluyendo la información relativa a las filiales en los cinco países donde está presente el Grupo, al 31 de marzo de 2018 y 31 de diciembre de 2017, era la siguiente:

País	31-03-2018				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	7	45	3	55	58
Argentina	26	3.417	1.341	4.784	4.802
Brasil	27	1.899	1.645	3.571	3.582
Perú	45	869	-	914	895
Colombia	31	1.988	2	2.021	2.017
Total	136	8.218	2.991	11.345	11.354

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

36 SANCIONES

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

Filiales

1. Edesur S.A.

Al 31 de marzo de 2018, se encontraban pendientes de resolución siete sanciones del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), por incumplimientos de calidad técnica y calidad comercial por un monto de Arg\$31 millones (aproximadamente MUS\$1.538) y una sanción por incumplimiento de normas de seguridad en la vía pública por un monto de Arg\$21, 8 millones (aproximadamente MUS\$1.081). Todas estas sanciones fueron oportunamente recurridas por Edesur S.A.

2. Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera)

Al 31 de marzo 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\$ 2.902). Asimismo, junto a dicha sanción, se dispuso el pago de una diferencia de tributos de \$ 9.746,63 pesos argentinos (aprox. US\$ 483), 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 respaldatoria correspondiente.

Adicionalmente, la Prefectura Nacional Argentina (PNA) impuso una sanción por Arg\$ 52.500 (aproximadamente US\$ 2.605), por vertimiento de productos contaminante a las aguas del Rio de la Plata, desde uno de los vertederos de la Central. La multa fue pagada el 13 de junio de 2016.

Con fecha 13 de diciembre de 2016, la Dirección de Residuos Peligrosos impuso una multa por Arg\$ 54.000 (aproximadamente US\$ 2.680) por infracción a la Ley 24.051 de residuos peligrosos.

Asimismo, se abonó una multa impuesta por la Unidad Controladora Administrativa de Faltas del Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires por Arg\$3.345 (aproximadamente US\$ 166), por infracción al art. 4.1.22 de la Ley 451, esto es por no exhibir la Inscripción como generador de aceites vegetales y grasas, Ley 3166.

Finalmente, el 16 de marzo de 2018 se abonó al ENRE una multa por Arg\$ 90.266,28 (aproximadamente US\$ 4.479) por emisiones.

3. Enel Brasil

Al 31 de marzo de 2018, Enel Brasil S.A. recibió una sanción de autoridad administrativa:

Medioambientales: Se encuentra pendiente de pago 1 sanción por un monto total de € 141.442 (aprox. US\$174.270), en contra de lo cual hemos presentado recurso administrativo. Durante el ejercicio de 2018, no hemos pagado sanciones.

4. Enel Distribución Río

Al 31 de marzo de 2018, Enel Distribución Río ha recibido y pagado sanciones de autoridades administrativas por los siguientes asuntos:

- Defensa de los consumidores: Se encuentran pendientes 62 sanciones por un monto total de € 4,72 millones (aprox. MUS\$3.830) por incumplimientos de normas. Durante el ejercicio de 2018, no hemos finiquitado procedimientos.
- Regulatorios*: Se encuentra pendiente 1 sanción, por un monto total de € 116.994 (aprox. MUS\$144.148) por incumplimientos de normas, ya pagada en razón de la presentación de demanda en la justicia. Durante el ejercicio de 2018, hemos finiquitado 2 procedimientos con pago de € 1.51 millones** (aprox. MUS\$1.860) y por la firma de un TAC – Término de Ajustamiento de Conducta con previsión de inversiones especiales. Aclaración: (*) Los datos y control de las sanciones son del área de regulación Brasil, el criterio fue ajustado para mejor demostrar el riesgo actual. (**) Los pagos de las sanciones no fueron hechos necesariamente en 2018.
- Medioambientales: Se encuentran pendientes de pago 156 sanciones por incumplimiento de normas por un monto total de € 2,09 millones (aprox. MUS\$2.575), en contra de las cuales hemos presentado

recursos administrativos. Durante el ejercicio de 2018, se ha pagado un monto total de € 12.434 (aprox. US\$15.319) por sanciones finiquitadas.

Laborales: Se encuentran pendientes 20 sanciones (sin valor a la fecha) por incumplimientos de normas. Durante el ejercicio de 2018, no hemos finiquitado procedimientos.

5. Companhia Energética do Ceará (Coelce)

Al 31 de marzo de 2018, Coelce ha recibido y pagado sanciones de autoridades administrativas por los siguientes asuntos:

- Defensa de los consumidores: Se encuentran pendientes 10 sanciones por un monto total de € 127.355 (aprox. MUS\$156.914) por incumplimientos de normas. Durante el ejercicio de 2018, hemos finiquitado 1 procedimiento por un pago de € 290 (aprox. US\$357).
- Regulatorios*: Se encuentran pendientes 5 sanciones por un monto total de € 5,7 millones** (aprox. MUS\$7.022) por incumplimientos de normas, de los cuales € 926.837*** (aprox. MUS\$1.141) ya han sido pagados en razón de la presentación de demanda en la justicia. Durante el ejercicio de 2018, no se ha pagado cualquier monto por sanciones. Aclaración: (*) Los datos y control de las sanciones son de la área de regulación Brasil, , el criterio fue ajustado para mejor demostrar el riesgo actual. (**) Provisión (***) Los pagos de las sanciones no fueron hechos necesariamente en 2017.
- Medioambientales: Se encuentran pendientes 2 sanciones por un monto total de € 7.557 (aprox. US\$9.310) por incumplimientos de normas.
- Laborales: Se encuentran pendientes 21 sanciones por un monto total de € 2.68 millones (aprox. MUS\$3.302) por incumplimientos de normas.
- Fiscales: La compañía recibió en 23 de febrero de 2018 cuatro sanciones de la autoridad fiscal de la Municipalidad de Sobral (Ceará) por incumplimiento de normas. Se ha pagado 3 sanciones en el valor de R\$17.230,17 (aprox. US\$5.183) y presentada defensa con relación a una sanción de R\$27.857,74 (aprox. US\$8.381)

6. Enel Distribución Goiás S.A. (ex CELG Distribuição S.A)

Al 30 de diciembre de 2017, Enel Distribución Goiás S.A. ha recibido y pagado sanciones de autoridades administrativas por los siguientes asuntos:

Regulatorios*: Se encuentran pendientes 7 sanciones por un monto total de € 24,2 millones (aprox. MUS\$29.816) por incumplimientos de normas. Durante el ejercicio de 2018, no se ha pagado cualquier monto por sanciones. Aclaración: (*) Los datos y control de las sanciones son del área de regulación Brasil, (**) Los pagos de las sanciones no fueron hechos necesariamente en 2017.

7. Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)

Al 31 de marzo de 2018, Enel Distribución Perú ha recibido multas de las siguientes autoridades administrativas:

- El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) impuso sesenta y ocho multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total de S/ 8,0 millones (aproximadamente MUS\$2.477.) habiéndose cancelado un total de treinta y cinco multas por un monto total de S/ 2,3 millones (aproximadamente MUS\$712).

Asimismo, se recibió una multa ascendente a S/ 923 (aproximadamente MUS\$285) por incumplir las normas regulatorias, la multa fue pagada en su totalidad.

La Superintendencia Nacional de Aduanas y Administración Tributaria (SUNAT) impuso diversas multas, habiéndose pagado multas por un monto total de S/ 7,7 millones (aproximadamente MUS\$2.384). Incluye intereses moratorios.

8. Enel Generación Perú S.A.A (ex Edegel S.A.A.)

Al 31 de marzo de 2018, Enel Generación Perú ha recibido multas de las siguientes autoridades administrativas:

- El OSINERGMIN impuso diversas multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total de S/ 3.7 millones (aproximadamente MUS\$1.145), habiéndose pagado multas por un monto total de S/ 0,53 millones (aproximadamente MUS\$154).
- La SUNAT ha sancionado con multas por incumplimientos a las normas tributarias por un monto total de S/ 29.4 millones (aproximadamente MUS\$9.104), el mismo que incluye intereses moratorios, no habiéndose efectuado pago alguno y habiéndose provisionado S/ 17.6 millones.

La Municipalidad de Callahuanca impuso una multa por incumplimientos a las normas de seguridad por un monto total de S/ 37.000 (aproximadamente MUS\$11). La multa ha sido impugnada por lo que no ha sido pagada.

9. Enel Generación Piura S.A. (ex Empresa Eléctrica de Piura S.A.)

Al 31 de marzo de 2018, Enel Generación Piura ha recibido multas de las siguientes autoridades administrativas:

- El OSINERGMIN ha sancionado con multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total de S/ 0,8 millones (aproximadamente MUS\$247) habiéndose pagado multas por un monto total de S/ 0,6 millones (aproximadamente MUS\$185).

Asimismo, se recibió una multa ascendente a S/ 923 (aproximadamente MUS\$285) por incumplir las normas regulatorias, la multa fue pagada en su totalidad.

Por su parte, se pagaron 10 multas de índole tributaria ascendentes al monto de S/ 0.15 millones (aproximadamente MUS\$46) a OSINERGMIN por la no presentación de diversas declaraciones juradas por Aportes por Regulación de diversos períodos del 2003 y 2004.

La SUNAT ha sancionado con multas por incumplimientos a las normas tributarias por un monto total de S/ 12.6 millones (aproximadamente MUS\$3.902), el mismo que incluye intereses moratorios, encontrándose provisionado S/ 12.2 millones.

10. Chinango S.A.C.

Al 31 de marzo de 2018, Chinango ha recibido multas de las siguientes autoridades administrativas:

- El OSINERGMIN ha sancionado con multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total de S/ 115,659 (aproximadamente MUS\$35), habiéndose pagado un total de S/. 97,607.00 de dichas multas.
- La SUNAT ha sancionado con multas por incumplimientos a las normas tributarias por un monto total de S/ 2,4 millones (aproximadamente MUS\$743), habiendo pagado dichas multas aplicando el Régimen de Gradualidad de Sanciones.

11. Enel Perú S.A.C.

Al 31 de marzo de 2018, Enel Perú ha adquirido vía fusión por absorción multas impuestas por SUNAT a Generandes Perú S.A. por concepto de Impuesto a la Renta e Impuesto General a las Ventas del ejercicio 2000, por un monto de S/ 28.8 millones (aproximadamente MUS\$8.919), monto que incluye intereses moratorios, las mismas que no han sido pagadas a la fecha.

12. Emgesa

- Al 31 de marzo de 2018 no se encuentra pendiente resolución alguna que implique una posible sanción por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios por incumplimientos consistentes en la violación del ordenamiento jurídico, específicamente la Ley 142, la Ley 143 y la Regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. En el año 2013 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios cerró un procedimiento sancionatorio cuya sanción consistió en una amonestación (sin valor pecuniario), por asuntos semejantes a los mencionados en este párrafo.
- La ANLA confirmó la sanción contra EMGESA por un valor de \$2.503.258.650 Pesos Colombianos (aprox. US\$ 900.300), 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. A la fecha no se ha presentado ninguna actualización respecto lo reportado para el corte diciembre 2017.

- Al 31 de diciembre de 2017, 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\$272.926), 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\$ 176.951). Se presentó la solicitud de conciliación para agotar requisito de procedibilidad y se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho. (Acciones judiciales). A la fecha no se ha presentado ninguna actualización respecto lo reportado para el corte diciembre 2017.
- AUTORIDAD AMBIENTAL (CAM): La Corporación Autónoma Regional (CAR) impuso tres (3) sanciones consistentes en una multa por \$50.670 (aprox. US\$18,22) 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\$18,22). Se presentó recurso de reposición 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\$18,22). Se presentó recurso de reposición 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\$18,22). Se presentó recurso de reposición y está pendiente de pronunciamiento.
- Fiscales: Declaraciones ICA de Municipio de Buga y Bucaramanga de los años 2015 a 2017. Presentación extemporánea porque el municipio no la recibió en fecha de vencimiento por cambio de actividad económica. Declaraciones de ICA de Municipio Espinal y retenciones de ICA del año 2017.COP\$6.095.000 (aprox. US\$2.192,08).

13. Codensa

- Al 31 de marzo de 2018 se encuentran en curso las siguientes investigaciones administrativas por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, por incumplimientos consistentes en la violación del ordenamiento jurídico, específicamente la Ley 142, la Ley 143 y la Regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas: 1. Expediente: 2015240350600100E, por falla en la prestación del servicio de energía; 2. Expediente: 2016240350600015E, por el incumplimiento de los indicadores de continuidad ITAD establecidos en la Resolución CREG 097 de 2008; 3. Expediente: 20152403600122E, por el incumplimiento de la obligación de cargar los accidentes eléctricos ocurridos; 4. Expediente: 201524035600113E, por el incumplimiento al límite de compensaciones establecidas en la Resolución CREG 097 de 2008 en el circuito de veredas del municipio de Tena, Departamento de Cundinamarca; 5. Expediente: 2015240350600102E, por el incumplimiento de las normas de peligro y riesgo inminente del Reglamento de Instalaciones Eléctricas respecto de un poste de madera. 6. Expediente: 2015240350600082E, por el incumplimiento al límite de compensaciones establecidas en la Resolución CREG 097 de 2008 en un caso puntual de un cliente en la ciudad de Bogotá D.C. 7. Expediente 2016240350600061E por el incumplimiento al límite de compensaciones establecidas en la Resolución CREG 097 de 2008 en un caso puntual de un cliente en el municipio de Quebrada Negra. Departamento de Cundinamarca.
- El 26 de Julio de 2017, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, dentro del Expediente 2016240350600015E, por el incumplimiento de los indicadores de continuidad ITAD establecidos en la Resolución CREG 097 de 2008, decidió en primera instancia imponer una multa por valor de COP\$1.475.434.000 (aprox. US\$530.641) al considerar que si se violaron los indicadores de calidad. La sanción impuesta fue recurrida en reposición ante la misma SSPD y se encuentra en espera de se resuelva el referido recurso.
- El 03 de Octubre de 2017, la Superintendencia de Servicios Públicos, dentro del expediente No. 20152403600122E, resolvió sancionar con una multa por valor de COP\$1.490.188.340 (aprox. US\$535.948), al considerar que CODENSA incumplió las obligaciones de reporte de accidentes mortales al Sistema de Información Único de Información-SUI., de la Superintendencia y al considerar que se incumplieron las normas sobre seguridad eléctrica establecidas en el Reglamento Técnico de

Instalaciones Eléctricas-RETIE. La sanción impuesta fue recurrida en reposición ante la misma SSPD y se encuentra en espera de se resuelva el referido recurso.

- El 03 de octubre de 2017, la Superintendencia de Servicios Públicos, dentro del expediente No. 2015240350600102E, resolvió sancionar con una multa por valor de COP\$981.163.610 (aprox. US\$352.876) a CODENSA S.A. ESP., por considerar que la compañía incumplió las reglas de seguridad de la infraestructura establecidas en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-RETIE. 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 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 (aprox. US\$5.619) 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 excedieron 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 (aprox. US\$22.477) 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 excedieron 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 notificamos de la Resolución 85653 de 2016 en la cual la Superintendencia de Industria y Comercio impone una sanción a CODENSA por 350 SMLMV (COP\$241.309.250, aprox. US\$86.787) 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 día 6 de marzo se interpuso recurso de reposición y en subsidio apelación en contra de la sanción impuesta, en la medida que, en nuestro concepto, si bien se evidenció un incumplimiento normativo de Codensa, la tasación de la multa impuesta por la SIC carece de sustento alguno. A la fecha se encuentra pendiente de resolverse los recursos. El día 14 de julio fuimos notificados de la Resolución en la cual la Superintendencia de Industria y Comercio confirmó, en instancia de reposición, la sanción impuesta a Codensa. 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 por (COP\$241.309.250, aprox. US\$86.787). El 20 de diciembre de 2017 se pagó la multa en el Banco Popular.
- El 28 de diciembre de 2017, se presentó la declaración de retención de ICA del municipio de Sopó de manera extemporánea, debido a que la misma no fue inicialmente recibida por el municipio por cambio de formulario, generando sanción mínima por valor de COP \$319.000 (aprox US\$114).
- Mediante auto No. 26346 del 15 de marzo de 2018 la Superintendencia de Industria y Comercio impuso multa de TREINTA Y SIETE MILLONES OCHOCIENTOS TREINTA Y CUATRO MIL CUATROCIENTOS TREINTA Y CUATRO PESOS (\$37.834.434 aprox. US\$13.607) 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.
- Fiscales: Municipio de Guayabal de Síquima y Fomeque: presentación de ICA extemporánea por cambio en calendario de vencimientos del municipio. COP\$1.578.000 (aprox.US\$ 568).

14. 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 25 SMLMV (COP\$18.442.925, aprox. US\$6.633). Teniendo en cuenta que se presentó el recurso de reposición y en subsidio de apelación, se encuentra pendiente que se decida éste último recurso. A la fecha no se ha presentado ninguna actualización respecto lo reportado para el corte de diciembre de 2017.

37 MEDIO AMBIENTE

Los gastos ambientales por los periodos terminados el 31 de marzo de 2018 y 2017, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	Por el periodo terminado el 31 de marzo de 2018					
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
				MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
EMGESA	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Plan Manejo Ambiental El Quimbo		-	-	-	5.555	31-12-2019	5.555
EDESUR	Material Contaminante	Manipulación de Material Contaminante	En proceso	37	-	37	-	-	37
ENEL GENERACIÓN PERÚ	Actividades De Prevencion	Proteccion de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales	En proceso	60	-	60	246	31-12-2018	306
	Estudios Ambientales	Estudios sobre Aspectos Ambientales	En proceso	93	-	93	89	31-12-2018	182
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	En proceso	68	-	68	251	31-12-2018	319
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y recuperacion del Suelo y Agua	En proceso	2	-	2	35	31-12-2018	37
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reduccion del Ruido, proteccion contra la radiacion	En proceso	36	-	36	223	31-12-2018	259
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas Verdes y Fauna Menor	En proceso	42	-	42	181	31-12-2018	223
CHINANGO	Actividades De Prevencion	Proteccion de la biodiversidad del Medio Ambiente	En proceso	-	-	-	56	31-12-2018	56
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	31	-	31	98	31-12-2018	129
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	En proceso	7	-	7	56	31-12-2018	63
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y Recuperacion del Suelo y Agua	En proceso	-	-	-	-	31-12-2018	-
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reduccion del ruido	En proceso	210	-	210	234	31-12-2018	444
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	En proceso	1	-	1	18	31-12-2018	19
CODENSA	Desmantelamiento Pobs	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	215	2	212	7.808	31-12-2027	8.022
	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 Compartir	En proceso	61	61	-	769	31-12-2019	830
Total				863	63	799	15.619		16.481

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	Por el periodo terminado el 31 de marzo de 2017					
				Monto desembolsos MUS\$	Monto Activado MUS\$	Monto Gasto MUS\$	Monto desembolso a futuro MUS\$	Fecha estimada desembolso Futuro MUS\$	Total desembolsos MUS\$
EMGESA	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Plan manejo ambiental EL QUIMBO	En proceso	3.377	3.377	(44)	1.068	31-12-2020	4.445
ENEL GENERACIÓN PERÚ	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	45	-	45	138	31-12-2017	183
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	-	-	-	597	31-12-2017	597
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	59	-	59	396	31-12-2017	454
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	En proceso	-	-	-	106	31-12-2017	106
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	En proceso	20	-	20	235	31-12-2017	255
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	En proceso	32	-	32	169	31-12-2017	201
CHINANGO	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	-	-	-	38	31-12-2017	38
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	-	-	-	149	31-12-2017	149
	Mitigaciones y restauraciones	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	7	-	7	56	31-12-2017	63
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	En proceso	-	-	-	15	31-12-2017	15
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	En proceso	5	-	5	388	31-12-2017	393
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	En proceso	3	-	3	14	31-12-2017	17
EDESUR	Material contaminante	Manipulación de material contaminante	En proceso	15	-	15	-	-	15
CODENSA	Desmantelamiento PCBS	Desmantelamiento de Transformadores con residuos de PCBS	En proceso	224	249	(25)	7.017	31-12-2027	7.241
	Nueva Esperanza Rescate Arqueológico	Compensación Ambiental por la construcción de la subestación Nueva Esperanza	En proceso	214	213	1	1.498	31-12-2019	1.712
	Gran Sabana	Licencia Ambiental	En proceso	-	-	-	940	31-12-2018	940
	Desamantelamiento Central Río Negro	Contingencia Planta Hidroeléctrica Río Negro	En proceso	(528)	-	(528)	4.311	31-12-2036	3.783
Total				3.473	3.839	(409)	17.136		20.609

39 HECHOS POSTERIORES

Enel Brasil S.A.

- Con fecha 17 de abril de 2018, la filial Enel Brasil S.A., a través del 100% de su propiedad sobre 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 Eletropaulo Metropolitana de Eletricidade de Sao Paulo S.A. (Eletropaulo), condicionada a la adquisición de más del 50% de tales acciones de manera de obtener el control de la misma. El precio por acción acordado pagar por Enel Sudeste en dicha OPA fue de R\$28. El monto total de la OPA ascendió a aproximadamente R\$4.700, equivalentes al cambio de dicha fecha a aproximadamente a US\$1.400 millones. Enel Américas anunció que apoyará el financiamiento de esta operación.

El ejercicio de los derechos políticos de las acciones que adquiera Enel Sudeste como consecuencia de la Oferta Pública de Acciones referidas, está sujeto a la aprobación por parte de la autoridad brasilera de la Libre Competencia ("Conselho Administrativo de Defesa Econômica"); y, asimismo, el ejercicio por Enel Sudeste del control sobre Eletropaulo está sujeto a la aprobación del regulador brasilero de la energía (ANEEL).

- Con fecha 19 de abril de 2018, Enel Sudeste, modificó los términos de la referida OPA voluntaria, fortaleciendo su compromiso, condicionado al éxito de la misma, de apoyar y promover un aumento de capital en Eletropaulo por al menos R\$1,5 mil millones, equivalentes al cambio actual a aproximadamente US\$440 millones. De esta forma, se está ofreciendo tanto la certeza de apoyo financiero de Eletropaulo, como también las más atractivas condiciones a los accionistas que deseen participar en la OPA. Esta modificación de términos es complementaria al monto total de la OPA lanzada con fecha 17 de abril de 2018 (ver párrafo i. anteriormente descrito).
- Con fecha 23 de abril de 2018, Enel Sudeste modificó, los términos de la referida OPA, asumiendo el compromiso de suscribir un aumento de capital de al menos R\$1,5 mil millones, equivalentes al cambio actual a aproximadamente US\$440 millones, en el caso que ninguna de las ofertas públicas de acciones en competencia tenga éxito. Este compromiso buscar facilitar la decisión del Directorio de Eletropaulo de dejar sin efecto el aumento de capital en curso, que, tal como está estructurado, está creando interferencias indebidas en el proceso de ofertas públicas de acciones.

Este compromiso es alternativo al asumiendo por Enel Sudeste de suscribir un aumento de capital por la misma cantidad, en el caso que la OPA tenga éxito, tal como fue anunciado al mercado con fecha 19 de abril de 2018 (ver párrafo ii. anteriormente descrito).

Cabe recordar que el precio por acción ofrecido pagar por Enel Sudeste en dicha OPA es de R\$28. La OPA está dirigida a la adquisición de todo el capital de Eletropaulo y condicionada, entre otras, a la adquisición de un número de acciones que represente más del 50% del capital accionario de Eletropaulo y a que sea dejado sin efecto el aumento de capital de Eletropaulo en curso.

- Con fecha 25 de abril de 2018, Enel Sudeste mejoró los términos de la referida OPA para la adquisición de todo el capital accionario de Eletropaulo, lanzada el día 17 de abril de 2018, aumentando el precio por acción de R\$28 a R\$32.

Bajo los términos de la OPA mejorada, la inversión total esperada asciende aproximadamente a un total de R\$5.400 millones, equivalentes al tipo de cambio de dicha fecha a aproximadamente a US\$1.500 millones.

La OPA de Enel Sudeste permanece condicionada entre otras materias, a la adquisición de un número total de acciones que representen más del 50% del capital accionario de Eletropaulo por al menos R\$1,5 mil millones, equivalentes al cambio actual a aproximadamente US\$440 millones.

El aumento de precio confirma la voluntad de Enel Sudeste de continuar participando en un proceso de ofertas públicas de acciones competitivo, transparente y justo, para la adquisición del control de Eletropaulo. Sin embargo, Enel Sudeste estima que, en el contexto actual de ofertas competitivas, el aumento de capital en curso distorsiona la competencia, confiere una ventaja desleal a uno de los oferentes y va contra el mejor interés de Eletropaulo y sus accionistas. Por estas razones, Enel Sudeste ha también afirmado que no continuará participando en este proceso, a no ser que el referido aumento de capital en curso sea dejado sin efecto.

Para facilitar la mencionada decisión de Eletropaulo y teniendo en consideración la preocupación de Eletropaulo sobre la habilidad de la Compañía para levantar fondos en una etapa posterior, Enel Sudeste

se ha comprometió a suscribir un subsecuente aumento de capital en Eletropaulo por al menos el mismo monto que el aumento de capital dejado sin efecto por Eletropaulo, esto es, R\$1.500 millones si la OPA es exitosa, tal como ha sido previamente informado al mercado con fechas 19 y 23 de abril de 2018 (ver párrafo ii. y iii. anteriormente descritos).

- Con fecha 25 de abril de 2018, Eletropaulo anunció que su Consejo de Administración había decidido dejar sin efecto el aumento de capital en curso que esa misma sociedad había resuelto llevar adelante. Esta decisión cumple una las condiciones a las cuales estaba sujeta la OPA de Enel Sudeste y permite seguir adelante con la competencia por el control de Eletropaulo entre los oferentes concurrentes.
- Con fecha 26 de abril de 2018, Enel Sudeste mejoró los términos de su OPA, aumentando el precio por acción de R\$32 a R\$32,2, no variando significativamente, bajo los términos de esta OPA mejorada, la inversión total esperada de R\$5.400 millones, equivalentes al tipo de cambio de dicha fecha a aproximadamente a US\$1.500 millones (ver párrafo iv. anteriormente descrito).

EDESUR

- Con fecha 23 de abril de 2018, el ENRE instruyó a la Sociedad a través de la Resolución 119/2018, a calcular y abonar un resarcimiento a los usuarios residenciales por cada interrupción de servicio durante 20 horas o más, sufridas en los tramos comprendidos entre el 1 y el 6 de marzo de 2017, y entre el 14 y el 20 de julio de 2017, configurándose los mismos como Afectación Extraordinaria de la Prestación del Servicio.

Complementando lo establecido en el marco de la nueva RTI la forma de determinar los montos de resarcimiento y el destino del mismo es la siguiente:

- a) Para interrupciones de duración mayor o igual a 20 horas hasta 24 horas inclusive: \$630.
- b) Para interrupciones de duración mayor a 24 horas hasta 48 horas inclusive: \$1.050.
- c) Para interrupciones de duración mayor a 48 horas: \$1.470.

El resarcimiento se debe aplicar a los usuarios residenciales, por cada una de las interrupciones que los hayan afectado, iniciadas en el período considerado como Afectación Extraordinaria y cuya duración resulte comprendida en alguno de los rangos mencionados. El monto del resarcimiento deberá ser acreditado en la cuenta de cada usuario dentro de los próximos 20 días hábiles administrativos, y se incluirá como crédito en la primera factura de servicio que la Sociedad emita.

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

ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL AMÉRICAS

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

RUT	Sociedad	Moneda Funcional	% Propiedad al 31/03/2018			% Propiedad al 31/12/2017			Tipo de Relación	País	Actividad de Negocios
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Real	0,00%	99,64%	99,64%	0,00%	99,64%	99,64%	Filial	Brasil	Producción, Transporte Y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Real	0,00%	99,75%	99,75%	0,00%	99,75%	99,75%	Filial	Brasil	Generación y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Enel Generación Fortaleza S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Desarrollo de un Proyecto de Generación Termoeléctrica
Extranjero	Enel Cien S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Real	0,00%	74,05%	74,05%	0,00%	74,05%	74,05%	Filial	Brasil	Ciclo Completo de Energía Eléctrica
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Real	97,67%	2,33%	100,00%	97,67%	2,33%	100,00%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera
Extranjero	Enel Soluciones S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Prestación de servicios en general para el sector de energía eléctrica y otros.
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A. (1)	Real	0,00%	99,93%	99,93%	0,00%	99,93%	99,93%	Filial	Brasil	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande)	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Ingendesa do Brasil Ltda.	Real	1,00%	0,00%	1,00%	1,00%	0,00%	1,00%	Filial	Brasil	Consultora de Ingeniería de Proyectos
Extranjero	Central Dock Sud. S.A.	Peso Argentino	0,00%	70,24%	70,24%	0,00%	70,24%	70,24%	Filial	Argentina	Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Distrielec Inversora S.A.	Peso Argentino	51,50%	0,00%	51,50%	51,50%	0,00%	51,50%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Peso Argentino	0,00%	99,45%	99,45%	0,00%	99,45%	99,45%	Filial	Argentina	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Enel Argentina S.A.	Peso Argentino	99,88%	0,00%	99,88%	99,88%	0,00%	99,88%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Enel Trading Argentina S.R.L.	Peso Argentino	55,00%	45,00%	100,00%	55,00%	45,00%	100,00%	Filial	Argentina	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Peso Argentino	0,00%	75,68%	75,68%	0,00%	75,68%	75,68%	Filial	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Peso Argentino	0,00%	67,67%	67,67%	0,00%	67,67%	67,67%	Filial	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Peso Argentino	41,94%	54,76%	96,70%	41,94%	54,76%	96,70%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Inversora Dock Sud. S.A.	Peso Argentino	57,14%	0,00%	57,14%	57,14%	0,00%	57,14%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Transportadora de Energía S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Peso Colombiano	48,30%	0,00%	48,30%	48,30%	0,00%	48,30%	Filial	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Peso Colombiano	48,48%	0,00%	48,48%	48,48%	0,00%	48,48%	Filial	Colombia	Generación de Energía Eléctrica.
Extranjero	Inversora Codensa S.A.S.	Peso Colombiano	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Colombia	Inversión en Actividades de Servicios Públicos Domiciliarios de Energía
Extranjero	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Peso Colombiano	0,00%	99,85%	99,85%	0,00%	99,85%	99,85%	Filial	Colombia	La inversión, construcción y mantenimiento de muelles y puertos públicos o privados.
Extranjero	Enel Perú S.A.C.	Nuevos Soles	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Chinango S.A.C.	Nuevos Soles	0,00%	80,00%	80,00%	0,00%	80,00%	80,00%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Nuevos Soles	0,00%	83,60%	83,60%	0,00%	83,60%	83,60%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Nuevos Soles	0,00%	83,18%	83,18%	0,00%	83,18%	83,18%	Filial	Perú	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Nuevos Soles	0,00%	96,50%	96,50%	0,00%	96,50%	96,50%	Filial	Perú	Generación y Comercialización de electricidad y extracción de gas natural
Extranjero	Compañía Energética Veracruz S.A.C.	Nuevos Soles	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Perú	Generación y Comercialización de energía eléctrica.

(1) El 14 de febrero de 2017, nuestra filial Enel Brasil compró el 99.88% de la participación accionaria de Enel Distribución Goiás S.A. (ex Celg Distribuição S.A.) (Ver Nota 7.2)

ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN

Este anexo es parte de la nota 2.4.1 “Variaciones del perímetro de consolidación”.

Incorporación al perímetro de consolidación:

Sociedad	% Control				% Control			
	al 31 de marzo de 2018				al 31 de diciembre de 2017			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Enel Distribución Goias S.A.	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global	0,00%	99,93%	99,93%	Integración global
Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande)	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global

No ocurrieron incorporaciones al perímetro de consolidación al 31 de marzo de 2018

Exclusiones del perímetro de consolidación:

Sociedad	% Propiedad				% Propiedad			
	31 de marzo de 2018				31 de diciembre de 2017			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Electrica Cabo Blanco, S.A.C. (1)	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global	80,00%	20,00%	100,00%	Integración global
Generandes Perú S.A. (1)	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global	100,00%	0,00%	100,00%	Integración global
Inversiones Distrilima S.A. (1)	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global	100,00%	0,00%	100,00%	Integración global
Chilectra Inversud (2)	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global	100,00%	0,00%	100,00%	Integración global
Emgesa Panama S.A. (3)	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global	0,00%	48,48%	48,48%	Integración global

(1) Con fecha 5 de mayo de 2017, estas Sociedades fueron absorbidas por Enel Perú S.A.C., siendo esta última la continuadora legal.

(2) Con fecha 1 de enero de 2017, esta Sociedad fue absorbida por Enel Américas, siendo esta última la continuadora legal.

(3) Con fecha 26 de junio de 2017 esta Sociedad fue disuelta.

ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS

Este anexo es parte de la nota 14 "Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación".

RUT	Sociedad	Moneda Funcional	% Propiedad al 31/03/2018			% Propiedad al 31/12/2017			Tipo de Relación	País	Actividad de Negocios
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
Extranjero	Sacme S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Asociada	Argentina	Supervisión y Control Sistema Eléctrico
Extranjero	Yacylec S.A.	Peso Argentino	22,22%	0,00%	22,22%	22,22%	0,00%	22,22%	Asociada	Argentina	Transporte de Electricidad
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	0,00%	25,60%	25,60%	0,00%	25,60%	25,60%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Térmica San Martin	Argentina	0,00%	25,60%	25,60%	0,00%	25,60%	25,60%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Vuelta Obligada S.A.	Argentina	0,00%	40,90%	40,90%	0,00%	40,90%	40,90%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica

ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA

Este anexo forma parte de la Nota 19 “Otros pasivos financieros”.

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

a) Préstamos bancarios

a. Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2018	Vencimiento			Total No Corriente al 31/03/2018		
			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\$	3,40%	433	1.278	1.711	-	-	-	-	-	-
Perú	Soles	4,68%	27.981	27.453	55.434	-	-	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	6,63%	15.879	103.992	119.871	59.019	51.874	18.269	16.126	15.126	160.414
Brasil	US\$	3,96%	7.079	180.099	187.178	281.730	364.790	76.813	135	2.923	726.391
Brasil	Real	9,53%	51.546	152.982	204.528	148.688	97.531	73.671	34.719	2.316	356.925
Total			102.918	465.804	568.722	489.437	514.195	168.753	50.980	20.365	1.243.730

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\$	3,23%	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

b. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	31 de marzo 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\$				
Extranjera	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Citibank	Brasil	US\$	4,31%	-	38.379	38.838	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Brasil	US\$	3,44%	730	77.358	78.088	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	7,86%	16.303	38.343	54.646	47.805	33.429	20.234	4.091	1.498	107.057	-	-	
Extranjera	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Itaú	Brasil	US\$	3,58%	794	2.391	3.175	3.174	3.174	76.678	-	-	83.026	-	-	
Extranjera	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	7,91%	4.281	25.074	29.355	50.856	46.646	42.436	28.631	-	168.569	-	-	
Extranjera	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Citibank	Brasil	US\$	2,38%	79	237	316	316	96.030	-	-	-	-	96.346	-	-
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Daycoval	Brasil	Real	13,29%	710	-	710	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	BCV - Banco de Crédito e Varejo	Brasil	Real	12,61%	4.625	-	4.625	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Itaú	Brasil	US\$	4,00%	2.280	53.536	55.816	8.073	204.860	-	-	-	-	212.933	-	-
Extranjera	Enel Generación Fortaleza	Brasil	Extranjero	Banco Citibank	Brasil	US\$	3,57%	533	1.598	2.131	2.131	60.591	-	-	-	-	62.722	-	-
Extranjera	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	BNP Paribas	Brasil	US\$	3,22%	2.170	6.509	8.679	267.901	-	-	-	-	-	267.901	-	-
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Perú	US\$	3,05%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,40%	433	1.278	1.711	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	9,22%	481	1.391	1.872	1.730	410	-	-	-	-	2.140	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Tokyo	Colombia	\$ Col	8,57%	2.819	80.386	83.205	32.386	29.783	-	-	-	-	62.169	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A	Colombia	\$ Col	7,12%	941	2.707	3.648	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco AV Villas	Colombia	\$ Col	6,92%	479	1.378	1.857	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	\$ Col	7,08%	784	2.266	3.050	1.629	-	-	-	-	-	1.629	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia SA	Colombia	\$ Col	5,95%	1.290	3.757	5.047	3.798	2.026	227	-	-	6.051	-	-	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Agrario	Colombia	\$ Col	6,83%	753	2.185	2.938	2.080	1.939	916	-	-	4.935	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Itaú Brasil	Brasil	Real	7,53%	314	15.986	16.300	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	7,43%	1.095	47.441	48.536	23.538	-	-	-	-	-	23.538	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	Real	10,00%	1.719	4.958	6.677	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	6,96%	6.829	19.789	26.618	24.759	17.046	11.001	1.997	818	55.621	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Safra SA	Brasil	Real	9,39%	15.189	-	15.189	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	US\$	7,04%	34	101	135	135	135	135	135	2.923	3.463	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,71%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	4.685	-	4.685	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	7.808	-	7.808	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	7.496	-	7.496	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	7.808	-	7.808	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Santander	Perú	Soles	6,20%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Citibank	Perú	Soles	3,40%	184	27.453	27.637	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	6,74%	6.500	8.342	14.842	14.105	13.369	12.632	11.895	11.158	63.159	-	-	
Extranjera	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá	Colombia	\$ Col	6,77%	2.313	2.971	5.284	5.021	4.494	4.231	3.968	22.471	-	-	-	-
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	US\$	1,88%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total								102.918	465.804	568.722	489.437	514.195	168.753	50.980	20.365	1.243.730			

b. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor (continuación)

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					
								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\$	Total No Corriente MUS\$		
Extranjera	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	Citibank	Brasil	US\$	3,55%	405	39.111	39.516	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Brasil	US\$	2,68%	662	1.985	2.647	76.707	-	-	-	-	-	-	76.707
Extranjera	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	10,82%	16.452	41.484	57.936	47.655	36.407	24.237	4.755	3.097	-	116.151	
Extranjera	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Itaú	Brasil	US\$	16,94%	814	2.442	3.256	3.255	3.255	77.519	-	-	-	84.029	
Extranjera	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	16,94%	2.937	15.578	18.515	41.070	38.187	35.304	27.872	-	-	142.433	
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Daycoval (75272/2014)	Brasil	Real	16,23%	696	888	1.584	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	BCV - Banco de Crédito e Varejo (13)	Brasil	Real	16,23%	8.071	6.515	14.586	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	CELG Endesa Fortaleza	Brasil	Extranjero	ITAU 4131 CELG	Brasil	US\$	2,36%	1.572	4.717	6.289	6.289	172.826	-	-	-	-	179.115	
Extranjera	CGTF Endesa Fortaleza	Brasil	Extranjero	Banco Citibank	Brasil	US\$	2,78%	495	1.484	1.979	1.979	61.073	-	-	-	-	63.052	
Extranjera	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	BNP PARIBAS	Brasil	US\$	3,79%	2.033	6.100	8.133	269.182	-	-	-	-	-	269.182	
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú	Perú	US\$	3,40%	8.421	-	8.421	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	8,66%	437	1.289	1.726	422	-	-	-	-	-	422	
Extranjera	Enel Cien S.A. (EX Cien S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	10,75%	495	1.429	1.924	1.777	834	-	-	-	-	2.611	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Tokyo	Colombia	\$ Col	10,49%	2.626	7.879	10.505	99.222	28.358	-	-	-	-	127.580	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A	Colombia	\$ Col	9,95%	944	2.681	3.625	745	-	-	-	-	-	745	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	AVVILLAS	Colombia	\$ Col	9,25%	480	1.363	1.843	380	-	-	-	-	-	380	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	\$ Col	8,57%	785	2.248	3.033	2.126	-	-	-	-	-	2.126	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia SA	Colombia	\$ Col	13,10%	1.289	3.720	5.009	3.664	2.375	605	-	-	-	6.644	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Agrario	Colombia	\$ Col	12,27%	750	2.166	2.916	2.030	1.869	1.296	-	-	-	5.195	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Itaú Brasil	Brasil	Real	7,16%	15.967	1.279	17.246	15.541	-	-	-	-	-	15.541	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	8,37%	1.984	50.854	52.838	25.097	-	-	-	-	-	25.097	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	Real	4,23%	1.749	5.062	6.811	1.625	-	-	-	-	-	1.625	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	1,76%	7.002	20.185	27.187	25.002	18.909	13.061	2.244	1.512	60.728		
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	US\$	6,73%	32	97	129	130	130	130	130	2.949	3.469		
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,01%	6.534	-	6.534	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	59	4.662	4.721	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	98	7.769	7.867	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,20%	94	7.459	7.553	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	9,21%	98	7.769	7.867	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Santander	Perú	Soles	9,24%	15.651	-	15.651	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	1,88%	1.418	14.070	15.488	14.543	13.598	12.653	11.708	10.762	63.264		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá	Colombia	\$ Col	6,99%	518	5.042	5.560	5.215	4.870	4.524	4.179	3.834	22.622		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	US\$	32,00%	34.943	-	34.943	-	-	-	-	-	-	-	
Total								136.511	267.327	403.838	643.656	382.691	169.329	50.888	22.154	1.268.718		

b) Obligaciones con el Público Garantizadas y No Garantizadas

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

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2018 MUS\$	Vencimiento				Total No Corriente al 31/03/2018 MUS\$	
			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%	6.352	19.055	25.407	25.407	25.407	25.407	25.407	691.910	793.538
Chile	U.F.	5,75%	4.046	5.453	9.499	9.196	8.875	8.535	4.134	-	30.740
Perú	US\$	6,64%	145	8.567	8.712	381	10.290	199	199	10.963	22.032
Perú	Soles	6,25%	6.390	25.295	31.685	82.914	60.345	47.689	50.552	321.230	562.730
Colombia	\$ Col	7,72%	35.369	470.405	505.774	182.351	481.026	266.273	373.615	597.755	1.901.020
Brasil	Real	7,50%	7.993	110.057	118.050	23.598	201.009	62.953	59.451	50.836	397.847
Total			60.295	638.832	699.127	323.847	786.952	411.056	513.358	1.672.694	3.707.907

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2017 MUS\$	Vencimiento				Total No Corriente al 31/12/2017 MUS\$	
			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	6,94%	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

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

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	31 de marzo de 2018									
								Corriente			No Corriente						
								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\$	Total No Corriente MUS\$	
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 1ª Serie 19	Brasil	Real	7.67%	3.105	9.315	12.420	12.420	189.831	-	-	-	-	202.251
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B103	Colombia	\$ Col	8.81%	621	30.015	30.636	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos B12-13	Colombia	\$ Col	7.22%	1.392	4.177	5.569	5.570	5.570	5.570	5.570	84.388	106.668	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos B5-13	Colombia	\$ Col	8.08%	1.168	67.281	68.449	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos B7-14	Colombia	\$ Col	6.84%	1.128	3.385	4.513	4.513	4.513	68.792	-	-	77.818	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos E4-16	Colombia	\$ Col	7.49%	606	1.818	2.424	2.424	33.581	-	-	-	36.005	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos E2-17	Colombia	\$ Col	6.86%	987	60.505	61.492	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos E5-17	Colombia	\$ Col	7.39%	1.794	5.382	7.176	7.176	7.176	104.282	-	-	118.634	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos E7-17	Colombia	\$ Col	6.31%	1.135	3.404	4.539	4.539	4.539	4.539	4.539	77.604	95.760	
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Itaú 1	Brasil	Real	6.65%	1.751	5.253	7.004	7.004	7.004	58.779	55.277	-	128.064	
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Itaú 2	Brasil	Real	9.32%	3.137	95.489	98.626	4.174	4.174	4.174	4.174	50.836	67.532	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6.31%	124	372	496	496	496	496	7.866	-	9.354	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6.28%	123	370	493	7.907	-	-	-	-	7.907	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	6.34%	50	149	199	199	199	199	199	10.963	11.759	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	7.78%	50	8.282	8.332	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5.78%	45	136	181	182	10.091	-	-	-	10.273	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6.47%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	7.30%	175	525	700	701	5.983	-	-	-	10.284	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjera	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	5.49%	218	655	873	873	873	873	15.849	-	18.468	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjera	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	6.91%	110	6.451	6.561	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjera	Interseuro Cia de Seguros	Perú	Soles	6.19%	197	592	789	789	789	789	12.453	-	14.820	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	5.97%	238	714	952	952	952	952	24.209	28.017		
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	6.40%	201	603	804	805	805	805	23.397	26.617		
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	4.94%	157	471	628	628	628	628	628	14.062	16.574	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	5.06%	265	795	1.060	1.060	15.926	-	-	-	16.986	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	6.03%	203	609	812	812	812	812	812	21.342	24.590	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7.15%	255	765	1.020	1.020	16.165	-	-	-	17.185	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5.64%	347	1.042	1.389	1.389	1.389	1.389	1.389	36.413	41.969	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6.67%	532	1.597	2.129	2.129	2.129	31.147	-	-	35.405	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7.24%	299	896	1.195	1.195	1.195	1.195	1.195	18.880	23.660	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6.25%	459	1.376	1.835	31.428	-	-	-	-	31.428	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5.76%	398	1.195	1.593	1.594	1.594	1.594	1.594	27.166	33.542	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7.97%	337	1.010	1.347	22.127	-	-	-	-	22.127	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5.30%	446	1.339	1.785	1.786	1.786	1.786	32.394	39.538		
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6.00%	478	1.435	1.913	1.913	1.913	1.913	1.913	31.607	39.259	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5.91%	341	1.023	1.364	1.364	1.364	1.364	1.364	24.583	30.039	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental SA	Perú	Soles	3.14%	487	1.460	1.947	1.946	1.946	1.946	1.946	67.177	74.961	
Extranjero	Emqesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B09-09	Colombia	\$ Col	9.15%	1.796	79.075	80.871	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emqesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B10-09	Colombia	\$ Col	9.03%	1.285	60.992	62.277	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emqesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B12-09	Colombia	\$ Col	9.34%	753	2.259	3.012	3.012	33.222	-	-	-	39.246	
Extranjero	Emqesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B15-09	Colombia	\$ Col	9.33%	460	1.381	1.841	1.842	1.842	1.842	1.842	21.649	29.017	
Extranjero	Emqesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-13	Colombia	\$ Col	7.55%	1.011	3.034	4.045	56.880	-	-	-	-	56.880	
Extranjero	Emqesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B6-14	Colombia	\$ Col	6.73%	786	2.358	3.144	3.143	47.663	-	-	-	50.806	
Extranjero	Emqesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	8.75%	738	2.213	2.951	2.950	34.827	-	-	-	37.777	
Extranjero	Emqesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos Quimbo	Colombia	\$ Col	8.75%	5.300	15.901	21.201	21.201	250.276	-	-	-	271.477	
Extranjero	Emqesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	6.83%	1.833	5.500	7.333	7.333	7.333	7.333	113.395	-	135.394	
Extranjero	Emqesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	\$ Col	7.13%	1.185	3.556	4.741	4.741	4.741	4.741	4.741	72.581	91.545	
Extranjero	Emqesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	6.95%	1.222	3.665	4.887	4.887	4.887	4.887	4.887	95.142	114.690	
Extranjero	Emqesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	\$ Col	7.45%	1.079	3.237	4.316	4.316	4.316	4.316	4.316	89.371	106.635	
Extranjero	Emqesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	\$ Col	7.55%	328	983	1.311	18.437	-	-	-	-	18.437	
Extranjero	Emqesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	\$ Col	6.73%	660	1.979	2.639	2.638	40.001	-	-	-	42.639	
Extranjero	Emqesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B3-16	Colombia	\$ Col	6.80%	1.414	88.243	89.657	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emqesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos E6-16	Colombia	\$ Col	7.38%	1.991	5.572	7.963	7.963	7.963	111.877	-	135.766		
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97.004.000-5	Bonos UF 269	Chile	U.F.	5.75%	4.046	5.453	9.499	9.196	8.875	8.535	4.134	-	30.740	
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97.036.000-K	Yankee bonos Serie Unica U	E.E.U.U.	US\$	4.00%	6.337	19.010	25.347	25.347	25.347	25.347	25.347	690.828	792.216	
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97.036.000-K	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US\$	6.60%	15	45	60	60	60	60	60	1.082	1.322	
Total								60.295	638.832	699.127	323.847	786.952	411.056	513.358	1.672.694	3.707.907	

c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero

Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	31 de marzo de 2018								
								Corriente			No Corriente					
								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\$	Total No Corriente MUS\$
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Union Temporal Rentacol	Colombia	\$ Col	10,80%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	11,78%	298	851	1.149	1.197	830	-	-	-	2.027
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	7,36%	12	3	15	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A	Colombia	\$ Col	9,48%	3	8	11	5	-	-	-	-	5
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	\$ Col	7,08%	111	108	219	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	9,54%	15	41	56	55	22	-	-	-	77
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,60%	441	-	441	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,13%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Interbank	Perú	Soles	5,94%	160	1.831	1.991	2.410	2.372	2.332	576	-	7.690
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Interbank	Perú	Soles	5,30%	6	39	45	107	106	105	78	-	396
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	5,68%	2.467	7.232	9.699	9.247	18.574	-	-	-	27.821
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	3,70%	2.749	8.113	10.862	10.506	10.150	9.795	-	-	30.451
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,58%	876	2.569	3.445	3.287	6.617	-	-	-	9.904
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	3,63%	2.080	2.219	4.299	2.935	729	-	-	-	3.664
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR	Colombia	\$ Col	11,69%	156	433	589	269	-	-	-	-	269
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	\$ Col	7,08%	4	4	8	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	11,78%	20	59	79	69	32	-	-	-	101
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	8,40%	2	4	6	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	7,70%	85	228	313	204	10	-	-	-	214
Total								9.485	23.742	33.227	30.291	39.442	12.232	654	-	82.619

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					
								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\$	Total No Corriente MUS\$
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Union Temporal Rentacol	Colombia	\$ Col	10,80%	51	-	51	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	11,78%	39	111	150	158	95	-	-	-	253
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	7,36%	10	12	22	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR	Colombia	\$ Col	9,48%	3	8	11	7	-	-	-	-	7
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	\$ Col	7,08%	108	205	313	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	9,54%	14	40	54	54	33	-	-	-	87
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,60%	439	439	878	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,13%	252	-	252	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Internacional	Perú	Soles	5,94%	58	536	594	1.010	1.004	998	532	-	3.544
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	5,76%	2.501	7.332	9.833	9.377	20.849	-	-	-	30.226
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	3,70%	2.837	8.353	11.190	10.773	10.355	9.938	2.419	-	33.485
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,58%	883	2.590	3.473	3.315	7.389	-	-	-	10.704
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	3,63%	1.413	2.231	3.644	2.947	1.461	-	-	-	4.408
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Peru	US\$	2,75%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR	Colombia	\$ Col	11,69%	153	421	574	391	-	-	-	-	391
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	\$ Col	7,08%	4	7	11	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	11,78%	18	50	68	58	31	-	-	-	89
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	8,40%	2	5	7	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	7,70%	82	228	310	252	15	-	-	-	267
Total								8.867	22.568	31.435	28.342	41.232	10.936	2.951	-	83.461

d) Otras Obligaciones
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 marzo de 2018								
								Corriente			No Corriente					
								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\$	Total No Corriente MUS\$
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	Real	6,00%	701	1.908	2.609	2.290	1.908	1.246	658	288	6.390
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjera	Centrais Eletricas Brasileiras	Brasil	Real	7,00%	899	1.369	2.268	1.032	990	948	906	1.074	4.950
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjera	Mútuo CelgPar 41211376/2014	Brasil	Real	6,80%	1.887	5.524	7.411	4.646	4.445	4.243	4.041	15.940	33.315
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Séries A y B	Brasil	Real	11,30%	10.206	29.517	39.723	36.782	33.842	30.901	27.959	8.667	138.151
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	3.247	8.398	11.645	2.615	9.643	4.240	4.037	24.111	44.646
Total								16.940	46.716	63.656	47.365	50.828	41.578	37.601	50.080	227.452

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					
								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\$	Total No Corriente MUS\$
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	Real	6,13%	758	2.040	2.798	2.478	2.041	1.449	784	416	7.168
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjera	Centrais Eletricas Brasileiras	Brasil	Real	7,00%	721	1.975	2.696	1.070	1.026	983	939	1.396	5.414
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjera	Mútuo CelgPar 41211376/2014	Brasil	Real	6,80%	2.013	5.883	7.896	4.859	4.638	4.651	4.179	17.076	35.403
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Séries A y B	Brasil	Real	11,49%	10.786	31.166	41.952	38.772	35.591	32.411	29.231	17.720	153.725
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera S.A.)	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	663	3.208	3.871	5.080	2.759	15.553	4.095	24.563	52.050
Total								14.941	44.272	59.213	52.259	46.055	55.047	39.228	61.171	253.760

ANEXO N°5 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	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo		1.214.409	1.472.763
	Dólares	271.169	306.589
	Euros	1.790	7.605
	Reales	421.629	470.360
	Pesos Colombianos	187.106	322.022
	Soles	128.653	145.950
	Peso Argentino	203.512	219.761
	\$ no reajustables	550	476
Otros activos financieros corrientes		194.067	110.352
	Dólares	165	-
	Reales	124.213	64.924
	Pesos Colombianos	69.598	44.890
	Peso Argentino	-	412
	\$ no reajustables	91	126
Otros Activos No Financieros, Corriente		240.676	195.516
	Dólares	4.440	7.986
	Euros	-	4
	Reales	163.411	154.365
	Pesos Colombianos	18.113	7.745
	Soles	43.045	15.563
	Peso Argentino	11.245	9.276
	\$ no reajustables	422	577
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes		2.783.426	2.465.905
	Dólares	38.146	51.232
	Euros	7	-
	Reales	1.758.833	1.617.078
	Pesos Colombianos	309.810	255.373
	Soles	178.029	155.757
	Peso Argentino	494.633	382.874
	\$ no reajustables	3.968	3.591
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente		9.912	7.403
	Dólares	-	1.525
	Euros	1.601	1.429
	Reales	2.088	2.081
	Pesos Colombianos	6.223	1.444
	Soles	-	37
	Peso Argentino	-	763
	\$ no reajustables	-	124
Inventarios		279.560	246.089
	Dólares	1.865	2.063
	Euros	97	141
	Reales	152.181	134.993
	Pesos Colombianos	59.157	48.142
	Soles	45.829	41.860
	Peso Argentino	20.431	18.890
Activos por impuestos corrientes		63.932	47.393
	Reales	44.143	35.303
	Pesos Colombianos	3	6
	Soles	11.274	3.516
	Peso Argentino	396	452
	\$ no reajustables	8.116	8.116
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios		-	-
	Dólares	-	-
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		4.785.982	4.545.421

ACTIVOS	Moneda extranjera	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes		1.795.822	1.752.267
	Reales	1.794.639	1.751.136
	Pesos Colombianos	1.157	1.103
	Peso Argentino	26	28
Otros activos no financieros no corrientes		478.546	464.501
	Dólares	1.661	-
	Reales	462.480	450.510
	Pesos Colombianos	7.799	7.159
	Peso Argentino	4.204	4.429
	\$ no reajustables	2.402	2.403
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes		674.902	712.717
	Dólares	369.792	363.077
	Reales	223.665	273.768
	Pesos Colombianos	40.830	37.100
	Peso Argentino	40.530	38.648
	\$ no reajustables	85	124
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente		2.661	2.845
	Dólares	2.429	-
	Reales	-	2.590
	Peso Argentino	232	255
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación		3.237	2.747
	Pesos Colombianos	11	-
	Peso Argentino	3.226	2.747
Activos intangibles distintos de la plusvalía		3.688.542	3.682.479
	Reales	3.547.865	3.546.461
	Pesos Colombianos	84.799	77.886
	Soles	39.460	40.504
	Peso Argentino	16.418	17.628
Plusvalía		713.624	713.175
	Dólares	565.764	-
	Reales	128.814	481.168
	Pesos Colombianos	6.865	20.935
	Soles	11.211	205.516
	Peso Argentino	970	5.556
Propiedades, Planta y Equipo		8.357.599	8.092.467
	Dólares	17.768	21.073
	Reales	497.591	501.029
	Pesos Colombianos	4.536.616	4.242.687
	Soles	2.346.727	2.340.496
	Peso Argentino	958.897	987.182
Activos por impuestos diferidos		199.435	200.371
	Reales	142.770	149.727
	Pesos Colombianos	3	2
	Peso Argentino	56.662	50.642
	\$ no reajustables	-	-
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		15.914.367	15.623.569
TOTAL ACTIVOS		20.700.349	20.168.990

PASIVOS	Moneda extranjera	31-03-2018		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		185.181	929.536	214.719	475.049
	Dólares	28.775	212.680	69.430	61.060
	Reales	63.043	237.562	66.630	195.777
	Pesos Colombianos	28.383	464.704	51.314	178.756
	Soles	61.170	11.320	27.345	32.998
	U.F.	3.810	3.270	-	6.458
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes		3.039.868	462.172	3.182.862	371.057
	Dólares	68.042	8.560	180.622	1.292
	Euros	10.651	-	14.265	-
	Reales	1.573.381	83.161	1.634.420	80.281
	Pesos Colombianos	463.584	76.596	466.730	9.976
	Soles	207.788	-	247.799	-
	Peso Argentino	632.866	293.855	633.939	279.508
	\$ no reajustables	83.043	-	5.087	-
	\$ no reajustables	513	-	-	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes		136.487	71.213	225.027	-
	Dólares	63.050	21.070	113.038	-
	Euros	41.296	50.143	88.558	-
	Reales	15.231	-	16.575	-
	Pesos Colombianos	7.561	-	959	-
	Soles	2.286	-	274	-
	Peso Argentino	311	-	448	-
	\$ no reajustables	6.752	-	5.175	-
Otras provisiones corrientes		23.568	259.597	16.505	253.461
	Dólares	1.278	-	-	-
	Reales	3.244	-	10.594	-
	Pesos Colombianos	-	45.485	-	33.778
	Soles	19.046	50.104	4.672	69.185
	Peso Argentino	-	164.008	-	150.498
	\$ no reajustables	-	-	1.239	-
Pasivos por impuestos corrientes		205.215	-	172.638	-
	Dólares	-	-	-	-
	Reales	14.738	-	32.399	-
	Pesos Colombianos	100.934	-	84.650	-
	Soles	6.036	-	4.344	-
	Peso Argentino	83.058	-	51.191	-
	\$ no reajustables	449	-	54	-
Otros pasivos no financieros corrientes		37.302	3.775	19.237	3.780
	Reales	-	3.010	-	3.018
	Pesos Colombianos	18.753	-	148	-
	Soles	18.549	765	19.089	762
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		-	-	-	-
	\$ no reajustables	-	-	-	-
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		3.627.621	1.726.293	3.830.988	1.103.347

PASIVOS	Moneda extranjera	31-03-2018		31-12-2017	
		Hasta 90 días MUS\$	91 días a 1 año MUS\$	Hasta 90 días MUS\$	91 días a 1 año MUS\$
PASIVOS NO CORRIENTES					
Otros pasivos financieros no corrientes		2.827.025	1.419.911	2.744.342	1.605.173
	Dólares	821.674	593.901	879.855	632.593
	Reales	698.104	70.943	576.817	77.362
	Pesos Colombianos	1.098.037	501.739	1.076.808	673.623
	Soles	183.686	253.328	186.026	221.595
	Peso Argentino	-	-	-	-
	U.F.	25.524	-	24.836	-
Otras cuentas por pagar no corrientes		823.170	194.353	609.413	450.925
	Dólares	51.265	-	51.103	-
	Reales	404.855	194.354	416.742	213.268
	Soles	11.083	-	11.206	-
	Pesos colombianos	-	(1)	-	-
	Peso Argentino	355.967	-	130.347	237.657
	\$ no reajustables	-	-	15	-
Otras provisiones no corrientes		38.182	621.719	88.220	572.085
	Reales	-	567.589	-	565.567
	Pesos Colombianos	12.975	48.157	64.264	638
	Soles	2.156	5.973	2.130	5.880
	Peso Argentino	23.051	-	21.826	-
Pasivo por impuestos diferidos		100.966	357.745	83.768	371.543
	Reales	20.248	109.166	8.784	121.597
	Pesos Colombianos	23.527	-	18.011	-
	Soles	11.624	248.579	11.109	249.947
	Peso Argentino	37.721	-	37.724	-
	\$ no reajustables	7.846	-	8.140	(1)
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes		274.148	116.410	309.594	79.337
	Reales	186.993	34.476	205.629	21.417
	Pesos Colombianos	68.569	66.890	86.723	40.843
	Soles	4.535	-	4.526	-
	Peso Argentino	14.051	12.156	12.716	14.244
	\$ no reajustables	-	2.888	-	2.833
Otros pasivos no financieros no corrientes		18.018	23.400	13.705	28.043
	Reales	437	-	634	-
	Pesos Colombianos	11.245	-	6.612	4.470
	Soles	4.075	23.400	4.062	23.573
	Peso Argentino	2.261	-	2.397	-
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		4.081.509	2.733.538	3.849.042	3.107.106
TOTAL PASIVOS		7.709.130	4.459.831	7.680.030	4.210.453

ANEXO N°6 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	31-03-2018					
	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	1.300.621	472.474	110.672	747.137	2.630.904	109.685
Provisión de deterioro	(21.292)	(18.689)	(26.889)	(564.645)	(631.515)	(4.616)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	785.324	-	-	-	785.324	569.908
Provisión de deterioro	(1.287)	-	-	-	(1.287)	(75)
Total	2.063.366	453.785	83.783	182.492	2.783.426	674.902

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	677.854	-	-	-	677.854	616.350
Provisión de deterioro	(3.211)	-	-	-	(3.211)	-
Total	1.861.254	410.907	93.335	100.409	2.465.905	712.717

- Por tipo de cartera:

Tramos de Morosidad	31-03-2018					
	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	6.880.816	1.300.541	143.448	109.765	7.024.264	1.410.306
Entre 1 y 30 días	7.340.297	268.571	72.830	13.274	7.413.127	281.845
Entre 31 y 60 días	2.103.605	117.018	35.879	7.762	2.139.484	124.780
Entre 61 y 90 días	1.049.192	60.753	22.689	5.096	1.071.881	65.849
Entre 91 y 120 días	890.372	31.756	18.491	4.510	908.863	36.266
Entre 121 y 150 días	663.699	32.647	15.804	3.731	679.503	36.378
Entre 151 y 180 días	508.728	35.056	11.423	2.972	520.151	38.028
Entre 181 y 210 días	526.477	63.767	10.252	2.655	536.729	66.422
Entre 211 y 250 días	370.553	27.612	10.175	2.674	380.728	30.286
Superior a 251 días	1.761.032	621.922	107.742	28.507	1.868.774	650.429
Total	22.094.771	2.559.643	448.733	180.946	22.543.504	2.740.589

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 31-03-2018		Saldo al 31-12-2017	
	Número de Clientes	Monto MUS\$	Número de Clientes	Monto MUS\$
Documentos por cobrar protestados	576.797	101.025	582.771	48.357
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	11.259	41.290	11.612	34.390
Total	588.056	142.315	594.383	82.747

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

c) Provisiones y castigos.

Provisiones y Castigos	Saldo al	
	31-03-2018 MUS\$	31-12-2017 MUS\$
Provisión cartera no repactada	10.527	74.811
Provisión cartera repactada	12.387	11.425
Recuperos del período	(242)	37.884
Total	22.672	124.120

d) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al			
	31-03-2018		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	1.132.562	1.132.506	1.098.077	6.365.064
Monto de las operaciones	19.920	22.672	17.865	124.120

ANEXO N°6.1 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	31-03-2018												Total Corriente MUS\$	Total No Corriente MUS\$
	Cartera al día MUS\$	Morosidad 1-30 días MUS\$	Morosidad 31-60 días MUS\$	Morosidad 61-90 días MUS\$	Morosidad 91-120 días MUS\$	Morosidad 121-150 días MUS\$	Morosidad 151-180 días MUS\$	Morosidad 181-210 días MUS\$	Morosidad 211-250 días MUS\$	Morosidad superior a 251 días MUS\$	Morosidad superior a 365 días MUS\$			
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	379.566	19.961	10.631	18.270	3.590	8.440	12.618	20.142	7.367	15.416	109.962	605.963	30.955	
-Grandes Clientes	108.780	19.183	4.964	1.308	1.548	500	226	6.622	-	-	15.223	158.354	-	
-Clientes Institucionales	132.973	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	132.973	30.940	
-Otros	137.813	778	5.667	16.962	2.042	7.940	12.392	13.520	7.367	15.416	94.739	314.636	15	
Provisión Deterioro	(2.469)	(42)	(166)	(201)	(197)	(204)	(209)	(6.614)	-	(162)	(87.595)	(97.859)	-	
Servicios no facturados	223.514	199	5.528	16.237	2.014	7.895	12.208	13.307	7.333	15.036	21.760	325.031	27.038	
Servicios facturados	156.052	19.762	5.103	2.033	1.576	545	410	6.835	34	380	88.202	280.932	3.917	
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	921.055	261.884	114.149	47.579	32.676	27.938	25.410	46.280	22.919	59.186	465.865	2.024.941	78.730	
-Clientes Masivos	531.426	179.259	90.835	29.599	21.205	16.699	15.261	23.130	9.620	30.996	306.898	1.254.928	16.889	
-Grandes Clientes	243.543	58.565	12.290	4.954	3.637	3.373	3.622	17.937	3.161	14.719	58.579	424.380	11.370	
-Clientes Institucionales	146.086	24.060	11.024	13.026	7.834	7.866	6.527	5.213	10.138	13.471	100.388	345.633	50.471	
Provisión Deterioro	(18.823)	(5.638)	(6.158)	(6.484)	(5.737)	(11.718)	(8.824)	(22.529)	(12.558)	(35.391)	(399.796)	(533.656)	(4.616)	
Servicios no facturados	459.048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	459.048	-	
Servicios facturados	462.007	261.884	114.149	47.579	32.676	27.938	25.410	46.280	22.919	59.186	465.865	1.565.893	78.730	
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	1.300.621	281.845	124.780	65.849	36.266	36.378	38.028	66.422	30.286	74.602	575.827	2.630.904	109.685	
Total Provisión Deterioro	(21.292)	(5.680)	(6.324)	(6.685)	(5.934)	(11.922)	(9.033)	(29.143)	(12.558)	(35.553)	(487.391)	(631.515)	(4.616)	
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	1.279.329	276.165	118.456	59.164	30.332	24.456	28.995	37.279	17.728	39.049	88.436	1.999.389	105.069	

Como no todas nuestras bases de datos comerciales en las distintas filiales 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 filiales 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 MUS\$	Morosidad 1-30 días MUS\$	Morosidad 31-60 días MUS\$	Morosidad 61-90 días MUS\$	Morosidad 91-120 días MUS\$	Morosidad 121-150 días MUS\$	Morosidad 151-180 días MUS\$	Morosidad 181-210 días MUS\$	Morosidad 211-250 días MUS\$	Morosidad superior a 251 días MUS\$	Morosidad superior a 365 días 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	31-03-2017												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\$			
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN														
Cartera no repactada	379.566	19.903	10.597	18.253	3.577	8.436	12.584	20.119	7.334	123.841	-	604.210	30.955	
-Grandes Clientes	109.272	19.184	4.964	1.307	1.548	500	226	6.623	-	15.223	-	158.847	-	
-Clientes Institucionales	132.973	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	132.973	30.940	
-Otros	137.321	719	5.633	16.946	2.029	7.936	12.358	13.496	7.334	108.618	-	312.390	15	
Cartera repactada	-	58	34	17	13	4	34	23	33	1.537	-	1.753	-	
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-Otros	-	58	34	17	13	4	34	23	33	1.537	-	1.753	-	
DISTRIBUCIÓN														
Cartera no repactada	845.180	248.668	106.421	42.500	28.179	24.211	22.472	43.648	20.278	498.081	-	1.879.638	44.840	
-Clientes Masivos	515.080	170.729	86.538	26.918	19.024	14.967	14.117	22.205	8.806	331.113	-	1.209.497	13.468	
-Grandes Clientes	232.468	56.698	10.565	4.270	2.883	2.837	3.204	17.582	2.826	68.324	-	401.657	7.026	
-Clientes Institucionales	97.632	21.241	9.318	11.312	6.272	6.407	5.151	3.861	8.646	98.644	-	268.484	24.346	
Cartera repactada	75.875	13.216	7.728	5.079	4.497	3.727	2.938	2.632	2.641	26.970	-	145.303	33.890	
-Clientes Masivos	16.963	8.530	4.297	2.681	2.181	1.731	1.145	925	814	6.781	-	46.048	3.421	
-Grandes Clientes	10.458	1.867	1.725	684	754	537	417	355	335	4.974	-	22.106	4.344	
-Clientes Institucionales	48.454	2.819	1.706	1.714	1.562	1.459	1.376	1.352	1.492	15.215	-	77.149	26.125	
Total cartera bruta	1.300.621	281.845	124.780	65.849	36.266	36.378	38.028	66.422	30.286	650.429	-	2.630.904	109.685	

Tipos de Cartera	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\$			
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°6.2 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				
	31-03-2018		31-12-2017		31-03-2018		31-12-2017		31-03-2018		31-12-2017		31-03-2018		31-12-2017		31-03-2018		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\$	
BALANCE																					
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.838	34	1.100	95	2.838	34	1.100	95
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	171.837	9.039	113.228	7.884	57.156	13.836	46.218	8.045	199.036	37	141.385	-	353.159	9.456	235.410	9.066	781.188	32.368	536.240	24.995	
Total Activo Estimado	171.837	9.039	113.228	7.884	57.156	13.836	46.218	8.045	199.036	37	141.385	-	353.997	9.490	236.510	9.161	784.026	32.402	537.340	25.090	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.414	165	5.696	179	14.414	165	5.696	179
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	59.219	12.913	35.171	10.429	20.779	25.253	36.419	11.673	87.962	-	60.713	-	326.394	20.710	333.242	9.108	494.354	58.876	465.545	31.211	
Total Pasivo Estimado	59.219	12.913	35.171	10.429	20.779	25.253	36.419	11.673	87.962	-	60.713	-	340.808	20.875	338.938	9.287	508.768	59.041	471.241	31.390	
RESULTADO																					
Ventas de Energía	167.839	8.829	136.220	8.271	56.573	12.849	25.786	9.483	197.505	37	148.835	-	356.160	9.717	265.521	8.916	778.077	31.432	576.362	26.670	
Compras de Energía	57.841	12.612	42.525	10.143	20.718	25.180	5.346	7.204	79.312	-	60.932	-	263.056	20.745	246.774	11.644	420.927	58.537	355.577	28.991	

ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Américas.

Proveedores con pagos al día	Saldo al				Saldo al			
	31-03-2018				31-12-2017			
	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$
Hasta 30 días	-	149.897	439.912	589.809	-	151.741	527.694	679.435
Entre 31 y 60 días	-	25.858	109.378	135.236	-	18.421	90.478	108.899
Entre 61 y 90 días	-	-	14.346	14.346	-	-	6.284	6.284
Entre 91 y 120 días	-	-	2.527	2.527	-	-	1.592	1.592
Entre 121 y 365 días	-	-	22.465	22.465	-	-	15.932	15.932
Más de 365 días	-	-	269.641	269.641	-	-	278.427	278.427
Total	-	175.755	858.269	1.034.024	-	170.162	920.407	1.090.569

Proveedores con plazos vencidos	Saldo al				Saldo al			
	31-03-2018				31-12-2017			
	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$
Hasta 30 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	89.907	89.907	-	-	94.718	94.718
Total	-	-	89.907	89.907	-	-	94.718	94.718