



# **ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS**

**correspondientes al período terminado  
al 30 de Septiembre de 2017**

## **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 Intermedios**
**al 30 de septiembre de 2017 (No auditado), 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016**

(En miles de dólares)

ACTIVOS	Nota	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 (Re-expresado) (*) MUS\$	01-01-2016 (Re-expresado) (*) MUS\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>				
Efectivo y equivalentes al efectivo	8	1.431.862	2.689.456	1.668.868
Otros activos financieros corrientes	9	142.934	136.256	96.123
Otros activos no financieros corrientes		192.961	143.435	143.614
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	10	2.211.590	1.538.858	1.532.234
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	11	9.397	45.620	5.023
Inventarios corrientes	12	128.478	99.198	133.854
Activos por impuestos corrientes	13	46.160	122.971	66.822
<b>Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios</b>		<b>4.163.382</b>	<b>4.775.794</b>	<b>3.646.538</b>
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	6	-	-	7.496.812
<b>ACTIVOS CORRIENTES TOTALES</b>		<b>4.163.382</b>	<b>4.775.794</b>	<b>11.143.350</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>				
Otros activos financieros no corrientes	9	1.300.135	1.029.310	689.321
Otros activos no financieros no corrientes		384.868	108.407	109.219
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	10	760.155	537.212	561.417
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	11	3.720	360	501
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	3.528	1.770	43.596
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	3.863.594	1.810.158	1.381.941
Plusvalía	16	731.377	714.758	625.492
Propiedades, planta y equipo	17	7.933.036	7.693.156	7.045.689
Activos por impuestos diferidos	18	180.526	180.547	153.944
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES</b>		<b>15.160.939</b>	<b>12.075.678</b>	<b>10.611.120</b>
<b>TOTAL DE ACTIVOS</b>		<b>19.324.321</b>	<b>16.851.472</b>	<b>21.754.470</b>

(\*) Ver Nota 3

**ENEL AMÉRICAS S.A. Y FILIALES**
**Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios**
**al 30 de septiembre de 2017 (No auditado), 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016**

(En miles de dólares)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 (Re-expresado) (*) MUS\$	01-01-2016 (Re-expresado) (*) MUS\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>				
Otros pasivos financieros corrientes	19	677.743	753.857	968.618
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	22	3.158.249	2.472.614	2.045.770
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	11	101.270	166.854	154.750
Otras provisiones corrientes	23	283.872	179.266	179.254
Pasivos por impuestos corrientes	13	119.629	201.467	200.811
Otros pasivos no financieros corrientes		32.373	48.054	55.236
<b>Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta</b>		<b>4.373.136</b>	<b>3.822.112</b>	<b>3.604.439</b>
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios		-	-	2.739.738
<b>PASIVOS CORRIENTES TOTALES</b>		<b>4.373.136</b>	<b>3.822.112</b>	<b>6.344.177</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>				
Otros pasivos financieros no corrientes	19	3.971.990	3.580.077	2.601.240
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	22	1.097.349	512.009	399.268
Otras provisiones no corrientes	23	645.993	348.454	258.883
Pasivo por impuestos diferidos	18	453.548	329.559	326.553
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	24	394.786	341.353	263.702
Otros pasivos no financieros no corrientes		42.147	38.169	28.304
<b>PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES</b>		<b>6.605.813</b>	<b>5.149.621</b>	<b>3.877.950</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>10.978.949</b>	<b>8.971.733</b>	<b>10.222.127</b>
<b>PATRIMONIO</b>				
Capital emitido	25.1	6.763.204	6.903.684	10.680.663
Acciones propias en cartera	25.1	-	(140.479)	-
Ganancias acumuladas		3.472.206	3.201.125	5.809.538
Otras reservas	25.5	(3.636.807)	(3.764.696)	(8.004.579)
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>		<b>6.598.603</b>	<b>6.199.634</b>	<b>8.485.622</b>
<b>Participaciones no controladoras</b>	25.6	<b>1.746.769</b>	<b>1.680.105</b>	<b>3.046.721</b>
<b>PATRIMONIO TOTAL</b>		<b>8.345.372</b>	<b>7.879.739</b>	<b>11.532.343</b>
<b>TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS</b>		<b>19.324.321</b>	<b>16.851.472</b>	<b>21.754.470</b>

(\*) Ver Nota 3.

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

Por los períodos de nueve y tres meses terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016 (No auditado)

(En miles de dólares)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS Ganancia (pérdida)	Nota	enero - septiembre		julio - septiembre	
		2017	2016 (Re-expresado) (*)	2017	2016 (Re-expresado) (*)
		MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Ingresos de actividades ordinarias	26	6.981.018	5.208.351	2.507.605	1.765.769
Otros ingresos, por naturaleza	26	670.298	414.542	252.480	135.062
<b>Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza</b>		<b>7.651.316</b>	<b>5.622.893</b>	<b>2.760.085</b>	<b>1.900.831</b>
Materias primas y consumibles utilizados	27	(4.309.162)	(2.816.356)	(1.610.305)	(997.207)
<b>Margen de Contribución</b>		<b>3.342.154</b>	<b>2.806.537</b>	<b>1.149.780</b>	<b>903.624</b>
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	4 a) 4 d.1	112.817	63.489	39.233	22.346
Gastos por beneficios a los empleados	28	(628.036)	(463.624)	(192.532)	(157.823)
Gasto por depreciación y amortización	29	(480.969)	(348.193)	(270.083)	(121.243)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	29	(116.894)	(83.751)	(26.518)	(46.959)
Otros gastos por naturaleza	30	(692.070)	(598.387)	(246.872)	(225.724)
<b>Resultado de Explotación</b>		<b>1.537.002</b>	<b>1.376.071</b>	<b>553.008</b>	<b>374.221</b>
Otras ganancias (pérdidas)	31	1.265	980	147	624
Ingresos financieros	32	173.781	222.573	60.204	85.797
Costos financieros	32	(661.116)	(597.896)	(213.617)	(200.748)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	3.942	2.343	432	39
Diferencias de cambio	32	(5.980)	18.735	1.822	17.004
Resultado por unidades de reajuste	32	-	(860)	-	(250)
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuestos</b>		<b>1.048.894</b>	<b>1.021.946</b>	<b>401.996</b>	<b>276.687</b>
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	18	(391.817)	(274.059)	(118.703)	(40.099)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>		<b>657.077</b>	<b>747.887</b>	<b>283.293</b>	<b>236.588</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	6.1.II.iii	-	169.377	-	2.333
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>		<b>657.077</b>	<b>917.264</b>	<b>283.293</b>	<b>238.921</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a</b>					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		383.883	533.421	178.168	143.752
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	25.6	273.194	383.843	105.125	95.169
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>		<b>657.077</b>	<b>917.264</b>	<b>283.293</b>	<b>238.921</b>
<b>Ganancia por acción básica</b>					
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	US\$ / acción	0,00668	0,00564	0,00315	0,00269
Ganancia (pérdidas) por acción básica en operaciones discontinuadas	US\$ / acción	-	0,00230	-	0,00004
Ganancia (pérdida) por acción básica	US\$ / acción	0,00668	0,00794	0,00315	0,00273
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		57.452.641.516	49.092.772.762	57.452.641.516	49.092.772.762
<b>Ganancias por acción diluidas</b>					
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	US\$ / acción	0,00668	0,00564	0,00315	0,00269
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	US\$ / acción	-	0,00230	-	0,00004
Ganancias (pérdida) diluida por acción	US\$ / acción	0,00668	0,00794	0,00315	0,00273
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		57.452.641.516	49.092.772.762	57.452.641.516	49.092.772.762

(\*) Ver Nota 3.

**ENEL AMÉRICAS S.A. Y FILIALES**
**Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza**  
**Por los períodos de nueve y tres meses terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016 (No auditado)**  
**(En miles de dólares)**

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS	Nota	enero - septiembre		julio - septiembre	
		2017 MUS\$	2016 (Re-expresado) (*) MUS\$	2017 MUS\$	2016 (Re-expresado) (*) MUS\$
<b>Ganancia (Pérdida)</b>		<b>657.077</b>	<b>917.264</b>	<b>283.293</b>	<b>238.921</b>
<b>Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos</b>					
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos		-	(13.096)	-	(490)
<b>Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período</b>		<b>-</b>	<b>(13.096)</b>	<b>-</b>	<b>(490)</b>
<b>Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos</b>					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión		126.124	184.918	170.098	(77.397)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		(751)	1.537	(60)	303
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación			(20.724)	-	(287)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		10.557	20.281	7.881	(6.494)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		(211)	6.763	(19)	23
<b>Otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período</b>		<b>135.719</b>	<b>192.775</b>	<b>177.900</b>	<b>(83.852)</b>
<b>Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>		<b>135.719</b>	<b>179.679</b>	<b>177.900</b>	<b>(84.342)</b>
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período</b>					
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		26	4.469	-	166
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período</b>		<b>26</b>	<b>4.469</b>	<b>-</b>	<b>166</b>
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período</b>					
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		(2.983)	(6.758)	(1.613)	1.982
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros disponibles para la venta		-	-	-	-
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período</b>		<b>(2.983)</b>	<b>(6.758)</b>	<b>(1.613)</b>	<b>1.982</b>
<b>Total Otro resultado integral</b>		<b>132.762</b>	<b>177.390</b>	<b>176.287</b>	<b>(82.194)</b>
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>		<b>789.839</b>	<b>1.094.654</b>	<b>459.580</b>	<b>156.727</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		504.955	701.978	319.565	81.854
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		284.884	392.676	140.015	74.873
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>		<b>789.839</b>	<b>1.094.654</b>	<b>459.580</b>	<b>156.727</b>

(\*) Ver Nota 3.

## ENEL AMÉRICAS S.A. (Ex - ENERSIS AMÉRICAS S.A.) Y SOCIEDADES FILIALES

### Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado Intermedios

Por los períodos terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016 (No auditado)

(En miles de dólares)

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	Capital emitido	Acciones propias en cartera	Cambios en Otras Reservas					Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio	
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias						Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta
<b>Saldo Inicial al 01/01/2017</b>	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)	-	-	-
<b>Saldo Inicial Reexpresado</b>	<b>6.903.684</b>	<b>(140.479)</b>	<b>(388.942)</b>	<b>(11.423)</b>		<b>227</b>	<b>(3.364.559)</b>		<b>(3.764.697)</b>	<b>3.201.125</b>	<b>6.199.634</b>	<b>1.680.105</b>	<b>7.879.739</b>
<b>Cambios en patrimonio</b>													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										383.883	383.883	273.194	657.077
Otro resultado integral			113.870	7.553	13	(364)	-	-	121.072		121.072	11.690	132.762
Resultado integral											504.955	284.884	789.839
Dividendos										(112.816)	(112.816)	(219.057)	(331.873)
Incremento (disminución) por otros cambios	(140.480)	140.479	-	-	(13)	-	6.831	-	6.818	13	6.830	837	7.667
Total de cambios en patrimonio	(140.480)	140.479	113.870	7.553	(364)	6.831	-	-	127.890	271.080	398.969	66.664	465.633
<b>Saldo Final al 30/09/2017</b>	<b>6.763.204</b>	<b>-</b>	<b>(275.072)</b>	<b>(3.870)</b>	<b>-</b>	<b>(137)</b>	<b>(3.357.728)</b>	<b>-</b>	<b>(3.636.807)</b>	<b>3.472.205</b>	<b>6.598.603</b>	<b>1.746.769</b>	<b>8.345.372</b>

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	Capital emitido	Acciones propias en cartera	Cambios en Otras Reservas					Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio	
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias						Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta (2)
<b>Saldo Inicial al 01/01/2016 (Re-expresado)</b>	10.680.663	-	(3.165.288)	(6.100)	-	(256)	(4.659.748)	(173.187)	(8.004.579)	5.809.538	8.485.622	3.046.721	11.532.343
<b>Cambios en patrimonio</b>													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										533.421	533.421	383.843	917.264
Otro resultado integral			589.318	2.073	(6.388)	581	(188)	(2.679)	582.717		582.717	214.026	796.743
Resultado integral											1.116.138	597.869	1.714.007
Dividendos										(125.170)	(125.170)	(289.571)	(414.741)
Disminución (incremento) por otras distribuciones a los propietarios	(3.211.186)	-	-	-	-	-	1.366.382	175.829	1.542.211	(2.038.196)	(3.707.171)	(921.670)	(4.628.841)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	6.388	-	-	-	6.388	(6.388)	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	(3.211.186)	-	589.318	2.073	-	581	1.366.194	173.150	2.131.316	(1.636.333)	(2.716.203)	(613.372)	(3.329.575)
<b>Saldo Final al 30/09/2016 (Re-expresado)</b>	<b>7.469.477</b>	<b>-</b>	<b>(2.575.970)</b>	<b>(4.027)</b>	<b>-</b>	<b>325</b>	<b>(3.293.554)</b>	<b>(37)</b>	<b>(5.873.263)</b>	<b>4.173.205</b>	<b>5.769.419</b>	<b>2.433.349</b>	<b>8.202.768</b>

(1) Ver nota 3

(2) Ver nota 6.1.II.ii)

**ENEL AMÉRICAS S.A. Y FILIALES**
**Estados de Flujo de Efectivo Consolidados Intermedios**  
**Por los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016 (No auditado)**  
**(En miles de dólares)**

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - septiembre	
		2017 MUS\$	2016 (Re-expresado) MUS\$
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>			
<b>Clases de cobros por actividades de operación</b>			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		9.417.414	7.939.123
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		28.225	38.463
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		6.231	16.286
Otros cobros por actividades de operación		477.027	447.985
<b>Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación</b>			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(4.742.697)	(3.881.419)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(680.633)	(511.437)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(10.082)	(13.218)
Otros pagos por actividades de operación	8.f	(2.756.240)	(1.791.622)
<b>Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones</b>			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(401.733)	(482.226)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(167.263)	(58.354)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>		<b>1.170.249</b>	<b>1.703.581</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>			
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios	7.2 c)	(720.402)	-
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		117.971	524.192
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(126.966)	(500.972)
Préstamos a entidades relacionadas		(224.075)	(33)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		-	22.407
Compras de propiedades, planta y equipo		(475.837)	(645.113)
Compras de activos intangibles		(492.563)	(246.741)
Cobros procedentes del reembolso de anticipos y préstamos concedidos a terceros		-	76
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(7.463)	(5.856)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		50.426	9.631
Cobros a entidades relacionadas		224.075	246.348
Dividendos recibidos		1.824	1.718
Intereses recibidos		76.048	90.445
Otras entradas (salidas) de efectivo		(766)	(23.387)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>		<b>(1.577.728)</b>	<b>(527.285)</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>			
Pagos por adquirir o rescatar las acciones de la entidad		-	(2.655)
<b>Total importes procedentes de préstamos</b>	8.g	<b>605.519</b>	<b>880.101</b>
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		536.867	654.549
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		68.652	225.552
Préstamos de entidades relacionadas		-	105.679
Pagos de préstamos	8.g	(692.887)	(559.652)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	8.g	(35.787)	(22.168)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		-	(105.680)
Dividendos pagados		(463.791)	(551.397)
Intereses pagados	8.g	(257.265)	(260.266)
Otras entradas (salidas) de efectivo	8.e	(25.397)	(307.289)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>		<b>(869.608)</b>	<b>(823.327)</b>
<b>Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio</b>		<b>(1.277.087)</b>	<b>352.969</b>
<b>Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo</b>			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		19.493	348.076
<b>Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>		<b>(1.257.594)</b>	<b>701.045</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	8.c	2.689.456	1.668.868
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período</b>	8.c	<b>1.431.862</b>	<b>2.369.913</b>

**ENEL AMÉRICAS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS**

1.	ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO .....	11
2.	BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS .....	12
2.1	Principios contables .....	12
2.2	Nuevos pronunciamientos contables. ....	13
2.3	Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas .....	18
2.4	Sociedades filiales .....	18
2.4.1	Variaciones del perímetro de consolidación .....	19
2.4.2	Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50% .....	19
2.5	Entidades asociadas .....	19
2.6	Acuerdos conjuntos .....	20
2.7	Principios de consolidación y combinaciones de negocio.....	20
3.	CAMBIO DE MONEDA FUNCIONAL Y MONEDA DE PRESENTACION .....	22
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.....	28
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 .....	30
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)	Estado de flujos de efectivo .....	39
5.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	40
a)	Marco regulatorio: .....	40



b) Revisiones tarifarias:.....	54
6.  ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA O MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y OPERACIONES DISCONTINUADAS.....	59
7.  COMBINACIONES DE NEGOCIOS.....	63
8.  EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.....	67
9.  OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	69
10. Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar.....	69
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
19.1 Préstamos que devengan intereses.....	90
19.2 Obligaciones con el Público No Garantizadas.....	94
19.3 Obligaciones con el Público Garantizadas.....	94
19.4 Deuda de cobertura.....	100
19.5 Otros aspectos.....	100
20. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	101
20.1 Riesgo de tasa de interés.....	101
20.2 Riesgo de tipo de cambio.....	101
20.3 Riesgo de “commodities”.....	102
20.4 Riesgo de liquidez.....	102
20.5 Riesgo de crédito.....	102
20.6 Medición del riesgo.....	103
21. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	104
21.1 Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.....	104
21.2 Instrumentos derivados.....	105
21.3 Jerarquías del valor razonable.....	107
22. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes.....	108
23. PROVISIONES.....	109
24. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	110
24.1 Aspectos generales:.....	110
24.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:.....	111
25. PATRIMONIO.....	115
25.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.....	115
25.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión.....	118
25.3 Gestión del capital.....	118

25.4	Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.....	118
25.5	Otras Reservas .....	119
25.6	Participaciones no controladoras.....	120
26.	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.....	121
27.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS .....	122
28.	GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	122
29.	GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.....	122
30.	OTROS GASTOS POR NATURALEZA.....	123
31.	OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).....	123
32.	RESULTADO FINANCIERO.....	124
33.	INFORMACIÓN POR SEGMENTO .....	125
33.1	Criterios de segmentación .....	125
33.2	Generación y Transmisión, Distribución y otros.....	127
33.3	Países.....	130
33.4	Generación y Transmisión, y Distribución por países.....	133
34.	GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.....	139
34.1	Garantías directas.....	139
34.2	Garantías Indirectas.....	139
34.3	Litigios y arbitrajes .....	140
34.4	Restricciones financieras .....	157
34.5	Otras informaciones.....	161
35.	DOTACIÓN.....	166
36.	SANCIONES.....	167
37.	MEDIO AMBIENTE.....	171
38.	INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES .....	173
39.	HECHOS POSTERIORES .....	175
	ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL AMÉRICAS .....	176
	ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN .....	177
	ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS.....	178
	ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA .....	179
	ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA.....	189
	ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012 .....	190
	ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES.....	194
	ANEXO N°6.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE .....	199
	ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES .....	200

## ENEL AMÉRICAS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

### ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTES AL PERÍODO TERMINADO EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2017 (En miles de pesos)

---

#### 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 Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, con el N° 0175. Además, está registrada en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica y sus acciones se transan en el New York Stock Exchange desde 1993.

Enel Américas es filial de Enel Iberoamérica S.R.L, entidad que a su vez es controlada por Enel, S.p.A. (en adelante, Enel).

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 11.433 trabajadores al 30 de septiembre de 2017. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el período 2017 fue de 11.797 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 2016 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 24 de febrero de 2017, y posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas, celebrada con fecha 27 de abril de 2017, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

## 2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

### 2.1 Principios contables

Los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas al 30 de septiembre de 2017, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 31 de octubre de 2017, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), siguiendo los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) N° 34 *Información Financiera Intermedia*.

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

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enel Américas y sus filiales al 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2017 y 2016.

Estos estados financieros consolidados intermedios se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método 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, salvo mención expresa, por ser ésta la moneda funcional de la Sociedad Matriz y de presentación del Grupo (ver Nota 3). Las operaciones en el extranjero se incluyen de conformidad con las políticas contables establecidas en las Notas 2.7 y 4.m.

## 2.2 Nuevos pronunciamientos contables.

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

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

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

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

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados intermedios, los siguientes 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 9: <i>Instrumentos Financieros</i>	1 de enero de 2018
NIIF 15: <i>Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes</i>	1 de enero de 2018
NIIF 16: <i>Arrendamientos</i>	1 de enero de 2019
CINIIF 22: <i>Transacciones en moneda extranjera y contraprestaciones anticipadas</i>	1 de enero de 2018
CINIIF 23: <i>Incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias</i>	1 de enero de 2019

- **NIIF 9 “Instrumentos Financieros”**

En julio de 2014 el IASB emitió la versión final de la NIIF 9, que reemplaza a la NIC 39 “*Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición*” y sustituye a todas las versiones anteriores del nuevo estándar. La NIIF 9 es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 y se permite su adopción anticipada.

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

(i) Clasificación y medición

La NIIF 9 introduce un nuevo enfoque de clasificación para los *activos financieros*, basado en dos conceptos: las características de los flujos de efectivo contractuales del activo financiero y el modelo de negocio de la compañía.

Bajo este nuevo enfoque se sustituyen las cuatro categorías de clasificación de la NIC 39 por las tres categorías siguientes:

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

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

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

#### (ii) Deterioro

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

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

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

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

#### (iii) Contabilidad de cobertura

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

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

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

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

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

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

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

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

El IASB emitió en mayo de 2015 la NIIF 15, norma aplicable a todos los contratos con clientes, con algunas excepciones, que reemplaza a todas las normas actuales relacionadas con el reconocimiento de ingresos:

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

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

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

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

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

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

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

- **NIIF 16 “Arrendamientos”**

La NIIF 16 fue emitida en enero de 2016 por el IASB, 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:

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

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

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

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

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

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

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

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



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

## 2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados intermedios 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 intermedios 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).

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.l).
- 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 intermedios (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 intermedios, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlos (al alza o a la baja) en próximos periodos, 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 si, y sólo si, están presentes los siguientes elementos: i) poder sobre la filial, ii) exposición, o

derecho, a rendimientos variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos rendimientos.

Enel 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 se consolidan por integración global, tal como se describe en la nota 2.7.

En el Anexo N° 1 de los presentes estados financieros consolidados 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**

Con fecha 1 de marzo de 2016, en el marco del proceso de reorganización societaria y como consecuencia de la operación de división descrita en la Nota 6.1, se ha producido la baja de la totalidad de las sociedades que formaban parte del negocio de generación y distribución en Chile, las cuales se detallan en el Anexo N° 2. El impacto de esta operación sobre los estados financieros consolidados de Enel Américas, se detalla en la Nota 6.1.

El 1 de octubre de 2016, se perfeccionó la fusión por absorción de nuestra filial colombiana Codensa S.A. E.S.P., la entidad absorbente, con Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., las entidades absorbidas, que hasta esa fecha tenían la consideración de negocios conjunto. El impacto de esta operación en los estados financieros consolidados de Enel Américas se detalla en la Nota 7.1.

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 7.2.

#### **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 S.A. ESP. (“Codensa”) y Emgesa S.A. E.S.P. (“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 intermedios, 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 intermedios, 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 se consolidan, integrándose en los estados financieros consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones intra Grupo.

Los resultados integrales de las sociedades filiales, se incluyen en 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 presente ejercicio el entorno económico primario y la generación y uso de sus flujos de efectivo de Enel Américas, estarán principalmente denominados en dólares de los Estados Unidos. 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 de los Estados Unidos ("USD").

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/USD 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 han sido 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 han sido 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 han sido convertidos a USD usando los tipos de cambio de cierre de \$669,47 CLP/USD y \$710,16 CLP/USD, 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 de los Estados Unidos.

#### Estado de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016:

	31-12-2016		01-01-2016	
	Como fue reportado M\$	Re-expresado MUS\$	Como fue reportado M\$	Re-expresado MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.800.510.297	2.689.456	1.185.163.344	1.668.868
Otros activos corrientes	1.396.740.564	2.086.338	1.404.462.485	1.977.670
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	5.323.935.881	7.496.812
Activos no corrientes	8.084.304.645	12.075.678	7.535.592.681	10.611.120
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>11.281.555.506</b>	<b>16.851.472</b>	<b>15.449.154.391</b>	<b>21.754.470</b>
Otros pasivos corrientes	2.558.790.354	3.822.112	2.559.728.698	3.604.439
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	1.945.652.102	2.739.738
Otros pasivos financieros no corrientes	2.396.753.894	3.580.077	1.847.296.592	2.601.240
Otros pasivos no corrientes	1.050.762.685	1.569.544	906.668.619	1.276.710
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>6.006.306.933</b>	<b>8.971.733</b>	<b>7.259.346.011</b>	<b>10.222.127</b>
Capital emitido	4.621.809.178	6.903.684	5.804.447.986	10.680.663
Acciones propias en cartera	(94.046.713)	(140.479)	-	-
Ganancias acumuladas	2.143.057.158	3.201.125	3.380.661.523	5.809.538
Otras reservas	(2.520.350.733)	(3.764.697)	(3.158.960.224)	(8.004.579)
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>4.150.468.890</b>	<b>6.199.633</b>	<b>6.026.149.285</b>	<b>8.485.622</b>
Participaciones no controladoras	1.124.779.683	1.680.105	2.163.659.095	3.046.721
<b>TOTAL PATIMONIO</b>	<b>5.275.248.573</b>	<b>7.879.738</b>	<b>8.189.808.380</b>	<b>11.532.343</b>
<b>TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>11.281.555.506</b>	<b>16.851.471</b>	<b>15.449.154.391</b>	<b>21.754.470</b>

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

Resultados Integrales	31-12-2016	
	Como fue reportado M\$	Re-expresado MUS\$
<b>Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza</b>	<b>5.197.285.970</b>	<b>7.686.134</b>
Materias primas y consumibles utilizados	(2.645.098.805)	(3.911.769)
<b>Margen de Contribución</b>	<b>2.552.187.165</b>	<b>3.774.365</b>
<b>Resultado de Explotación</b>	<b>1.217.155.025</b>	<b>1.800.020</b>
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuestos</b>	<b>930.483.597</b>	<b>1.376.069</b>
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(359.368.522)	(531.461)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	<b>571.115.075</b>	<b>844.608</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	115.130.387	170.263
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>686.245.462</b>	<b>1.014.871</b>
<b>OTROS RESULTADOS INTEGRALES</b>	<b>133.302.988</b>	197.138
<b>RESULTADO INTEGRAL TOTAL</b>	<b>819.548.450</b>	<b>1.212.009</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a</b>		
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	383.059.534	566.497
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	303.185.928	448.374
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>686.245.462</b>	<b>1.014.871</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	533.275.016	788.647
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	286.273.434	423.362
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>	<b>819.548.450</b>	<b>1.212.009</b>
<b>Ganancia por acción básica y diluida</b>		
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	6,13	0,00907
Ganancia (pérdidas) por acción básica en operaciones discontinuadas	1,57	0,00232
Ganancia (pérdida) por acción básica	7,70	0,01139
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	49.768.783.340	49.768.783.340

#### 4. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

Los principales criterios contables aplicados en la elaboración de los estados financieros consolidados intermedios adjuntos, han sido los siguientes:

##### a) Propiedades, planta y equipo

Las propiedades, plantas y equipos se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Adicionalmente al precio pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define período sustancial como aquel que supera los 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
<b>Plantas y equipos de generación:</b>	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	10 – 85
Equipo electromecánico	10 – 60
Centrales de Carbón/Fuel	10 – 40
Centrales Ciclo Combinado	10 – 50
<b>Plantas y equipos de distribución:</b>	
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	6 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	70 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	70 años
EGP Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	10 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	3 años
Enel CIEN S.A. (CIEN - Línea 2)	Brasil	2002	20 años	5 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 30 de septiembre de 2107, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, 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 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	10 años
Enel Distribución Ceará S.A. (ex – Coelce) (Distribución) (*)	Brasil	1997	30 años	11 años
CELG Distribuição S.A. (Distribución)	Brasil	2015	30 años	28 años

(\*) Considerando que una parte de los derechos adquiridos por las filiales son incondicionales, se ha reconocido un activo financiero disponible para la venta (ver Notas 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 2016, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones fueron las que a continuación se detallan:

País	Moneda	Tasas de crecimiento (g)
		31-12-2016
Argentina	Peso argentino	11,1%
Brasil	Real	4,6% - 5,9%
Perú	Sol	3,2% - 4,5%
Colombia	Peso colombiano	3,8%

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 2016, fueron las siguientes:

País	Moneda	31-12-2016	
		Mínimo	Máximo
Argentina	Peso argentino	29,8%	40,6%
Brasil	Real	11,0%	21,8%
Perú	Sol	7,2%	11,5%
Colombia	Peso colombiano	10,0%	10,7%

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 cuatro categorías:

- **Préstamos y cuentas por cobrar:** las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar y cuentas por cobrar a empresas relacionadas se registran a su costo amortizado, correspondiendo éste al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva.

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

- **Inversiones mantenidas hasta el vencimiento:** aquellas que el Grupo tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento, se contabilizan al costo amortizado según se ha definido en el párrafo anterior.
- **Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:** incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.
- **Activos financieros disponibles para la venta:** son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las tres categorías anteriores, correspondiendo casi en su totalidad a inversiones financieras en instrumentos de patrimonio y activos financieros de acuerdo a CINIIF 12 “Acuerdos de concesión de servicios” (ver Nota 9).

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.

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**

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

- En el caso de los activos financieros que tienen origen comercial incluidos dentro de la categoría “Préstamos y cuentas por cobrar”, tanto en el segmento de generación y transmisión como en el de distribución de energía eléctrica, se provisionan los saldos sobre los que existe evidencia objetiva de la incapacidad de recuperación de valor. Con carácter general, las sociedades del Grupo tienen definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad, como puede ser el caso de montos por cobrar a entidades públicas (ver Nota 10).
- Para el caso de los activos financieros con origen financiero, que se incluyen dentro de las categorías “Préstamos y cuentas por cobrar” e “Inversiones mantenidas hasta el vencimiento”, la determinación de la necesidad de deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, y se mide como la diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados, descontados a la tasa de interés efectiva original (ver Notas 9 y 21).
- En el caso de las inversiones financieras disponibles para la venta, los criterios de deterioro se detallan en la Nota 4.f.1.

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

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

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

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.l; 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 intermedios, 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 subsidiarias, asociadas y acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen sólo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias reviertan en un futuro previsible y que se disponga de ganancias tributarias contra las cuales puedan utilizarse las diferencias temporarias.

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

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

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

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

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

#### **p) Reconocimiento de ingresos y gastos**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

#### q) Ganancia (pérdida) por acción

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

Los presentes estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas, al y por el período de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, han sido preparados de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad N° 34, Información Financiera Intermedia.

## 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

## 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 IFRS, 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 descalces entre los costos reconocidos en la tarifa y los costos reales ajenos a la gestión de la distribuidora, e intensificados por los costos implícitos de la sequía, la ANEEL, en enero de 2015, comenzó la aplicación de un Sistema Tarifario denominado “Banderas Tarifarias” que aplica un cobro mensual adicional sobre la tarifa de los consumidores, siempre que el costo marginal del sistema sea superior al estándar reglamentario. El

objetivo de la ANEEL es indicarle al consumidor una el costo de la generación del mes subsecuente, y anticipándole al Distribuidor un monto que solamente obtendría en el próximo proceso de ajuste tarifario.

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

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

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

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

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

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

- Bandera tarifa verde: condiciones favorables de generación
- Bandera Tarifa amarilla: R\$ 2,00 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 1: R\$ 3,00 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 2: R\$ 3,50 por100 (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.

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.

### **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.

#### **Prorrateo 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 prorrateo 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 1 de marzo de 2016, 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 (siendo 3 MW para suministro de agua), conectado a la red de distribución a través de las instalaciones de unidades de consumo.

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 237**

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

### **Medida Provisional N° 735**

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

#### 1) Encargos Sectoriales:

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

#### 2) Tasa de Itaipú

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

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

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

#### 3) Subastas

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

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

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

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

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

#### **Tarifa Blanca**

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

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

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

- Empieza la aplicación en enero de 2018 para los consumidores que ya están conectados con un consumo superior a 500 kWh / mes (media de 12 ciclos) y nuevas conexiones;
- Empieza la aplicación en enero de 2019 para los consumidores que ya están conectados con un consumo superior a 250 kWh / mes (media de 12 ciclos);
- Después de enero de 2020 para cualquier consumidor;
- El costo de la energía, en esta opción de tarifas, se obtiene en períodos hora de pico, intermedio y de menor actividad y son aprobados por la ANEEL en las revisiones periódicas de las distribuidoras.
- No pueden hacer la elección para la “tarifa blanca” los consumidores de bajos ingresos (según reglamentación específica de la ANEEL) y el alumbrado público.
- El costo del medidor es asumido por el Distribuidor, excepto el medidor con funciones adicionales;
- Una posible adaptación de las instalaciones de la unidad de consumo será costeadada por su propietario.

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

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

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

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

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

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

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

ANEEL considera que esta medida mejorará la eficiencia operativa del sistema eléctrico. La incorporación de las DIT a las compañías distribuidoras se realizará en la primera revisión de las tarifas que tendrá lugar a partir del 1 enero de 2019. 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 (Coelce) por medio de la Resolución N° 2.223. El reajuste tarifario anual de COELCE 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.

### **Audiencia Pública 046 - Agenda Regulatoria de la ANEEL para el bienio 2018-2019**

Aneel instauró una audiencia pública (046/2017) para discutir la elaboración de la Agenda Regulatoria para el bienio 2018-2019. La Agenda Regulatoria es un documento formal, que define un conjunto de actividades normativas que serán discutidas por la agencia en los próximos dos años de trabajos.

Entre los asuntos incluidos en la referida propuesta, se destacan los temas: (i) regulación de la gobernanza de datos del Programa Mensual de Operación; (ii) Reglamentación del "Constrained off" de centrales generadoras eólicas; (iii) regulación de CVU diferenciado para la prestación de servicio ancilar; (iv) la revisión de los criterios y procedimientos para calcular la parte de las inversiones vinculadas a bienes reversibles, aún no amortizadas o no depreciadas; (v) Análisis del proyecto piloto sobre respuesta de la demanda; (vi) adecuaciones regulatorias derivadas de la formación del precio en base horaria; (vii) la revisión de las metodologías de definición parámetros regulatorios de los costos operativos, pérdidas, incumplimiento, otros ingresos y factor X; (viii) definición del Banco de Precios Referenciales para reconocimiento de las inversiones en la Base de Remuneración de las Dx; (ix) revisión de la fórmula de prorrateo del incumplimiento en la Liquidación Financiera del Mercado de Corto Plazo - MCP; (x) Mejora de los procedimientos de prepago de energía eléctrica y de mini y micro generación; entre otros.

## **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**)
- 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 e hidrocarburos (DS 029-94-EM y 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”, además crea un mecanismo de ingresos garantizados pagado por la demanda mediante un cargo tarifario en el peaje de conexión. Tiene como objetivo es incorporar hasta el 5% de la producción de energía eléctrica mediante recursos de energía renovable y se promociona la generación RER mediante subastas.

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 del 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.

El **Decreto de Urgencia 049-2008** indicó que se fijaron criterios para efectos del despacho económico establecido en el marco regulatorio del sub-sector eléctrico. Uno de éstos es que los costos marginales de corto plazo del SEIN, se determinarán considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad, no debiendo ser superiores al valor límite de S./ 313,50/MWh establecido por el Ministerio de Energía y Minas en su Resolución N° 607-2008-MEM/DM. También se estableció que los retiros sin contrato que efectúen las distribuidoras del SEIN para atender a sus usuarios regulados, serán asignados por el COES a los generadores, valorizados a los precios en barra del mercado regulado, en proporción a la energía firme eficiente anual de cada generador menos sus ventas de energía por contratos.

La vigencia del Decreto de Urgencia 049-2008 fue hasta 31 de diciembre de 2011. Sin embargo, su vigencia fue prorrogada por el Decreto de Urgencia 079-2010 hasta el 31 de diciembre de 2013 y luego por la Ley 30.115 hasta el 31 de diciembre de 2016. Finalmente mediante la Ley N° 30.513 se prorroga hasta el 1 de octubre del 2017.

**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.

#### **Normatividad emitida el 2017:**

- Mediante Ley N° 30543 del CONGRESO DE LA REPUBLICA, se promulgó la Ley que elimina el cobro de afianzamiento de seguridad energética que viene afectando el costo del servicio eléctrico y ordena la devolución de dicho importe a los usuarios del servicio energético:
  - Dejar sin efecto el cobro del Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética (CASE).
  - Dejar sin efecto la aplicación del Cargo por Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (Tarifario SISE) y la Tarifa Regulada de Seguridad (TRS).
  - Encargase al Poder Ejecutivo establecer los mecanismos para la devolución de los pagos efectuados a través de los recibos de luz, por concepto de CASE, SISE y TRS.
- Mediante Decreto Supremo N°007-2017-EM, debido a las constantes lluvias y desastres naturales que están ocurriendo en nuestro país se ha establecido medidas inmediatas a fin de garantizar el suministro de energía

eléctrica a los usuarios del Servicio Público a nivel nacional, como son la inaplicación de Normas Técnicas de Calidad de los Servicios Eléctricos y la declaración de un periodo de 30 días de Situación Excepcional en el SEIN.

- Mediante Decreto Supremo N°008-2017-EM, se establece un régimen de autorización para la importación de energía en situación de emergencia. En el marco de situaciones de emergencia según lo dispuesto en la Decisión 757, concordado con el numeral 5.3 del Reglamento Interno para la aplicación de la Decisión 757 de la CAN, y en ausencia de otras opciones disponibles, el COES se encuentra autorizado a realizar intercambios de electricidad de emergencia para asegurar el suministro eléctrico al Servicio Público de Electricidad.
- Mediante Decreto Supremo N°019-2017-EM publicado el 07 de junio del 2017, 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).
- Mediante Ley N° 30640 del CONGRESO DE LA REPUBLICA publicado el 16 de agosto del 2017, 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 en el artículo 75 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°022-2017-EM publicado el 16 de agosto del 2017, se dictan medidas para Reglamentar la Ley N° 30543, Ley que elimina el cobro de afianzamiento de Seguridad Energética que viene afectando el costo del servicio eléctrico y ordena la devolución de dicho importe a los usuarios del servicio energético.
- Mediante Decreto Supremo N°028-2017-EM publicado el 18 de setiembre del 2017, modifica el Decreto Supremo N° 020-2016-EM, por el que se suspende temporalmente la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) en la Zona Sur del SEIN. Las interrupciones de suministro que se produzcan por las desconexiones en la Línea de Transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya en 220 kV, no dan lugar a la aplicación del pago de compensaciones previsto en la NTCSE.
- Mediante Decreto Supremo N°032-2017-EM publicado el 30 de setiembre del 2017, Suspende hasta el 31 de diciembre de 2018 la implementación del Reglamento del Mercado Secundario de Gas Natural aprobado mediante Decreto Supremo N° 046-2010-EM. Durante este plazo, las operaciones en el Mercado Secundario podrán realizarse en forma de acuerdos bilaterales.

### 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. 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”).

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 (“FNCR”) 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.

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 – FENOG, 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.

- *En Perú*, existe un porcentaje objetivo del 5% de participación de Energías Renovables No Convencionales (“ERN”) 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 Biomas; 20 MW Mini-Hidro; y 15 MW Biogas.

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

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

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

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

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

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.

#### 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 (“INDECOP”), autoridad antitrust, que puede imponer condiciones de conducta comerciales. En Colombia, ninguna empresa podrá tener directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización de electricidad, por otro lado para la actividad de generación se establecen dos criterios, uno que revisa los límites de participación en función de la concentración del mercado (índice HHI) y el tamaño de los agentes según su Energía Firme, y otro que revisa condiciones de pivotalidad en el mercado según la disponibilidad de los recursos frente a la demanda del sistema. Adicionalmente, en Colombia aquellas empresas creadas con posterioridad a la Ley de Servicios Públicos de 1994, únicamente pueden desarrollar actividades complementarias de generación-comercialización y distribución-comercialización. Finalmente en el caso de Brasil, con los cambios en el sector eléctrico derivados de la Ley Nº 10.848/2004 y del Decreto Nº 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 cálculo 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 cuestionamiento 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.

Adicionalmente y en relación al “Acuerdo Marco” que es un convenio entre EDESUR, el Estado Nacional y la Provincia de Buenos Aires cuyo objeto es proveer de suministro eléctrico a los barrios carenciados El día 3 de agosto de 2017 se suscribió la Adenda s dicho Acuerdo.. El mismo se encontraba vencido desde diciembre de 2014 y sin embargo EDESUR continuó prestando el servicio como si el mismo estuviese vigente, lo que ocasionó que no solo no se cobre por la prestación del servicio sino que no sea posible su registración contable como un crédito de la compañía. Encontrándose a la fecha, en proceso la cancelación de los saldos involucrados.

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 Ampla a partir del 15 de marzo de 2016. El reajuste fue un aumento promedio de 7,38% para todos los clientes de Ampla (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. Persisten las propuestas de aplicación del factor de mensualización, exclusiones por calidad del servicio y remuneración de activos bajo la metodología de activo depreciado.

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. Finalmente, seguimos a la espera de la Resolución definitiva de la metodología para la fórmula tarifaria aplicable a los usuarios

## Perú

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. (ex Edelnor S.A.) para el período noviembre 2013 a octubre 2017, las mismas que mediante Resolución Ministerial N° 530-2016-MEM/DM publicada en diciembre de 2016, 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 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.

A continuación se presentan los principales grupos de activos y pasivos clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios al 1 de marzo de 2016, fecha en que se materializó la división de Enersis Américas, y al 1 de enero de 2016:

	01-03-2016 MU\$	01-01-2016 MU\$
<b>ACTIVOS</b>		
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>		
Efectivo y equivalentes al efectivo	240.517	203.140
Otros activos financieros corrientes	849	22.971
Otros activos no financieros corriente	8.687	5.611
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	871.247	839.761
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	48.967	33.248
Inventarios	64.028	60.010
Activos por impuestos corrientes	41.178	28.594
<b>ACTIVOS CORRIENTES TOTALES</b>	<b>1.275.473</b>	<b>1.193.335</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>		
Otros activos financieros no corrientes	37.560	30.628
Otros activos no financieros no corrientes	8.411	6.717
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	21.735	20.266
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	48.965	64.375
Activos intangibles distintos de la plusvalía	63.293	60.380
Plusvalía	1.325.314	1.249.377
Propiedades, planta y equipo	5.145.674	4.828.726
Propiedad de inversión	12.178	11.478
Activos por impuestos diferidos	32.134	31.530
<b>TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>6.695.264</b>	<b>6.303.477</b>
<b>TOTAL DE ACTIVOS</b>	<b>7.970.737</b>	<b>7.496.812</b>
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>		
Otros pasivos financieros corrientes	40.923	39.318
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	765.735	781.396
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	89.457	77.784
Otras provisiones corrientes	13.841	22.994
Pasivos por impuestos corrientes	30.850	21.291
Otros pasivos no financieros corrientes	13.695	8.618
<b>PASIVOS CORRIENTES TOTALES</b>	<b>954.501</b>	<b>951.401</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>		
Otros pasivos financieros no corrientes	1.352.395	1.291.537
Otras cuentas por pagar no corrientes	7.294	8.497
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	376	137
Otras provisiones no corrientes	83.822	79.019
Pasivo por impuestos diferidos	355.845	331.054
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	83.196	77.480
Otros pasivos no financieros no corrientes	651	613
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>1.883.579</b>	<b>1.788.337</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>2.838.080</b>	<b>2.739.738</b>

(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
<b>Total</b>	<b>174.110</b>	<b>(171.514)</b>

(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	592.604
Otros ingresos, por naturaleza	3.768
<b>Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza</b>	<b>596.372</b>
Materias primas y consumibles utilizados	(348.186)
<b>Margen de Contribución</b>	<b>248.186</b>
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	4.954
Gastos por beneficios a los empleados	(23.685)
Gasto por depreciación y amortización	-
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(1.425)
Otros gastos por naturaleza	(24.408)
<b>Resultado de Explotación</b>	<b>203.622</b>
Otras ganancias (pérdidas)	-
Ingresos financieros	3.771
Costos financieros	(12.677)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	1.903
Diferencias de cambio	(31)
Resultado por unidades de reajuste	394
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuestos, operaciones discontinuadas</b>	<b>196.982</b>
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones discontinuadas	(27.605)
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS</b>	<b>169.377</b>
<b>Ganancia (Pérdida) operaciones discontinuadas atribuibles a:</b>	
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a los propietarios de la controladora	114.574
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a participaciones no controladoras	54.803
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL OPERACIONES DISCONTINUADAS</b>	<b>169.377</b>

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:

<b>ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES</b> Ganancia (pérdida)	<b>29-02-2016</b> <b>MUS\$</b>
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS</b>	<b>169.377</b>
<b>Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, neto de impuestos</b>	
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	-
<b>Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, neto de impuestos</b>	
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión	(2.759)
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	(20.335)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	18.614
<b>Total Otro Resultado Integral de Operaciones Discontinuadas</b>	<b>(4.480)</b>
<b>RESULTADO INTEGRAL TOTAL OPERACIONES DISCONTINUADAS</b>	<b>164.897</b>
<b>Resultado integral de operaciones discontinuadas atribuible a:</b>	
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	111.895
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	53.002
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL OPERACIONES DISCONTINUADAS</b>	<b>164.897</b>

(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:

<b>ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO RESUMIDOS</b>	<b>29-02-2016</b> <b>MUS\$</b>
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	223.616
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(67.882)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(129.753)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	<b>25.981</b>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	11.278
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	<b>37.259</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	203.140
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	<b>240.399</b>

## 7. COMBINACIONES DE NEGOCIOS

### 7.1 FUSIÓN POR ABSORCIÓN ENTRE CODENSA S.A. Y DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE CUNDINAMARCA S.A. (DECSA) Y EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA S.A. (EEC)

El 1 de octubre de 2016, se materializó la fusión entre nuestra filial colombiana Codensa S.A. (“Codensa”) y sus filiales Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. (“DECSA”) y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (“EEC”).

DECSA, incorporada en 2009 como un negocio conjunto entre nuestra filial Codensa (con un 49% de propiedad accionaria) y Empresa Eléctrica de Bogotá (con un 51% de propiedad accionaria), era a su vez la matriz de EEC (con un 82,34% de propiedad accionaria) la empresa distribuidora de energía de la región de Cundinamarca.

En virtud de la fusión, Codensa absorbió por incorporación a DECSA y EEC, a través de un intercambio de acciones sin aportes monetarios, disolviéndose estas últimas, sin liquidarse. El número total de acciones emitidas por Codensa fue de 1.668.377 acciones por un monto total de MUS\$ 34.939 (MCol \$ 105.532.468).

En consecuencia, el Grupo alcanzó a través de su filial Codensa, el control de DECSA y EEC. Previo a la fusión, DECSA era considerada un negocio conjunto contabilizado usando el método de la participación.

La fusión de DECSA y EEC en Codensa fue registrada siguiendo los criterios de contabilización de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, detallados en la nota 2.7.1.

En lo operativo esta transacción generará sinergias y mayores economías de escala bajo la sociedad fusionada, resultando en un mejoramiento de la operación actual con mayor confiabilidad y mejor calidad del servicio, al igual que una expansión más coordinada y organizada de las redes de distribución en la región, consolidando una estructura más efectiva y competitiva frente a los retos del sector.

Si la adquisición hubiese ocurrido el 1 de enero de 2016, se estima que para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2016, los ingresos de actividades ordinarias consolidados habrían incrementado en MUS\$ 97.603 y la ganancia consolidada antes de impuesto se habría incrementado en MUS\$ 3.620. Previo a la fusión Codensa y EEC eran consideradas dos UGEs independientes, sin embargo durante este proceso se solicitó ante la entidad regulatoria correspondiente la “Integración de mercados”, con lo cual ambos negocios se convirtieron en un solo mercado atendido por Codensa fusionada y para el cual rige una misma tarifa.

La moneda funcional de las entidades adquiridas es el Peso Colombiano (\$ Col). 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 Codensa son convertidos siguiente el criterio contable detallado en la nota 2.7.3.

#### a) Contraprestación transferida

La contraprestación transferida corresponde a los instrumentos de patrimonio emitidos por Codensa que fueron entregados a los otros accionistas de DECSA y EEC, considerando la siguiente relación de intercambio de acciones:

Número de acciones previo a la fusión	132.093.274
Número de acciones nuevas emitidas	1.668.377
Número de acciones posterior a la fusión	133.761.651
Porcentaje de incremento accionario	1,247%
	<b>MUS\$</b>
Valor razonable de Codensa (1)	2.801.355
Valor razonable de la contraprestacion transferida	34.939

- (1) El valor razonable de Codensa fue obtenido mediante un “fairness opinion” efectuado por la banca de inversión de Banco BBVA de Colombia, ajustado en los dividendos del 1 de septiembre al 31 de diciembre de 2014 cuyo pago fue previsto para el 2016.

#### b) Costos relacionados con la adquisición

Codensa incurrió en costos de MUS\$ 356 relacionados con la fusión, por concepto de honorarios de asesoría financiera. Estos costos fueron reconocidos en el rubro “Otros gastos por naturaleza” del estado de resultados integrales consolidado por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016.

### c) Activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición

A continuación se resumen los valores razonables reconocidos para los activos adquiridos y los pasivos asumidos en la fecha de adquisición:

<b>Activos netos adquiridos identificables</b>	<b>Valor razonable MUS\$</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo	9.153
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar (1)	19.046
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	2.244
Inventarios	2.403
Propiedades, planta y equipo	139.679
Activos intangibles distintos de la plusvalía	615
Otros activos no financieros	991
Activos por impuestos corrientes	5.239
Activo por impuestos diferidos	26.383
Otros pasivos financieros	(42.547)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(19.328)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	(1.588)
Provisiones por beneficios a los empleados	(30.703)
Otras provisiones (2)	(12.136)
Pasivos por impuestos corrientes	(4.465)
Pasivo por impuesto diferido	(24.450)
<b>Total</b>	<b>70.536</b>

- (1) El monto bruto de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar es de MUS\$ 19.796, de los cuales se estima que MUS\$ 434 sean incobrables.
- (2) En la fecha de adquisición, se ha identificado una provisión por pasivos contingentes con un valor razonable de MUS\$ 6.569, originada por contingencias legales y tributarias.

Considerando la naturaleza del negocio y activos de DECSA y EEC, la medición del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos fue realizada utilizando los siguientes enfoques de valoración:

- i.- enfoque de mercado mediante el método de comparación, tomando como base los precios de mercado cotizados para elementos idénticos o comparables cuando estos están disponibles.
- ii.- enfoque del costo, o costo de reposición depreciado, el cual refleja los ajustes relacionados con el deterioro físico así como también la obsolescencia funcional y económica.
- iii.- enfoque de ingresos, el cual mediante técnicas de valoración que convierten montos futuros (por ejemplo, flujos de efectivo o ingresos y gastos) en un monto presente único (es decir, descontado). La medición del valor razonable se determina sobre la base del valor indicado por las expectativas de mercado presentes sobre esos montos futuros.

#### Conciliación de valores

Los valores razonables surgieron finalmente como consecuencia de una evaluación y conciliación de los resultados de los métodos seleccionados, en base a la naturaleza de cada uno de los activos adquiridos y pasivos asumidos.

### d) Compra en condiciones ventajosas

La combinación de negocios originó un resultado por compra en condiciones ventajosas originado porque el valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos excedió el total del valor razonable de la consideración transferida y el valor razonable de la participación pre-existente.

	<b>MUS\$</b>
Contraprestación transferida	34.939
Valor razonable de participación pre-existente	28.283
Valor razonable de los activos netos adquiridos identificables	(69.838)
<b>Ganancia reconocida en transacción de adquisición en condición muy ventajosa</b>	<b>(6.616)</b>

La ganancia reconocida por la compra en condiciones ventajosas fue reconocida en "Otras ganancias (pérdidas)" en el estado de resultados integrales consolidado por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016.



### e) Remediación de participación pre-existente y diferencias de cambio por conversión

La remediación del valor razonable de la participación pre-existente que Codensa tenía sobre DECSA y EEC, resultó en una pérdida de MUS\$ 17.091. Este monto corresponde a la diferencia negativa que surge de comparar el valor razonable de la participación pre-existente en DECSA y EEC con su valor en libros.

Por otra parte, las diferencias de cambio por conversión de la participación pre-existente, acumuladas en el patrimonio de Enel Américas hasta la fecha de toma de control, fueron reclasificadas al resultado del período, generando una pérdida de MUS\$ 3.633.

Ambos montos fueron registrados en el rubro "otras ganancias (pérdidas)" del estado de resultados integrales consolidado en el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016.

## 7.2 ADQUISICIÓN DE 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 antimonopólicia de Energia Elétrica (ANEEL) y, en consecuencia se ha procedido a la firma del respectivo contrato de compraventa por el 99,88% del capital social de Celg Distribuição S.A. ("CELG"), por un monto total de R\$ 2.269 millones (aproximadamente US\$ 730 millones). Establecida en 1956 y con sus oficinas principales en Goiania, CELG 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 CELG se financió completamente con fondos recaudados en el aumento de capital de Enel Américas aprobado a fines de 2012. Esta adquisición aumenta la base de clientes de Enel Brasil de 6.989.209 a 9.817.668, lo que incrementa el número de clientes del Grupo Enel a nivel mundial, a aproximadamente 65 millones.

La moneda funcional de CELG 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 CELG son convertidos siguiendo el criterio contable detallado en la nota 2.7.3.

A partir de la fecha de adquisición, CELG contribuyó ingresos de actividades ordinarias por MUS\$ 638.967 y pérdida antes de impuestos por MUS\$ 56.374 a los resultados de Enel Américas para el período terminado el 31 de marzo de 2017. Si la adquisición hubiese ocurrido el 1 de enero de 2017, se estima que para el ejercicio finalizado al 30 de septiembre de 2017, los ingresos de actividades ordinarias consolidados se habrían incrementado en MUS\$ 748.437 y la ganancia consolidada antes de impuesto habría disminuido en MUS\$ 44.056.

### a) 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
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)
<b>Total</b>	<b>2.268.668</b>	<b>729.975</b>

(\*) 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.

**b) Determinación de la plusvalía**

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

**c) A continuación se muestran los montos pagados para obtener el control de CELG:**

<b>Efectivo y equivalentes al efectivo para obtener el control de CELG</b>	<b>MUS\$</b>
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
<b>Total neto</b>	<b>(720.402)</b>

## 8. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

- a) La composición del efectivo y equivalentes al efectivo al 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al		
	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Efectivo en caja	2.309	2.055	10.868
Saldos en bancos	462.808	618.107	273.816
Depósitos a corto plazo	870.924	1.741.986	808.247
Otros instrumentos de renta fija	95.821	327.308	575.937
<b>Total</b>	<b>1.431.862</b>	<b>2.689.456</b>	<b>1.668.868</b>

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:

Detalle del Efectivo y Equivalentes del Efectivo	Moneda	Saldo al		
		30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	-	946.734	1.176.452
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	\$ Argentinos	197.797	214.806	63.202
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	\$ Colombianos	257.225	410.744	220.699
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	Real Brasileño	315.745	297.395	128.428
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	Nuevo Sol Peruano	120.194	151.841	48.932
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	US\$ Estadounidenses	540.163	667.936	31.155
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	Euros	738	-	-
<b>Total</b>	<b>Total</b>	<b>1.431.862</b>	<b>2.689.456</b>	<b>1.668.868</b>

- c) A continuación se presenta la conciliación de efectivo y equivalente al efectivo presentados en el estado de situación con el efectivo y equivalentes al efectivo en el estado de flujo de efectivo, al 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016:

	Saldo al		
	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado situación financiera)	1.431.862	2.689.456	1.668.868
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para distribuir a los propietarios (*)	-	-	203.140
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	<b>1.431.862</b>	<b>2.689.456</b>	<b>1.872.008</b>

(\*) Ver nota 6.1.II.i).

- d) A continuación se muestran los montos recibidos por la venta de participación de filiales:

Pérdida de control en subsidiarias	Saldo al		
	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Importe recibido por la venta de subsidiarias	-	-	35.203
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en entidades vendidas	-	-	(25.854)
<b>Total neto</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>9.350</b>

- e) Otras salidas de efectivo clasificadas como actividades de financiación:

Otros pagos de actividades de financiación	Por los periodos terminados	
	30-09-2017 MUS\$	30-09-2016 MUS\$
Efectivo y efectivos equivalentes transferidos a Enel Chile (1)	-	236.887
Otros pagos de actividades de financiación	25.397	70.402
<b>Total otros pagos de actividades de financiación</b>	<b>25.397</b>	<b>307.289</b>

- (1) Como consecuencia de la materialización de la división de Enel Américas (ver nota 6.1), con fecha 1 de marzo de 2016, se distribuyeron saldos de efectivo y efectivo equivalente al Grupo Enel Chile.

- f) 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 por actividades de operación	Por los períodos terminados	
	30-09-2017 MUS\$	30-09-2016 MUS\$
Pagos por otros impuestos (VAT, ICMS, PIS/COFINS, impuesto a las ventas, impuestos aduaneros, impuestos transferencias bancarias) (1)	(1.433.275)	(918.897)
Pagos por recaudación realizadas por contrato Codensa Hogar (2)	(485.241)	(404.997)
Pagos por la Cuenta de Desarrollo Energético (CDE) (3)	(445.225)	(183.832)
Otros pagos varios de actividades de operación (4)	(392.499)	(283.896)
<b>Total otros pagos por actividades de operación</b>	<b>(2.756.240)</b>	<b>(1.791.622)</b>

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

- 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\$ 1.031.461 y MUS\$ 640.771 por los períodos terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, respectivamente.
- Impuestos PIS/COFINS: En Brasil, el “Programa de Integração Social” (PIS), es un impuesto de contribución social que pagan las compañías, cuyo objetivo es financiar el pago del seguro de desempleo y de ayuda a trabajadores de baja renta, mientras que el “Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social” (COFINS), es un impuesto de contribución federal, aplicado sobre los ingresos brutos provenientes de las ventas comerciales. Los montos totales pagados por PIS/COFINS fueron MUS\$ 265.363 y MUS\$ 156.300 por los períodos terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, respectivamente.
- Pagos por impuestos a las ventas en Perú por MUS\$ 64.535 y MUS\$ 63.976 por los períodos terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, respectivamente.

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

- (3) En Brasil, la Ley 10,438/2002 creó la “Conta de Desenvolvimento Energético” (Cuenta de Desarrollo Energético - CDE). La CDE es un fondo gubernamental cuyo objetivo es promover el desarrollo de fuentes alternativas de energía, promover la globalización de los servicios energéticos y subsidiar clientes residenciales de baja renta. El fondo es financiado mediante cargos incluidos en las tarifas a clientes y generadores y contribuciones gubernamentales.

- (4) Otros pagos varios de actividades de operación incluyen diversos tipos de pagos individualmente no significativos que están relacionados con actividades de la operación.

- g) La siguiente tabla detalla los cambios en los pasivos que se originan por actividades de financiamiento del Grupo al 30 de septiembre de 2017, incluyendo aquellos cambios que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo. Los pasivos que se originan por actividades de 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 1/1/2017 (1) MUS\$	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo						Saldo al 30/09/2017 (1) MUS\$
		Provenientes MUS\$	Utilizados (3) MUS\$	Intereses MUS\$	Total MUS\$	Adquisición de filiales MUS\$	Cambios en valor MUS\$	Diferencias de cambio MUS\$	Costos financieros MUS\$	Nuevos arrendamientos MUS\$	Otros cambios MUS\$	
Préstamos bancarios (Nota 19.1)	964.845	389.968	(255.645)	(54.916)	79.407	55.421	(371)	13.278	69.159	-	(1.918)	1.179.821
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 19.1)	3.154.734	215.551	(346.365)	(177.141)	(307.955)	-	-	49.835	172.044	-	11.167	3.079.825
Arrendamiento financiero (Nota 19.1)	125.190	-	(35.787)	(81)	(35.868)	-	-	(35)	4.462	17.239	965	111.953
Otros préstamos (Nota 19.1)	63.001	-	(90.877)	(25.127)	(116.004)	273.635	(15.725)	6.001	15.717	-	7.102	233.727
Instrumentos derivados de cobertura (Nota 21)	21.027	230	(12.749)	-	(12.519)	-	(7.370)	7.116	11.352	-	(541)	19.065
Instrumentos derivados de no cobertura (Nota 21)	-	-	(12.878)	-	(12.878)	-	19.845	112	2.541	-	-	9.620
<b>Total</b>	<b>4.328.797</b>	<b>605.749</b>	<b>(754.301)</b>	<b>(257.265)</b>	<b>(405.817)</b>	<b>329.056</b>	<b>(3.621)</b>	<b>76.307</b>	<b>275.275</b>	<b>17.239</b>	<b>16.775</b>	<b>4.634.011</b>

- (1) Saldo correspondiente a la porción corriente y no corriente.
- (2) Corresponde al devengamiento de intereses.
- (3) El agregado de los flujos de efectivo utilizados por préstamos bancarios, obligaciones con el público no garantizadas y otros préstamos corresponde al monto total de pagos de préstamos por MUS\$ 692.887 en el estado de flujos de efectivo.

## 9. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

La composición de otros activos financieros al 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, es la siguiente:

Otros activos financieros (*)	Saldo al					
	Corrientes			No corrientes		
	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	-	1.202	1.907	868
Activos financieros disponibles para la venta CINIIF 12 (2)	-	-	-	1.291.291	1.026.870	687.019
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento (1)	90.051	37.642	38.295	53	54	56
Instrumentos derivados de cobertura	753	259	1.651	6.081	-	1.378
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado (1)	51.961	65.753	49.943	-	479	-
Instrumentos derivados de no cobertura	169	32.602	6.234	1.508	-	-
<b>Total</b>	<b>142.934</b>	<b>136.256</b>	<b>96.123</b>	<b>1.300.135</b>	<b>1.029.310</b>	<b>689.321</b>

(\*) ver nota 21.1.a

- (1) Los montos incluidos en inversiones mantenidas hasta el vencimiento y activos financieros a valor razonable con cambios en resultado, corresponden principalmente a depósitos a plazo y otras inversiones de alta liquidez, que son fácilmente convertibles en efectivo y están sujetas a un bajo riesgo de alteraciones en su valor, pero no cumplen estrictamente con la definición de equivalentes de efectivo tal como se define en la nota 4.f.2 (por ejemplo, con vencimiento superior a 90 días desde el momento de la inversión).
- (2) 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. y Enel Distribución Ceará S.A.. 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.

Este nuevo antecedente originó una modificación en la forma en que se venían valorizando y clasificando los montos que las filiales prevén recuperar, como concepto de indemnización, cuando el período de concesión finalice. Anteriormente, siguiendo un enfoque basado en el costo histórico de las inversiones, estos derechos se registraban como una cuenta por cobrar, pasando a partir de entonces a valorizarse en función de VNR y clasificándose estos derechos como activos financieros disponibles para la venta (ver nota 4.f).

## 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 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016 es la siguiente:

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al					
	Corrientes			No Corrientes		
	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
<b>Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto</b>	<b>2.623.136</b>	<b>1.806.551</b>	<b>1.681.848</b>	<b>1.806.551</b>	<b>557.898</b>	<b>561.417</b>
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	2.048.171	1.492.862	1.210.566	1.492.862	115.564	115.854
Otras cuentas por cobrar, bruto (1)	574.965	313.689	471.282	313.689	442.334	445.563

Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al					
	Corrientes			No Corrientes		
	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
<b>Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto</b>	<b>2.211.590</b>	<b>1.538.858</b>	<b>1.532.234</b>	<b>760.155</b>	<b>537.212</b>	<b>561.417</b>
Cuentas comerciales por cobrar, neto	1.639.692	1.229.445	1.062.537	58.975	94.878	115.854
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	571.898	309.413	469.697	701.180	442.334	445.563

(1) Incluye principalmente al 30 de septiembre de 2017, cuentas por cobrar al personal por cobrar al personal por MUS\$ 30.162 (MUS\$ 21.113 y MUS\$ 19.828 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente); impuestos por recuperar (IVA) por MUS\$ 70.249 (MUS\$ 68.372 y MUS\$ 87.940 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente); 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\$ 369.772 (MUS\$ 27.733 y MUS\$ 212.345 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente), las cuales se encuentran garantizadas por el estado

brasileño; cuentas por cobrar por MUS\$ 247.260 (MUS\$ 184.183 y MUS\$ 118.002 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente) 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\$ 389.787 (MUS\$ 347.670 y MUS\$334.326 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente).

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 períodos terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016.

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

b) Al 30 septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas, pero no deterioradas es el siguiente:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	Saldo al		
	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Con antigüedad menor de tres meses	325.961	239.540	166.013
Con antigüedad entre tres y seis meses	59.966	28.511	36.306
Con antigüedad entre seis y doce meses	21.950	25.941	39.738
Con antigüedad mayor a doce meses	37.699	23.890	9.906
<b>Total</b>	<b>445.576</b>	<b>317.882</b>	<b>251.963</b>

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\$
<b>Saldo al 1 de enero de 2016</b>	<b>149.614</b>
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	131.252
Montos castigados	(76.468)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	75.593
Otros movimientos	8.389
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2016</b>	<b>288.380</b>
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	106.888
Montos castigados	(58.011)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	4.010
Otros movimientos	70.279
<b>Saldo al 30 de septiembre de 2017</b>	<b>411.546</b>

(\*) 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\$ 106.888 y MUS\$ 83.751 durante los períodos terminados al 30 de septiembre de 2017 y 2016, 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 4.f.3 y 20.5).

d) Información adicional:

- Información adicional estadística requerida por oficio circular N° 715 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, de fecha 3 de febrero de 2012, (taxonomía XBRL). Ver Anexo 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 con entidades relacionadas han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta nota.

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

La controladora de Enel 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 entre la sociedad y sus entidades relacionadas no consolidables son los siguientes:

#### a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al					
							Corriente			No corriente		
							30-09-2017 MUS	31-12-2016 MUSS	01-01-2016 MUSS	30-09-2017 MUSS	31-12-2016 MUSS	01-01-2016 MUSS
Extranjero	Endesa España	España	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Más de 90 días	-	19	18	-	-	-
Extranjero	Endesa España	España	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Más de 90 días	-	-	40	-	-	-
Extranjero	Endesa España	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Más de 90 días	18	-	8	-	-	-
Extranjero	Endesa Energía S.A.	España	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	37	20	43	-	-	-
Extranjero	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	106	93	162	-	-	-
Extranjero	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	45	48	59	290	360	501
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	41.474	-	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	32	22	5	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.289	-	1.311	-	-	-
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Ventas de energía	Menos de 90 días	-	-	779	-	-	-
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	305	-	-	-
Extranjero	Endesa Generación	España	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	51	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	10	6	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	2	22	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	22	22	-	-	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	1	-	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	96	-	-	-
76.014-670-K	GasAtacama Chile S.A.	Chile	Matriz común	Real	Cuenta corriente mercantil	Menos de 90 días	131	-	-	-	-	-
76.014-670-K	GasAtacama Chile S.A.	Chile	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	-	128	-	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.384	129	-	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	22	1.307	-	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	-	3	-	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	95	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	141	-	-	-
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	103	54	205	-	-	-
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	820	328	165	-	-	-
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cristal Eólica	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	-	1	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Ventas de energía	Menos de 90 días	131	55	1	473	-	-
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	1	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Ventas de energía	Menos de 90 días	170	40	1	343	-	-
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	141	85	1	727	-	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	1	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz común	Real	Ventas de energía	Menos de 90 días	162	57	1	487	-	-
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	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Tacaico Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Ventas de energía	Menos de 90 días	104	27	-	227	-	-
Extranjero	Enel Green Power Tacaico Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Gerónimo Eólic	Brasil	Matriz común	Real	Ventas de energía	Menos de 90 días	131	67	1	569	-	-
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Gerónimo 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	184	70	1	604	-	-
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Peajes	Menos de 90 días	-	1	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Dois Riachos SA	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	524	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ituverava Sur Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	3	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ituverava Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ituverava Norte Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	-	-	-	-	-
Extranjero	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	Mexico	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	22	-	-	-
Extranjero	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	Mexico	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	46	34	-	-	-	-
Extranjero	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	Mexico	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	32	10	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Colombia	Colombia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	175	27	1.377	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Participações Ltda	Brasil	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	38	37	30	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Maniçoba	Brasil	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	1	1	1	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Esperança	Brasil	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	1	1	1	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Damascena	Brasil	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	-	1	1	-	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	18	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Energia	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	85	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Cabeça de Boi S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	199	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Fazenda S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	162	-	-	-	-	-
Extranjera	Quatiara Energia S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	84	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Cristalândia I Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	418	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Cristalândia II Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Cristalândia III Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	2.143	-	-	-	-	-
Extranjera	Socibe Energia S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	314	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Delfina A Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Delfina D Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Delfina E Eólica S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	1	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Horizonte MP Solar S.A.	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	3	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	293	-	-	-
<b>Total</b>							<b>9.397</b>	<b>45.620</b>	<b>5.023</b>	<b>3.720</b>	<b>360</b>	<b>501</b>

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		01-01-2016 MUSS	
							30-09-2017 MUSS	31-12-2016 MUSS	30-09-2017 MUSS	31-12-2016 MUSS		
Extranjero	Enel Latinoamérica S.A.	España	Matriz común	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	62	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	-	-	84	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	-	88.919	41.762	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	243	400	425	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	8	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	298	1.818	584	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	-	22	541	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	-	68	-	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	-	31	245	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	-	232	-	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	-	-	82.935	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	138	58	-	-	-
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	\$ Arg	Cuenta corriente mercantil	Menos de 90 días	173	-	-	-	-	-
Extranjero	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	199	264	227	-	-	-
78.932.860-9	Gas Atacama Chile	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	170	49	-	-	-	-
Extranjero	Endesa Generación	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	226	37	40	-	-	-
Extranjero	Enel Distribuzione	Italia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	129	1.181	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribuzione	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.844	2.726	273	-	-	-
Extranjero	Enel Produzione	Italia	Matriz común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	1.435	1.320	-	-	-	-
Extranjero	Enel Produzione	Italia	Matriz común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.399	592	-	-	-	-
Extranjero	Enel Produzione	Italia	Matriz común	Euros	Cuenta corriente mercantil	Menos de 90 días	3.878	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Produzione	Italia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	766	591	260	-	-	-
Extranjero	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	371	-	-	-	-
Extranjero	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	5.337	2.131	-	-	-
Extranjero	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	55	272	-	-	-
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Compras de energía	Menos de 90 días	-	-	1.580	-	-	-
Extranjero	Endesa España	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.036	107	104	-	-	-
Extranjero	Endesa España	España	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	660	-	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	115	1.933	-	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	95	41	-	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	115	36	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	920	5.732	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	122	955	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	11	45	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	3.040	511	-	-	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	2.483	-	-	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	265	-	-	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	597	-	-	-	-
76.536.353-6	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Cuenta corriente mercantil	Menos de 90 días	-	776	-	-	-	-
76.536.353-6	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	3.424	727	-	-	-	-
76.536.353-6	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.192	-	-	-	-	-
76.536.353-6	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	57	54	-	-	-	-
76.536.353-6	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	1.353	20	-	-	-	-
Extranjero	Yacylec S.A.	Argentina	Matriz común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	-	15	-	-	-	-
Extranjero	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	299	152	-	-	-	-
Extranjero	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	914	521	-	-	-	-
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	16.935	-	-	-
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	41.609	25.470	4.001	-	-	-
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	2.708	4.056	13	-	-	-
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.696	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	703	837	83	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	561	397	215	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	556	415	156	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	729	539	331	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	516	380	222	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Dois Riachos SA	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	1.875	455	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Tacacó	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	401	282	101	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Edic	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	588	401	259	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA	Brasil	Matriz común	Real	Compras de energía	Menos de 90 días	722	506	276	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Quatara	Brasil	Matriz común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	393	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Parapananema	Brasil	Matriz común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	120	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Salto Apicacas	Brasil	Matriz común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	523	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Fazenda S.A.	Brasil	Matriz común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	874	229	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cabeça de Boi	Brasil	Matriz común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	951	311	-	-	-	-
Extranjero	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	4.537	6.072	-	-	-	-
Extranjero	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	12.486	5.648	116	-	-	-
Extranjero	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	132	63	-	-	-	-
Extranjero	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	182	69	-	-	-	-
Extranjero	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	129	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda.	Brasil	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	501	490	403	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Brasil	Brasil	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	27	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	34	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	88	33	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cristalândia I Eolica S.A.	Brasil	Matriz común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	463	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cristalândia II Eolica S.A.	Brasil	Matriz común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	2.374	-	-	-	-	-
Extranjero	Socibe Energia S.A.	Brasil	Matriz común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.026	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Mourao S.A.	Brasil	Matriz común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	21	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	378	291	91	-	-	-
			<b>Total</b>				<b>101.270</b>	<b>166.854</b>	<b>154.750</b>			





## 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 30 de septiembre de 2017, corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 28 de abril de 2016, 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 sobre Sociedades Anónimas y la 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 S.A. 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 UF en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 22,00 UF 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 30 de septiembre de 2017 y 2016:

RUT	Nombre	Cargo	30-09-2017			
			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 - junio 2017	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras (2)	Vicepresidente	enero - junio 2017	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale (4)	Director	enero - junio 2017	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo (3)	Director	enero - junio 2017	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - junio 2017	95	-	31
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini (5)	Director	enero - junio 2017	95	-	31
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui (6)	Director	enero - junio 2017	93	-	30
<b>TOTAL</b>				<b>283</b>	<b>-</b>	<b>92</b>

RUT	Nombre	Cargo	30-09-2016			
			Período de desempeño	Directorio de Enel Américas MUS\$	Directorio de filiales MUS\$	Comité de Directores MUS\$
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - junio 2016	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Vicepresidente	mayo - junio 2016	-	-	-
Extranjero	Francesco Starace	Vicepresidente	enero - abril 2016	-	-	-
4.975.992-4	Herman Chadwick Piñera	Director	enero - junio 2016	37	-	12
Extranjero	Enrico Viale	Director	mayo - junio 2016	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo	Director	mayo - junio 2016	-	-	-
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - abril 2016	37	-	12
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - junio 2016	105	-	35
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	mayo - junio 2016	74	-	25
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	mayo - junio 2016	74	-	25
Extranjero	Alberto de Paoli	Director	enero - junio 2016	-	-	-
Extranjero	Francesco Di Carlo	Director	enero - junio 2016	-	-	-
<b>TOTAL</b>				<b>327</b>	<b>-</b>	<b>109</b>

- (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
24.852.381-6	Francisco Galán Allué (4)	Gerente Administración, Finanzas y Control
Extranjero	Emanuele Brandolini (8)	Gerente de Planificación y Control
Extranjero	Raffaele Cutrignelli (7)	Gerente de Auditoría Interna
24.852.388-3	Francesco Giorgianni (5)	Gerente de Relaciones Institucionales
15.307.846-7	José Miranda Montecinos (2)	Gerente de Comunicación
24.166.243-8	Alain Rosolino (3)	Gerente de Recursos Humanos y Organización
7.625.745-0	Antonio Barreda Toledo (6)	Gerente de Aprovisionamiento
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto	Fiscal y Secretario del Directorio

Los señores Alain Rosolino, José Miranda Montecinos, 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. José Miranda Montecinos asumió el 1 de diciembre de 2014 como Gerente de Comunicaciones en reemplazo del Sr. Daniel Horacio Martini, quien presentó su renuncia voluntaria a Enel Américas, prestando sus servicios hasta el día 1 de diciembre de 2014.

(3) El Sr. Alain Rosolino asumió el 1 de octubre de 2016 como Gerente de Recursos Humanos y Organización en reemplazo de la Sra. Paola Visintini Vaccarezza quien presentó su renuncia voluntaria a Enel Américas, prestando sus servicios hasta el día 30 de septiembre de 2016.

(4) El Sr. Francisco Galán Allué asumió el 15 de diciembre de 2014 como Gerente de Administración, Finanzas y Control en reemplazo del Sr. Eduardo Escaffi.

(5) El Sr. Francesco Giorgianni asumió el 15 de diciembre de 2014 como Gerente de Relaciones Institucionales.

(6) El Sr. Antonio Barreda Toledo asumió el 29 de enero de 2015 como Gerente de Aprovisionamiento en reemplazo del Sr. Eduardo López Miller.

(7) El Sr. Raffaele Cutrignelli asumió el 1 de octubre de 2016 como Gerente de Auditoría Interna en reemplazo del Sr. Alain Rosolino, quien asumió la Gerencia de Recursos Humanos y Organización, en esa misma fecha.

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

#### 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 30 de septiembre de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Remuneración	3.207	3.798
Beneficios a corto plazo para los empleados	117	243
Otros beneficios a largo plazo	-	86
<b>Total</b>	<b>3.324</b>	<b>4.127</b>

#### 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 este rubro al 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al		
	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Mercaderías	-	592	1.228
Suministros para la producción	<b>25.660</b>	<b>23.167</b>	<b>22.616</b>
Petróleo	16.705	15.498	19.154
Carbón	8.955	7.669	3.462
Otros inventarios (*)	102.818	75.439	110.010
<b>Total</b>	<b>128.478</b>	<b>99.198</b>	<b>133.854</b>
<b>Detalle de otros inventarios</b>			
<b>(*) Otros inventarios</b>	<b>102.818</b>	<b>75.439</b>	<b>110.010</b>
Repuestos	23.376	32.858	32.206
Materiales eléctricos	79.442	42.581	77.804

No existen inventarios pignorados como garantía de cumplimiento de deudas.

Por los períodos terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a MUS\$ 178.153 y MUS\$ 291.127, respectivamente. Ver Nota 27.

Por los períodos terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, 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 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al		
	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Pagos provisionales mensuales (*)	45.139	73.552	63.753
Crédito por utilidades absorbidas	606	45.285	67
Créditos por gastos de capacitación	-	13	113
Otros	415	4.121	2.889
<b>Total</b>	<b>46.160</b>	<b>122.971</b>	<b>66.822</b>

(\*) Pagos provisionales mensuales efectuados por sociedades holding.

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero 2016, es la siguiente:

Pasivos por Impuestos	Saldo al		
	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Impuesto a la renta	119.629	201.467	200.811
<b>Total</b>	<b>119.629</b>	<b>201.467</b>	<b>200.811</b>

## 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 nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2017 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016:

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 30/09/2017	Provisión patrimonio negativo	Saldo al 30/09/2017
						MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Extranjero	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	22,22%	-	-	1.264	-	(70)	-	-	1.194	(208)	986
Extranjero	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	50,00%	17	-	1	-	(2)	-	-	16	-	16
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	971	-	1.652	(1.097)	(128)	-	-	1.398	-	1.398
Extranjero	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	769	-	1.025	(576)	(102)	-	-	1.116	-	1.116
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	40,90%	13	-	-	-	(1)	-	-	12	-	12
<b>TOTAL</b>						<b>1.770</b>	<b>-</b>	<b>3.942</b>	<b>(1.673)</b>	<b>(303)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3.736</b>	<b>(208)</b>	<b>3.528</b>

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2016	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado Integral	Otros incrementos (decrementos)	Saldo al 31/12/2016	Provisión patrimonio negativo	Saldo al 31/12/2016
						MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Extranjero	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	22,22%	343	-	(525)	-	(26)	-	-	(208)	208	-
Extranjero	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	50,00%	21	-	-	-	(4)	-	-	17	-	17
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	877	-	997	(721)	(182)	-	-	971	-	971
Extranjero	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	807	-	791	(671)	(158)	-	-	769	-	769
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	40,90%	16	-	-	-	(3)	-	-	13	-	13
Extranjero	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. (1)	Negocio conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%	41.532	-	1.443	(398)	2.361	(391)	(44.547)	-	-	-
<b>TOTAL</b>						<b>43.596</b>	<b>-</b>	<b>2.706</b>	<b>(1.790)</b>	<b>1.988</b>	<b>(391)</b>	<b>(44.547)</b>	<b>1.562</b>	<b>208</b>	<b>1.770</b>

(1) El 1 de octubre de 2016, Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. se fusionó con nuestra filial colombiana Codensa S.A. Ver Nota 7.1.

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

- Inversiones con influencia significativa.

A continuación se detalla información financiera al 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016 de los estados financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	30 de septiembre de 2017									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente MUS\$	Activo no corriente MUS\$	Pasivo corriente MUS\$	Pasivo no corriente MUS\$	Ingresos ordinarios MUS\$	Gastos ordinarios MUS\$	Ganancia (Pérdida) MUS\$	Otro resultado integral MUS\$	Resultado integral MUS\$
Yacylec S.A.	22,22%	7.991	414	3.892	77	10.619	(4.903)	5.716	(314)	5.402

  

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2016									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente MUS\$	Activo no corriente MUS\$	Pasivo corriente MUS\$	Pasivo no corriente MUS\$	Ingresos ordinarios MUS\$	Gastos ordinarios MUS\$	Ganancia (Pérdida) MUS\$	Otro resultado integral MUS\$	Resultado integral MUS\$
Yacylec S.A.	22,22%	1.419	194	2.465	85	1.399	(3.762)	(2.362)	(185)	(1.395)

  

Inversiones con influencia significativa	1 de enero de 2016									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente MUS\$	Activo no corriente MUS\$	Pasivo corriente MUS\$	Pasivo no corriente MUS\$	Ingresos ordinarios MUS\$	Gastos ordinarios MUS\$	Ganancia (Pérdida) MUS\$	Otro resultado integral MUS\$	Resultado integral MUS\$
GNL Chile S.A. (*)	33,33%	103.201	27.942	83.373	36.524	923.397	(921.304)	2.093	1.472	3.565
GNL Quintero S.A. (*)	20,00%	217.091	956.470	31.126	1.021.779	183.819	(151.894)	31.925	13.046	44.971
Electrogas S.A. (*)	42,50%	13.800	65.922	17.167	22.654	33.156	(14.960)	18.196	1.796	19.992
Yacylec S.A.	22,22%	2.549	273	1.223	57	1.940	(2.780)	(840)	(488)	(1.328)

(\*) Al 1 de enero de 2016, estas inversiones en asociadas están clasificadas como activos mantenidos para distribuir a los propietarios. Con fecha 1 de marzo de 2016, estas inversiones dejaron de pertenecer al Grupo (ver Nota 6.1).

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.

- Negocios conjuntos

A continuación se incluye información al 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016 de los estados financieros de los principales negocios conjuntos:

% Participación	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (*)			Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (*)			Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. (**)		
	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Total de Activos corrientes	-	-	708	-	-	7.515	-	-	21.106
Total de Activos no corrientes	-	-	21.346	-	-	17.107	-	-	179.006
Total de Pasivos corrientes	-	-	4.634	-	-	657	-	-	23.398
Total de Pasivos no corrientes	-	-	80	-	-	2.577	-	-	77.975
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	-	603	-	-	6.878	-	-	3.928
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	1.523
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	32.712
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	-	-	-	4.017	-	97.603	122.038
Gasto por depreciación y amortización	-	-	-	-	-	(1.054)	-	(8.829)	(12.354)
Pérdidas por deterioro de valor	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ingresos procedentes de intereses	-	-	28	-	-	2.364	-	960	892
Gastos por intereses	-	-	-	-	-	-	-	(4.050)	(4.366)
Gasto por impuestos a las ganancias	-	-	(12)	-	-	(957)	-	(3.458)	(7.375)
<b>Ganancia (pérdida)</b>	-	-	(6.665)	-	-	3.290	-	3.620	2.713
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	(240)	(11.650)
<b>Resultado integral</b>	-	-	(6.665)	-	-	3.290	-	3.380	(8.938)

(\*) Al 1 de enero de 2016, estas inversiones en asociadas están clasificadas como activos mantenidos para distribuir a los propietarios. Con fecha 1 de marzo de 2016, estas inversiones dejaron de pertenecer al Grupo (ver Nota 6.1).

(\*\*) El 1 de octubre de 2016, Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. se fusionó con nuestra filial colombiana Codensa S.A. Ver Nota 7.1.

En el Anexo 3 de estas notas consolidadas se describe la principal actividad de nuestros negocios conjuntos, así como también el porcentaje de participación.

c. 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 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016:

Activos intangibles	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
<b>Activos Intangibles bruto</b>	<b>6.668.357</b>	<b>3.525.393</b>	<b>2.737.272</b>
Servidumbre y Derechos de Agua	59.692	55.533	51.776
Concesiones	6.387.159	3.267.682	2.518.336
Costos de Desarrollo	24.841	24.080	36.790
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	43.339	34.259	15.891
Programas Informáticos	150.710	135.780	111.481
Otros Activos Intangibles Identificables	2.616	8.059	2.998

Activos Intangibles, Amortización y Deterioro	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
<b>Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor</b>	<b>(2.804.763)</b>	<b>(1.715.235)</b>	<b>(1.355.331)</b>
<b>Activos Intangibles Identificables</b>	<b>(2.804.763)</b>	<b>(1.715.235)</b>	<b>(1.355.331)</b>
Servidumbre y Derechos de Agua	(16.222)	(14.577)	(12.951)
Concesiones	(2.671.263)	(1.583.704)	(1.243.448)
Costos de Desarrollo	(13.217)	(12.520)	(11.717)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(15.765)	(15.411)	(12.467)
Programas Informáticos	(85.799)	(86.445)	(71.905)
Otros Activos Intangibles Identificables	(2.497)	(2.578)	(2.843)

Activos intangibles	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
<b>Activos Intangibles netos</b>	<b>3.863.594</b>	<b>1.810.158</b>	<b>1.381.941</b>
Servidumbre y Derechos de Agua	43.470	40.956	38.826
Concesiones Neto (1) (*)	3.715.896	1.683.978	1.274.887
Costos de Desarrollo	11.624	11.560	25.073
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	27.574	18.849	3.424
Programas Informáticos	64.911	49.334	39.576
Otros Activos Intangibles Identificables	119	5.481	155

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

Empresa titular de la concesión	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla)	1.074.194	1.020.630	765.200
Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce)	753.417	663.348	509.687
CELG Distribución S.A.	1.888.285	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>3.715.896</b>	<b>1.683.978</b>	<b>1.274.887</b>

(\*) Ver nota 4.c.1)



La composición y movimientos de los activos intangibles durante el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2017 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016, han sido los siguientes:

### Período 2017

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
<b>Movimientos en activos intangibles identificables</b>							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	158	344	490.682	9.504	15.693	-	516.381
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios (3)	-	-	1.910.306	-	-	-	1.910.306
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	299	1.077	(23.136)	473	(51)	3	(21.335)
Amortización (1)	(389)	(1.339)	(165.626)	(1.192)	(7.736)	(21)	(176.303)
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>	-	(4)	(58)	-	5.406	(5.344)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	(4)	(58)	-	5.406	(5.344)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios (2)	-	-	-	-	-	-	-
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	(4)	-	(4.180)	(60)	(259)	-	(4.503)
Disposiciones	-	-	-	-	-	-	-
Retiros de servicio	(4)	-	(4.180)	(60)	(259)	-	(4.503)
Otros incrementos (disminuciones)	-	2.436	(176.070)	-	2.524	-	(171.110)
<b>Total movimientos en activos intangibles identificables</b>	64	2.514	2.031.918	8.725	15.577	(5.362)	2.053.436
Saldo final al 30 de septiembre de 2017	11.624	43.470	3.715.896	27.574	64.911	119	3.863.594

### Período 2016

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 2016	25.073	38.826	1.274.887	3.424	39.576	155	1.381.941
<b>Movimientos en activos intangibles identificables</b>							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	2.157	2.574	399.408	15.413	-	21.234	440.786
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	650	1.585	284.446	390	1.223	497	288.791
Amortización (1)	(157)	(1.390)	(114.152)	(1.179)	(7.974)	-	(124.852)
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>	(104)	(556)	(121.040)	801	16.509	(15.895)	(120.285)
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(104)	-	-	(166)	21.270	(21.000)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios (2)	-	(556)	(121.040)	967	(4.761)	5.105	(120.285)
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	(16.059)	(83)	(39.571)	-	-	(510)	(56.223)
Disposiciones	(16.059)	(83)	(39.571)	-	-	(510)	(56.223)
Retiros de servicio	-	-	-	-	-	-	-
Otros incrementos (disminuciones)	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total movimientos en activos intangibles identificables</b>	(13.513)	2.130	409.091	15.425	9.758	5.326	428.217
Saldo final al 31 de diciembre de 2016	11.560	40.956	1.683.978	18.849	49.334	5.481	1.810.158

(1) Ver Nota 29.

(2) Corresponde principalmente al traspaso al rubro activos financieros durante el período 2016 de nuestras filiales Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A., en conformidad con lo establecido en CINIIF 12.

(3) Corresponde al valor razonable determinado provisionalmente para las concesiones adquiridas como parte de la adquisición del 99,88% de participación accionaria de la entidad brasileña Celg Distribuição S.A. realizada el 14 de febrero de 2017 por nuestra filial Enel Brasil (Ver Nota 7.2).

Al 30 de septiembre de 2017, las principales adiciones a activos intangibles por MUS\$ 490.682 provienen principalmente de Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. y CELG S.A. 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 2016, las principales adiciones a activos intangibles por un total de MUS\$399.408 provienen principalmente de Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A.

Las adiciones de activos intangibles por el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2017 fueron de MUS\$ 516.381 (MUS\$ 440.786 por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016).

La amortización de activos intangibles ascendió a MUS\$ 176.303 y MUS\$ 91.018 por los períodos terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, respectivamente (Ver Nota 29).

Durante los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso en el rubro de concesiones por un monto de MUS\$ 51.642 y MUS\$ 16.610, 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 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016 (Ver Nota 4.d).

Al 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, 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 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero 2016:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial	Diferencia de	Saldo Final	Diferencia de	Saldo Final
		1/1/2016	Conversión de Moneda Extranjera	31/12/2016	Conversión de Moneda Extranjera	30/09/2017
		MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla)	Enel Distribución Río S.A.	214.570	46.419	260.989	5.737	266.726
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	13.642	753	14.395	354	14.749
Enel Generación El Chocón S.A.	Enel Generación El Chocón S.A.	8.199	(1.520)	6.679	(609)	6.070
Enel Distribución Perú S.A.	Enel Distribución Perú	67.775	929	68.704	2.068	70.772
EGP Cachoeira Dourada S.A.	EGP Cachoeira Dourada S.A.	78.678	17.020	95.698	2.104	97.802
Enel Generación Perú S.A.	Enel Generación Perú	127.566	1.749	129.315	3.893	133.208
Emgesa S.A. E.S.P.	Emgesa S.A. E.S.P.	6.034	334	6.368	156	6.524
Generalima S.A.	Enel Distribución Perú	20	-	20	1	21
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	999	216	1.215	27	1.242
Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce)	Enel Distribución Ceará S.A.	108.009	23.366	131.375	2.888	134.263
<b>Total</b>		<b>625.492</b>	<b>89.266</b>	<b>714.758</b>	<b>16.619</b>	<b>731.377</b>

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 30 de septiembre de 2017 (Ver Nota 4.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 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Bruto</b>	<b>13.154.068</b>	<b>12.519.170</b>	<b>11.422.783</b>
Construcción en Curso	744.588	848.636	855.089
Terrenos	157.498	151.430	141.522
Edificios	209.616	192.727	174.934
Plantas y Equipos de Generación	6.414.157	6.648.792	5.915.858
Plantas y Equipos de Distribución	5.077.192	4.244.836	3.921.403
Instalaciones Fijas y Accesorios	314.716	255.731	245.183
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	236.301	177.018	168.794

  

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
<b>Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo</b>	<b>(5.221.032)</b>	<b>(4.826.014)</b>	<b>(4.377.094)</b>
Edificios	(89.169)	(86.515)	(74.954)
Plantas y Equipos de Generación	(2.595.297)	(2.635.262)	(2.156.717)
Plantas y Equipos de Distribución	(2.282.108)	(1.895.185)	(1.969.883)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(196.441)	(162.078)	(138.279)
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	(58.017)	(46.974)	(37.261)

  

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Neto</b>	<b>7.933.036</b>	<b>7.693.156</b>	<b>7.045.689</b>
Construcción en Curso	744.588	848.636	855.089
Terrenos	157.498	151.430	141.522
Edificios	120.447	106.212	99.980
Plantas y Equipos de Generación	3.818.860	4.013.530	3.759.141
Plantas y Equipos de Distribución	2.795.084	2.349.651	1.951.520
Instalaciones Fijas y Accesorios	118.275	93.653	106.904
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	178.284	130.044	131.533

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

Movimientos período 2017	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Plantas y Equipos de Generación, Neto	Plantas y Equipos de Distribución, 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\$
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2017</b>	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	442.019	2	-	3.877	-	1.954	109	447.961
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	13.835	-	13.835
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(3.646)	3.703	1.282	(153.223)	237.072	(625)	3.894	88.557
Depreciación (1)	-	-	(3.561)	(153.961)	(123.550)	(15.496)	(8.098)	(304.666)
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (1)	-	-	-	(10.227)	-	-	-	(10.227)
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>	<b>(540.419)</b>	<b>2.464</b>	<b>14.644</b>	<b>123.062</b>	<b>333.871</b>	<b>12.173</b>	<b>54.205</b>	<b>-</b>
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(540.419)	2.464	14.644	123.062	333.871	12.173	54.205	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(540.419)	2.464	14.644	123.062	333.871	12.173	54.205	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	<b>(111)</b>	<b>(45)</b>	<b>-</b>	<b>(363)</b>	<b>(1.964)</b>	<b>(274)</b>	<b>(55)</b>	<b>(2.812)</b>
Disposiciones	5	(4)	-	-	(1.964)	(5)	-	(4)
Retiros	(116)	(41)	-	(363)	(1.964)	(269)	(55)	(2.808)
Otros incrementos (disminución)	(1.891)	(56)	1.870	(3.835)	3	12.955	(1.814)	7.232
<b>Total movimientos</b>	<b>(104.488)</b>	<b>6.068</b>	<b>14.235</b>	<b>(194.670)</b>	<b>445.432</b>	<b>24.622</b>	<b>48.241</b>	<b>239.880</b>
<b>Saldo final al 30 de septiembre de 2017</b>	<b>744.588</b>	<b>157.498</b>	<b>120.447</b>	<b>3.818.860</b>	<b>2.795.083</b>	<b>118.275</b>	<b>178.285</b>	<b>7.933.036</b>

Movimientos período 2016	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Plantas y Equipos de Generación, Neto	Plantas y Equipos de Distribución, 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\$
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2016</b>	855.089	141.522	99.980	3.759.141	1.951.520	106.904	131.533	7.045.689
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	796.488	128	73	4.295	2.697	3.663	3.622	901.266
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	5.140	4.222	7.962	-	119.894	2.078	329	139.615
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(33.100)	6.395	2.407	286.922	(133.636)	8.800	1.887	139.675
Depreciación (1)	-	-	(3.971)	(192.355)	(127.444)	(15.642)	(8.973)	(348.385)
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (1)	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>	<b>(740.651)</b>	<b>(693)</b>	<b>(211)</b>	<b>197.004</b>	<b>540.513</b>	<b>718</b>	<b>3.320</b>	<b>-</b>
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(740.651)	(693)	(211)	197.004	540.513	718	3.320	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(740.651)	(693)	(211)	197.004	540.513	718	3.320	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	<b>(23.353)</b>	<b>(99)</b>	<b>(28)</b>	<b>(39.640)</b>	<b>(3.813)</b>	<b>(274)</b>	<b>(1.674)</b>	<b>(68.881)</b>
Disposiciones	-	(6)	(4)	(36.494)	-	(148)	(1.633)	(38.285)
Retiros	(23.353)	(93)	(24)	(3.146)	(3.813)	(126)	(41)	(30.596)
Otros incrementos (disminución)	(977)	(45)	-	(1.837)	(70)	(12.894)	-	(15.823)
<b>Total movimientos</b>	<b>(6.453)</b>	<b>9.908</b>	<b>6.232</b>	<b>254.389</b>	<b>398.131</b>	<b>(13.251)</b>	<b>(1.489)</b>	<b>647.467</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2016</b>	<b>848.636</b>	<b>151.430</b>	<b>106.212</b>	<b>4.013.530</b>	<b>2.349.651</b>	<b>93.653</b>	<b>130.044</b>	<b>7.693.156</b>

(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\$ 447.961 por el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2017 (MUS\$ 801.266 por el ejercicio terminado el 31 de diciembre 2016). Adicionalmente, como parte de la adquisición de Celg Distribuição S.A. en febrero de 2017, se recibieron activos por un total de MUS\$13.835.

En el negocio de generación destacan las inversiones en centrales de ciclo combinado en las filiales Enel Generación Perú S.A., Emgesa y Enel Generación Costanera que implicaron adiciones al 30 de septiembre de 2017 por MUS\$ 67.425 (Al 31 de diciembre 2016 destacan las inversiones en centrales de ciclo combinado en las filiales Enel Generación Perú S.A., Emgesa y Enel Generación Costanera por MUS\$ 195.604), 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\$ 356.157 al 30 de septiembre de 2017 (MUS\$ 506.298 al 31 de diciembre 2016).

La depreciación de propiedad, planta y equipo ascendió a MUS\$ 304.666 y MUS\$ 257.175 por los períodos terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, 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 30 de septiembre de 2017 y 2016 ascendió a MUS\$ 5.838 y MUS\$ 27.288, respectivamente (Ver Nota 32). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 21,93% al 30 de septiembre de 2017 (25,59% al 30 de septiembre de 2016).

#### b.2) Gastos de personal capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso por los períodos terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016 ascendió a MUS\$ 61.675 y MUS\$ 46.879, respectivamente.

### c) Arrendamiento financiero

Al 30 de septiembre de 2017, las propiedades, plantas y equipos incluyen MUS\$ 178.285 correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero (MUS\$ 130.044 y MUS\$ 131.533 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente).

El valor presente de los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	30-09-2017			31-12-2016			01-01-2016		
	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor Presente MUS\$	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor Presente MUS\$	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor Presente MUS\$
Menor a un año	31.279	326	30.953	43.075	583	42.492	32.404	4.708	27.696
Entre un año y cinco años	87.461	6.461	81.000	87.888	6.928	80.960	63.302	7.861	55.441
Más de cinco años	-	-	-	1.744	8	1.736	27.913	739	27.174
<b>Total</b>	<b>118.740</b>	<b>6.787</b>	<b>111.953</b>	<b>132.707</b>	<b>7.519</b>	<b>125.188</b>	<b>123.619</b>	<b>13.308</b>	<b>110.311</b>

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 30 de septiembre de 2017. 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 períodos terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016 incluyen MUS\$ 19.211 y MUS\$ 13.263, respectivamente, que se relacionan con el devengo durante los citados períodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos fijos en explotación.

Al 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Menor a un año	15.550	22.463	21.192
Entre un año y cinco años	24.707	24.825	30.963
Más de cinco años	11.308	12.570	12.062
<b>Total</b>	<b>51.565</b>	<b>59.858</b>	<b>64.217</b>

### e) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 30 de septiembre de 2017, compromisos de adquisición de bienes de activo fijo por MUS\$ 614.973 (MUS\$ 556.986 y MUS\$ 232.340 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente).

ii) Al 30 de septiembre de 2017, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de MUS\$ 31.073 (MUS\$ 10.736 y MUS\$ 19.577 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente). (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 €1.000 millones (MUS\$ 1.180.600) para el caso de las generadoras y de €\$50 millones (MUS\$ 59.030) 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 €500 millones (MUS\$ 590.300). 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 30 de septiembre de 2017, el monto registrado es por MUS\$ 51.960 (ver nota 4.d).

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\$ 69.559) entre reclamaciones y notas de orden de cambio y se acordó pagar el valor de Col \$ 57.459 millones (MUS\$ 19.558) más un valor de Col \$ 2.800 millones (MUS\$ 953) por el acta de cierre de contrato para un total de \$ Col 60.259 millones (MUS\$ 20.512); 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\$ 25.461) 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 nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	Períodos terminados el 30 de septiembre de,	
	2017 MU\$	2016 MU\$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(465.556)	(386.812)
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)	22.247	16.794
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	(669)	(483)
(Gasto) / Ingreso por impuestos corrientes relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	-	-
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	529	(200)
<b>Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente</b>	<b>(443.449)</b>	<b>(370.701)</b>
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	60.686	95.649
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	(9.054)	993
<b>Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos</b>	<b>51.632</b>	<b>96.642</b>
<b>Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas</b>	<b>(391.817)</b>	<b>(274.059)</b>

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto a las ganancias que resultaría de aplicar la tasa impositiva general vigente al "Resultado Antes de Impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el Estado de Resultados Integrales Consolidados correspondiente a los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	2017 MU\$	Tasa	2016 MU\$
<b>RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS</b>		<b>1.048.894</b>		<b>1.021.947</b>
<b>Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable</b>	<b>(25,50%)</b>	<b>(267.464)</b>	<b>(24,00%)</b>	<b>(245.267)</b>
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(10,93%)	(114.656)	(12,57%)	(128.502)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	9,50%	99.594	5,47%	55.948
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(9,49%)	(99.568)	(10,45%)	(106.762)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores		-	(0,05%)	(483)
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	(0,06%)	(669)	0,10%	993
Corrección monetaria tributaria (inversiones en empresas del grupo, asociadas y negocios conjuntos y patrimonio)	(0,86%)	(9.054)	14,68%	150.014
<b>Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables</b>	<b>(11,86%)</b>	<b>(124.353)</b>	<b>(2,82%)</b>	<b>(28.792)</b>
<b>(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas</b>	<b>(37,36%)</b>	<b>(391.817)</b>	<b>(26,82%)</b>	<b>(274.059)</b>

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 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016:

Activos/(Pasivos) por Impuestos Diferidos	30 de septiembre de 2017		31 de diciembre de 2016		1 de enero de 2016	
	Activos MUS\$	Pasivos MUS\$	Activos MUS\$	Pasivos MUS\$	Activos MUS\$	Pasivos MUS\$
Depreciaciones	79.348	(390.403)	92.595	(382.787)	117.702	(358.742)
Amortizaciones	9.176	(29.957)	9.734	(30.800)	8.797	(26.226)
Provisiones	294.440	(137.491)	264.353	(160.248)	166.816	(127.807)
Obligaciones por beneficios post-empleo	81.332	-	80.216	(87)	57.372	(87)
Revaluaciones de instrumentos financieros	13.356	(3.628)	10.921	(1.535)	26.742	(2.002)
Otros	60.393	(249.588)	21.806	(53.180)	5.445	(40.619)
<b>Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos antes de compensación</b>	<b>538.045</b>	<b>(811.067)</b>	<b>479.625</b>	<b>(628.637)</b>	<b>382.874</b>	<b>(555.483)</b>
Compensación de activos/(pasivos) por impuestos diferidos	(357.519)	357.519	(299.078)	299.078	(228.930)	228.930
<b>Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos después de compensación</b>	<b>180.526</b>	<b>(453.548)</b>	<b>180.547</b>	<b>(329.559)</b>	<b>153.944</b>	<b>(326.553)</b>

El origen y movimientos de los activos y pasivos por impuestos diferidos registrados al 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, es el siguiente:

Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	Saldo neto al 1 de enero de 2017 MUS\$	Movimientos						Saldo neto al 30 de septiembre de 2017 MUS\$
		Reconocidos en ganancias o pérdidas MUS\$	Reconocidos en resultados integrales MUS\$	Reconocidos directamente en patrimonio MUS\$	Adquisiciones MUS\$	Diferencia de conversión de moneda extranjera MUS\$	Otros incrementos (decrementos) MUS\$	
Depreciaciones	(290.192)	(14.365)	-	-	-	(7.888)	1.391	(311.054)
Amortizaciones	(21.066)	111	-	-	-	173	-	(20.782)
Provisiones	104.105	24.423	-	-	-	2.829	(4.400)	126.957
Obligaciones por beneficios post-empleo	80.129	(399)	26	-	-	1.452	124	81.332
Revaluaciones de instrumentos financieros	9.386	2.862	(2.100)	-	-	187	(607)	9.728
Otros	(31.374)	39.000	4	-	(170.521)	8.481	(4.793)	(159.203)
<b>Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos</b>	<b>(149.012)</b>	<b>51.632</b>	<b>(2.070)</b>	<b>-</b>	<b>(170.521)</b>	<b>5.234</b>	<b>(8.285)</b>	<b>(273.022)</b>

Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	Saldo neto al 1 de enero de 2016 MUS\$	Movimientos						Saldo neto al 31 de diciembre de 2016 MUS\$
		Reconocidos en ganancias o pérdidas MUS\$	Reconocidos en resultados integrales MUS\$	Reconocidos directamente en patrimonio MUS\$	Adquisiciones MUS\$	Diferencia de conversión de moneda extranjera MUS\$	Otros incrementos (decrementos) MUS\$	
Depreciaciones	(241.040)	(38.675)	-	(6.664)	-	(3.601)	(212)	(290.192)
Amortizaciones	(17.429)	134	-	-	-	(3.771)	-	(21.066)
Provisiones	39.009	28.093	-	7.776	-	22.422	6.805	104.105
Obligaciones por beneficios post-empleo	57.285	(1.630)	10.954	1.770	-	11.987	(237)	80.129
Revaluaciones de instrumentos financieros	24.740	(16.111)	(853)	-	-	1.793	(183)	9.386
Otros	(35.174)	3.281	(1)	(1.109)	-	686	943	(31.374)
<b>Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos</b>	<b>(172.609)</b>	<b>(24.908)</b>	<b>10.100</b>	<b>1.773</b>	<b>-</b>	<b>29.516</b>	<b>7.116</b>	<b>(149.012)</b>

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.

a. Al 30 de septiembre de 2017, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de MUS\$ 382.256 (MUS\$ 13.208 y MUS\$ 28.644 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente) (Ver nota 4.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 imponibles, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos al 30 de septiembre de 2017 asciende a MUS\$ 1.881.938 (MUS\$ 1.642.458 y MUS\$ 1.379.931 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente). 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 30 de septiembre de 2017, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a MUS\$ 4.089.266 (MUS\$ 3.645.536 y MUS\$ 3.802.832 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente).

Adicionalmente, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles, las cuales al 30 de septiembre de 2017 ascienden a MUS\$ 70.064 (MUS\$ 79.528 y MUS\$ 80.703 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente). Lo anterior, debido a que no es probable que existan utilidades fiscales en futuro que permitan recuperar dichas diferencias temporarias.



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 nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016:

Efectos por Impuestos a las Ganancias de los Componentes de Otros Resultados Integrales	30 de septiembre de 2017			30 de septiembre de 2016		
	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Activos Financieros Disponibles para la Venta	(751)	-	(751)	1.537	-	1.537
Cobertura de Flujo de Caja	10.346	(2.983)	7.363	27.044	(6.758)	20.286
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	-	-	-	(20.724)	-	(20.724)
Diferencias de cambio por conversión	126.124	-	126.124	184.918	-	184.918
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	-	26	26	(13.096)	4.469	(8.627)
<b>Impuesto a las Ganancias Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio</b>	<b>135.719</b>	<b>(2.957)</b>	<b>132.762</b>	<b>179.679</b>	<b>(2.289)</b>	<b>177.390</b>

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales por los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, es la siguiente:

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	Períodos terminados al 30 de septiembre de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales Operaciones Continuas	(2.070)	5.951
Impuestos corrientes sobre movimientos de reservas coberturas (hedge de ingresos y derivados)	(887)	(1.281)
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas en planes de beneficios definidos	-	(401)
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales de Operaciones Discontinuas	-	(6.558)
<b>Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral</b>	<b>(2.957)</b>	<b>(2.289)</b>

## 19. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

El saldo de otros pasivos financieros al 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, es el siguiente:

Otros pasivos financieros	30 de septiembre de 2017		31 de diciembre de 2016		1 de enero de 2016	
	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$
Préstamos que devengan intereses	663.984	3.941.342	743.746	3.564.024	869.208	2.600.816
Instrumentos derivados de cobertura (*)	5.981	19.918	5.275	16.053	97.929	424
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	7.778	10.730	4.836	-	1.481	-
<b>Total</b>	<b>677.743</b>	<b>3.971.990</b>	<b>753.857</b>	<b>3.580.077</b>	<b>968.618</b>	<b>2.601.240</b>

(\*) Ver Nota 21.2.a

(\*\*) Ver Nota 21.2.b

### 19.1 Préstamos que devengan intereses.

El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos que devengan intereses al 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, es el siguiente:

Clases de Préstamos que Devengan Intereses	30 de septiembre de 2017		31 de diciembre de 2016		1 de enero de 2016	
	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No corriente MUS\$
Préstamos bancarios	294.851	884.970	236.220	728.625	264.900	327.568
Obligaciones con el público no garantizadas	301.571	2.778.254	458.908	2.695.826	501.608	1.959.721
Arrendamiento financiero	30.953	81.000	42.494	82.696	27.696	82.615
Otros préstamos	36.609	197.118	6.124	56.877	75.004	230.912
<b>Total</b>	<b>663.984</b>	<b>3.941.342</b>	<b>743.746</b>	<b>3.564.024</b>	<b>869.208</b>	<b>2.600.816</b>

El desglose por monedas y vencimientos de los préstamos bancarios al 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, 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 30/09/2017 MUS\$
					Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2017 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	Ch\$	6,00%	6,00%	Sin Garantía	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perú	US\$	3,44%	3,32%	Sin Garantía	1.379	9.653	11.032	843	-	-	-	-	843
Perú	Soles	5,43%	5,33%	Sin Garantía	196	49.070	49.266	-	-	-	-	-	-
Colombia	US\$	1,90%	1,88%	Sin Garantía	-	35.241	35.241	-	-	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	7,45%	7,26%	Sin Garantía	13.991	18.446	32.437	91.573	73.524	16.423	13.843	20.763	216.126
Brasil	US\$	6,34%	6,43%	Sin Garantía	1.362	1.152	2.514	113.719	232.572	75.151	-	2.759	424.201
Brasil	Real	12,84%	11,58%	Sin Garantía	77.320	87.041	164.361	106.068	80.808	37.432	13.176	6.316	243.800
<b>Total</b>					<b>94.248</b>	<b>200.603</b>	<b>294.851</b>	<b>312.203</b>	<b>386.904</b>	<b>129.006</b>	<b>27.019</b>	<b>29.838</b>	<b>884.970</b>

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31/12/2016 MUS\$
					Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2016 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\$	2,88%	2,79%	Sin Garantía	1.441	25.968	27.409	27.048	421	-	-	-	27.469
Perú	Soles	5,64%	5,53%	Sin Garantía	3.324	-	3.324	47.590	-	-	-	-	47.590
Argentina	\$ Arg	36,74%	32,50%	Sin Garantía	-	1.251	1.251	-	-	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	8,49%	8,21%	Sin Garantía	6.006	68.261	74.267	21.743	89.070	72.078	15.916	27.021	225.828
Brasil	US\$	3,61%	3,60%	Sin Garantía	981	-	981	38.398	76.092	-	-	2.778	117.268
Brasil	Real	11,84%	11,56%	Sin Garantía	45.650	83.338	128.988	112.758	101.837	49.686	35.055	11.134	310.470
<b>Total</b>					<b>57.402</b>	<b>178.818</b>	<b>236.220</b>	<b>247.537</b>	<b>267.420</b>	<b>121.764</b>	<b>50.971</b>	<b>40.933</b>	<b>728.625</b>

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 01/01/2016 MUS\$
					Vencimiento		Total Corriente al 01/01/2016 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\$	3,54%	2,40%	Sin Garantía	37.528	3.990	41.518	5.320	27.103	422	-	-	32.845
Perú	Soles	5,61%	5,20%	Sin Garantía	17.901	-	17.901	2.934	32.276	-	-	-	35.210
Argentina	US\$	9,09%	13,13%	Sin Garantía	5.491	-	5.491	-	-	-	-	-	-
Argentina	\$ Arg	21,74%	37,06%	Sin Garantía	3.792	6.773	10.565	1.522	-	-	-	-	1.522
Colombia	\$ Col	8,32%	6,46%	Sin Garantía	46.368	107.650	154.018	53.732	12.803	12.803	12.803	38.410	130.551
Brasil	Real	9,61%	14,53%	Sin Garantía	12.737	22.670	35.407	42.480	42.480	42.480	-	-	127.440
<b>Total</b>					<b>123.817</b>	<b>141.083</b>	<b>264.900</b>	<b>105.988</b>	<b>114.662</b>	<b>55.705</b>	<b>12.803</b>	<b>38.410</b>	<b>327.568</b>

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

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos bancarios al 30 de septiembre de 2017 asciende a MUS\$ 1.179.364 (MUS\$ 977.422 y MUS\$ 595.815 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016). En ambos ejercicios los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (ver Nota 4.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	30 de septiembre de 2017								
										Corriente			No Corriente					Total No Corriente MUS\$
										Menos de 90 días MUS\$	Más de 90 días MUS\$	Total Corriente MUS\$	Uno a Dos Años MUS\$	Dos a Tres Años MUS\$	Tres a Cuatro Años MUS\$	Cuatro a Cinco Años MUS\$	Más de Cinco Años MUS\$	
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. ( ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	Citibank	Brasil	US\$	4,28%	4,28%	Al Vencimiento	4	-	4	37.861	-	-	-	-	37.861
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. ( ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Brasil	US\$	3,41%	3,41%	Al Vencimiento	135	-	135	75.858	-	-	-	-	75.858
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. ( ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	10,82%	10,68%	Mensual	20.455	36.664	57.119	40.597	36.821	-	8.581	4.252	114.831
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. ( ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Itau	Brasil	US\$	4,29%	4,29%	Al Vencimiento	767	-	767	-	-	75.151	-	-	75.151
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Tokyo	Colombia	\$ Col	8,49%	8,32%	Al Vencimiento	-	205	205	68.078	-	-	-	-	68.078
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Tokyo	Colombia	\$ Col	9,01%	8,82%	Al Vencimiento	1.499	-	1.499	-	55.144	-	-	-	55.144
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota S.A.	Colombia	\$ Col	7,96%	7,69%	Trimestral	854	2.569	3.423	1.459	-	-	-	-	1.459
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco AV Villas	Colombia	\$ Col	7,73%	7,47%	Trimestral	436	1.307	1.743	744	-	-	-	-	744
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	\$ Col	7,73%	7,52%	Trimestral	239	-	941	750	-	-	-	-	750
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	\$ Col	7,77%	7,55%	Trimestral	446	1.410	1.856	1.468	367	-	-	-	1.835
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	6,35%	6,20%	Trimestral	93	277	370	356	71	-	-	-	427
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	6,31%	6,17%	Trimestral	77	237	314	244	122	-	-	-	366
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	6,27%	6,13%	Trimestral	40	128	168	133	66	-	-	-	199
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	6,35%	6,20%	Trimestral	156	469	625	588	235	-	-	-	823
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	6,31%	6,17%	Trimestral	98	305	403	307	230	-	-	-	537
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	6,27%	6,13%	Trimestral	89	291	380	294	220	-	-	-	514
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	6,98%	6,80%	Trimestral	221	762	983	703	351	-	-	-	1.757
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	7,00%	6,82%	Trimestral	119	373	492	416	333	167	-	-	916
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	6,96%	6,79%	Trimestral	171	569	740	511	511	383	-	-	1.405
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Agrario	Colombia	\$ Col	7,36%	7,17%	Trimestral	574	1.920	2.494	1.679	1.679	1.679	-	-	5.037
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú	Perú	US\$	2,88%	2,78%	Trimestral	310	8.389	8.699	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,93%	3,79%	Trimestral	629	-	629	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,52%	3,40%	Trimestral	440	1.264	1.704	843	-	-	-	-	843
Extranjero	Enel Cien S.A. (EX Cien S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	7,03%	6,82%	Mensual	435	1.261	1.696	1.681	1.261	-	-	-	2.942
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Itau Brasil	Brasil	Real	13,22%	12,29%	Anual	76	15.685	15.761	15.685	-	-	-	-	15.685
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	12,32%	11,43%	Anual	26.422	-	26.422	23.527	-	-	-	-	47.054
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,85%	7,70%	Mensual	1.697	4.997	6.694	3.331	-	-	-	-	3.331
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	11,14%	10,93%	Mensual	9.071	15.935	25.006	21.247	19.199	12.852	4.595	2.064	59.957
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	US\$	4,65%	4,65%	Al Vencimiento	59	-	59	-	-	-	-	2.759	2.759
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Safra SA	Brasil	Real	10,84%	9,54%	Al Vencimiento	9.438	-	9.438	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,83%	5,71%	Al Vencimiento	-	6.481	6.481	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Al Vencimiento	27	4.566	4.623	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Al Vencimiento	45	7.660	7.705	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Al Vencimiento	33	7.353	7.386	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Al Vencimiento	31	7.660	7.691	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Santander	Perú	Soles	6,35%	6,20%	Al Vencimiento	60	15.320	15.380	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	9,43%	9,21%	Al Vencimiento	6.549	5.107	11.656	10.212	10.212	10.212	10.212	15.317	56.165
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	9,85%	9,62%	Al Vencimiento	2.330	1.815	4.145	3.631	3.631	3.631	3.631	5.446	19.970
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	US\$	1,90%	1,88%	Al Vencimiento	-	35.241	35.241	-	-	-	-	-	-
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Daycoval (75272/2014)	Brasil	Real	16,35%	15,04%	Mensual	665	1.319	1.984	-	-	-	-	-	-
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	BCV - Banco de Crédito e Varejo (1184/2014)	Brasil	Real	17,21%	14,34%	Mensual	1.938	-	1.938	-	-	-	-	-	-
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	BCV - Banco de Crédito e Varejo (1310/2015)	Brasil	Real	17,22%	14,34%	Mensual	1.809	-	2.355	4.164	-	-	-	-	-
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	BCV - Banco de Crédito e Varejo (1360/2015)	Brasil	Real	17,22%	14,34%	Mensual	5.314	8.825	14.139	-	-	-	-	-	-
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	ITAÚ 4131 CELG	Brasil	US\$	12,40%	12,74%	Semestral	-	743	743	-	78.424	-	-	-	78.424
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	ITAÚ 4131 CELG	Brasil	US\$	12,37%	12,71%	Semestral	-	409	409	-	94.110	-	-	-	94.110
Extranjero	CGTF Endesa Fortaleza	Brasil	Extranjero	Banco Citibank	Brasil	US\$	2,95%	2,94%	Al Vencimiento	397	-	397	-	60.038	-	-	-	60.038
<b>Totales</b>										<b>94.248</b>	<b>200.603</b>	<b>294.851</b>	<b>312.203</b>	<b>386.904</b>	<b>129.006</b>	<b>27.019</b>	<b>29.838</b>	<b>884.970</b>

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 2016									
										Corriente			No Corriente						
										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	Total No Corriente MUSS	
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	Citibank	Brasil	US\$	3,53%	3,52%	Al Vencimiento	294	-	294	38.398	-	-	-	-	-	38.398
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Brasil	US\$	2,85%	2,85%	Al Vencimiento	661	-	661	-	76.092	-	-	-	-	76.092
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	BNDES	Brasil	Real	11,67%	11,40%	Mensual	17.535	38.694	56.229	45.560	39.527	32.201	22.776	7.524	147.588	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Tokyo	Colombia	\$ Col	8,49%	8,32%	Al Vencimiento	1.597	-	1.597	-	66.445	-	-	-	66.445	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Tokyo	Colombia	\$ Col	9,01%	8,82%	Al Vencimiento	264	-	264	-	-	53.821	-	-	53.821	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	9,46%	9,08%	Trimestral	849	2.882	3.531	2.698	814	-	-	-	3.512	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco AV Villas	Colombia	\$ Col	9,24%	8,87%	Trimestral	433	1.363	1.796	1.374	415	-	-	-	1.789	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	\$ Col	9,13%	8,77%	Trimestral	249	700	949	640	623	-	-	-	1.263	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	\$ Col	9,20%	8,83%	Trimestral	452	1.448	1.900	1.167	1.661	-	-	-	2.828	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	7,73%	7,47%	Trimestral	96	274	370	211	324	81	-	-	616	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	7,85%	7,58%	Trimestral	77	240	317	177	280	70	-	-	527	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	7,86%	7,40%	Trimestral	39	133	172	65	154	77	-	-	286	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	7,73%	7,47%	Trimestral	162	463	625	321	538	269	-	-	1.128	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	7,85%	7,58%	Trimestral	99	309	408	204	355	177	-	-	736	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	7,74%	7,48%	Trimestral	88	302	390	104	343	257	-	-	704	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	8,49%	8,18%	Trimestral	219	785	1.004	330	623	831	415	-	2.199	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	8,39%	8,08%	Trimestral	125	362	487	151	389	389	194	-	1.123	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	\$ Col	8,51%	8,19%	Trimestral	174	574	748	215	602	602	301	-	1.720	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Agrario	Colombia	\$ Col	8,91%	8,57%	Trimestral	586	1.926	2.512	586	1.993	1.495	-	-	6.067	
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú	Perú	US\$	2,64%	2,56%	Trimestral	356	845	1.201	25.365	-	-	-	-	25.365	
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,70%	3,57%	Trimestral	636	1.874	2.510	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,52%	3,40%	Trimestral	449	1.262	1.711	1.683	421	-	-	-	2.104	
Extranjero	Enel Oien S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	9,85%	9,54%	Mensual	428	1.225	1.653	1.633	1.633	817	-	-	4.083	
Extranjero	Enel Distribución Ceará (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Itaú Brasil	Brasil	Real	15,55%	15,19%	Annual	17.246	-	17.246	15.347	15.347	-	-	-	30.694	
Extranjero	Enel Distribución Ceará (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	14,81%	14,51%	Annual	1.450	23.021	24.471	23.021	23.021	-	-	-	46.042	
Extranjero	Enel Distribución Ceará (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,85%	7,71%	Mensual	1.679	4.889	6.568	6.519	1.631	-	-	-	8.150	
Extranjero	Enel Distribución Ceará (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	11,33%	11,01%	Mensual	7.311	15.509	22.820	20.678	20.678	16.668	12.279	3.610	73.913	
Extranjero	Enel Distribución Ceará (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	US\$	4,44%	4,44%	Semestral	27	-	27	-	-	-	-	2.778	2.778	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bank Nova Scotia	Perú	US\$	1,65%	1,62%	Al Vencimiento	-	21.986	21.986	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	6,30%	6,73%	Trimestral	3.015	-	3.015	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,83%	5,71%	Trimestral	137	-	137	6.246	-	-	-	-	6.246	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	25	-	25	4.462	-	-	-	-	4.462	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	40	-	40	7.436	-	-	-	-	7.436	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	29	-	29	7.139	-	-	-	-	7.139	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	27	-	27	7.435	-	-	-	-	7.435	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Santander	Perú	Soles	6,35%	6,20%	Trimestral	51	-	51	14.871	-	-	-	-	14.871	
Extranjero	Emessa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	9,43%	9,21%	Al Vencimiento	214	9.967	10.180	9.967	9.967	9.967	19.933	-	59.801	
Extranjero	Emessa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	9,46%	9,24%	Al Vencimiento	76	3.544	3.620	3.544	3.544	3.544	7.088	-	21.264	
Extranjero	Emessa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	The Bank Of Tokyo	Colombia	\$ Col	7,02%	6,90%	Al Vencimiento	207	43.189	43.395	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	36,07%	32,00%	Al Vencimiento	-	301	301	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itaú Argentina	Argentina	\$ Arg	38,61%	34,00%	Al Vencimiento	-	138	138	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	33,57%	30,00%	Al Vencimiento	-	85	85	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arg	43,80%	38,00%	Al Vencimiento	-	134	134	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	33,57%	30,00%	Al Vencimiento	-	444	444	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	ICBC Argentina	Argentina	\$ Arg	34,81%	31,00%	Al Vencimiento	-	150	150	-	-	-	-	-	-	
<b>Totales</b>										<b>57.402</b>	<b>178.818</b>	<b>236.218</b>	<b>247.537</b>	<b>267.420</b>	<b>121.764</b>	<b>50.971</b>	<b>40.933</b>	<b>728.625</b>	

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	1 de enero de 2016									
										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	Banco do Brasil	Brasil	Real	13.58%	13.71%	Al Vencimiento	-	665	665	10.935	10.935	-	-	-	-	32.806
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Perú	US\$	2.64%	2.56%	Trimestral	344	847	1.191	1.130	25.416	-	-	-	-	26.546
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3.70%	3.57%	Trimestral	645	1.878	2.523	2.504	-	-	-	-	2.504	
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3.52%	3.40%	Trimestral	462	1.265	1.727	1.687	1.687	422	-	-	3.795	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Itaú Brasil	Brasil	Real	15.55%	15.19%	Anual	-	1.590	1.590	12.618	12.618	-	-	-	37.853	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	14.81%	14.51%	Anual	-	20.516	20.516	18.927	18.927	-	-	-	56.760	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Brasil	Real	13.80%	15.76%	Otra	12.737	-	12.737	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bank Nova Scotia	Perú	US\$	1.65%	1.62%	Al Vencimiento	36.076	-	36.076	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	6.90%	6.73%	Trimestral	41	-	41	2.934	-	-	-	-	2.934	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5.83%	5.71%	Trimestral	134	-	134	-	6.162	-	-	-	6.162	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5.10%	5.01%	Trimestral	21	-	21	-	4.401	-	-	-	4.401	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5.10%	5.01%	Trimestral	34	-	34	-	7.335	-	-	-	7.335	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5.10%	5.01%	Trimestral	22	-	22	-	7.043	-	-	-	7.043	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5.10%	5.01%	Trimestral	20	-	20	-	7.335	-	-	-	7.335	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5.17%	5.07%	Trimestral	17.630	-	17.630	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Provincia de Buenos Aires	Argentina	\$ Arg	35.36%	30.67%	Mensual	117	-	117	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	45.20%	37.88%	Trimestral	239	396	625	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	9.43%	9.21%	Al Vencimiento	191	4.723	4.914	9.445	9.445	9.445	9.445	28.335	66.116	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá	Colombia	\$ Col	9.46%	9.24%	Al Vencimiento	68	1.679	1.747	3.358	3.358	3.358	3.358	10.075	23.508	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AV VILLAS	Colombia	\$ Col	6.06%	5.93%	Al Vencimiento	15.544	-	15.544	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Citibank Colombia	Colombia	\$ Col	5.57%	6.01%	Al Vencimiento	7.280	-	7.280	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	8.90%	8.61%	Al Vencimiento	510	38.685	39.195	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá	Colombia	\$ Col	6.84%	6.66%	Al Vencimiento	18.660	-	18.660	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	Soles	5.87%	5.70%	Al Vencimiento	-	28.611	28.611	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	Soles	5.93%	5.76%	Al Vencimiento	-	19.023	19.023	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	Soles	5.85%	5.50%	Al Vencimiento	-	14.732	14.732	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	The Bank Of Tokyo	Colombia	\$ Col	7.02%	6.90%	Al Vencimiento	-	197	197	40.929	-	-	-	-	40.929	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Davivienda	Colombia	\$ Col	6.30%	6.15%	Al Vencimiento	4.114	-	4.114	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	36.74%	34.00%	Al Vencimiento	617	-	617	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	36.07%	32.00%	Al Vencimiento	-	1.006	1.006	365	-	-	-	-	366	
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itaú Argentina	Argentina	\$ Arg	38.61%	34.00%	Al Vencimiento	-	383	383	169	-	-	-	-	169	
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	33.57%	30.00%	Al Vencimiento	-	255	255	105	-	-	-	-	105	
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arg	43.80%	38.00%	Al Vencimiento	-	365	365	163	-	-	-	-	163	
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	33.57%	30.00%	Al Vencimiento	-	1.200	1.200	537	-	-	-	-	537	
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Credit Suisse International	Argentina	US\$	14.84%	13.92%	Trimestral	1.713	-	1.713	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	ICBC Argentina	Argentina	\$ Arg	34.81%	31.00%	Al Vencimiento	-	410	410	182	-	-	-	-	182	
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Macro	Argentina	\$ Arg	43.63%	38.45%	Al Vencimiento	1.577	-	1.577	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Deutsche Bank	Argentina	US\$	13.50%	12.86%	Trimestral	1.889	-	1.889	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank	Argentina	US\$	13.50%	12.86%	Trimestral	945	-	945	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itaú	Argentina	US\$	13.50%	12.86%	Trimestral	945	-	945	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	34.58%	30.81%	Trimestral	286	637	923	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itaú - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	34.58%	30.81%	Trimestral	261	581	842	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	34.58%	30.81%	Trimestral	248	553	801	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	34.58%	30.81%	Trimestral	87	194	281	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	34.58%	30.81%	Trimestral	37	83	120	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	ICBC - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	34.58%	30.81%	Trimestral	323	719	1.042	-	-	-	-	-	-	
<b>Totales</b>										<b>123.817</b>	<b>141.083</b>	<b>264.900</b>	<b>105.988</b>	<b>114.662</b>	<b>55.705</b>	<b>12.803</b>	<b>38.410</b>	<b>327.568</b>	

## 19.2 Obligaciones con el Público No Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el Público No Garantizadas al 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, 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 30/09/2017 MUS\$
				Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2017 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	10.352	-	10.352	-	-	-	-	582.253	582.253
Chile	U.F.	5,75%	Sin Garantía	3.522	2.973	6.495	6.288	6.650	7.032	6.864	-	26.834
Perú	US\$	6,59%	Sin Garantía	-	10.360	10.360	8.174	10.010	-	-	10.010	28.194
Perú	Soles	6,32%	Sin Garantía	10.719	1.555	12.274	65.874	24.511	45.959	35.235	189.321	360.900
Colombia	\$ Col	8,09%	Sin Garantía	85.437	19.427	104.864	346.631	112.646	280.472	222.956	697.565	1.660.270
Brasil	Real	10,77%	Sin Garantía	54.113	103.113	157.226	119.803	-	-	-	-	119.803
<b>Total</b>				<b>164.143</b>	<b>137.428</b>	<b>301.571</b>	<b>546.770</b>	<b>153.817</b>	<b>333.463</b>	<b>265.055</b>	<b>1.479.149</b>	<b>2.778.254</b>

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31/12/2016 MUS\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2016 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	-	-	-	-	580.998	580.998
Chile	U.F.	5,75%	Sin Garantía	-	5.531	5.531	5.759	6.090	6.441	6.811	2.817	27.918
Perú	US\$	6,59%	Sin Garantía	973	-	973	9.994	8.161	9.994	-	9.994	38.143
Perú	Soles	6,27%	Sin Garantía	16.116	30.627	46.743	-	63.949	38.667	29.744	217.994	350.354
Colombia	\$ Col	10,16%	Sin Garantía	229.096	-	229.096	159.422	198.197	109.934	335.056	680.789	1.483.398
Brasil	Real	13,50%	Sin Garantía	14.258	157.902	172.160	142.529	72.486	-	-	-	215.015
<b>Total</b>				<b>260.443</b>	<b>198.465</b>	<b>458.908</b>	<b>317.704</b>	<b>348.883</b>	<b>165.036</b>	<b>371.611</b>	<b>1.492.592</b>	<b>2.695.826</b>

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 01/01/2016 MUS\$
				Vencimiento		Total Corriente al 01/01/2016 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\$	7,00%	Sin Garantía	-	252.834	252.834	-	-	-	-	858	858
Chile	U.F.	5,75%	Sin Garantía	-	4.812	4.812	4.994	5.281	5.585	5.906	8.586	30.352
Perú	US\$	6,50%	Sin Garantía	1.444	20.029	21.473	-	10.014	8.178	10.014	10.014	38.220
Perú	Soles	6,44%	Sin Garantía	16.721	13.160	29.881	29.048	-	63.084	38.144	173.262	303.538
Colombia	\$ Col	10,81%	Sin Garantía	84.675	-	84.675	176.638	151.071	113.937	75.832	776.917	1.294.395
Brasil	Real	15,64%	Sin Garantía	-	107.933	107.933	123.650	111.291	57.417	-	-	292.358
<b>Total</b>				<b>102.840</b>	<b>398.768</b>	<b>501.608</b>	<b>334.330</b>	<b>277.657</b>	<b>248.201</b>	<b>129.896</b>	<b>969.637</b>	<b>1.959.721</b>

## 19.3 Obligaciones con el Público Garantizadas

Al 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, 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 30 de septiembre de 2017 asciende a MUS\$ 4.986.492 (MUS\$ 3.431.025 y MUS\$ 2.490.514 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente). 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 4 g). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 4 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	30 de septiembre de 2017									
										Corriente			No Corriente		Más de Cinco Años MUSS	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	
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. ( ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Bonos 1ª Serie 18	Brasil	Real	13,24%	12,35%	No	755	15.685	16.440	15.685	-	-	-	-	-	15.685
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. ( ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Bonos 2ª Serie 26	Brasil	Real	10,75%	10,75%	No	635	28.125	28.760	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. ( ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Bonos 2ª Serie 27	Brasil	Real	8,74%	8,74%	No	1.423	43.618	45.041	43.641	-	-	-	-	-	43.641
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. ( ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Bonos 2ª Serie 28	Brasil	Real	13,24%	12,35%	No	755	15.685	16.440	15.685	-	-	-	-	-	15.685
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	B103	Colombia	\$ Col	9,63%	9,23%	No	139	-	139	27.231	-	-	-	-	-	27.231
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	\$ Col	8,86%	8,52%	No	727	-	727	-	-	-	-	65.811	-	65.811
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B5-13	Colombia	\$ Col	7,94%	7,67%	No	615	-	615	61.835	-	-	-	-	-	61.835
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B7-14	Colombia	\$ Col	7,54%	7,29%	No	76	-	76	-	-	-	62.972	-	-	62.972
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E4-16	Colombia	\$ Col	7,70%	7,44%	No	101	-	101	-	30.635	-	-	-	-	30.635
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E2-17	Colombia	\$ Col	7,04%	6,82%	No	225	-	225	54.462	-	-	-	-	-	54.462
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E5-17	Colombia	\$ Col	7,39%	7,15%	No	-	3.833	3.833	-	-	-	-	91.905	-	91.905
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E7-17	Colombia	\$ Col	6,46%	6,28%	No	271	-	271	-	-	-	68.078	-	-	68.078
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. ( ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Itaú 2	Brasil	Real	10,36%	9,66%	No	50.544	-	50.544	44.792	-	-	-	-	-	44.792
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. ( ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,41%	6,31%	No	133	-	133	-	-	-	7.660	-	-	7.660
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. ( ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,38%	6,28%	No	-	116	116	7.660	-	-	-	-	-	7.660
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. ( ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	6,44%	6,34%	No	-	115	115	-	-	-	-	10.010	-	10.010
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. ( ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	7,93%	7,78%	No	-	124	124	8.174	-	-	-	-	-	8.174
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. ( ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,57%	6,47%	No	-	10.121	10.121	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	AFP Prima	Perú	Soles	7,44%	7,30%	No	-	103	103	-	9.192	-	-	-	-	9.192
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	FCR - Macrofondos	Perú	Soles	5,56%	5,49%	No	-	88	88	-	-	-	15.320	-	-	15.320
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	FCR - Macrofondos	Perú	Soles	7,03%	6,91%	No	-	91	91	6.128	-	-	-	-	-	6.128
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Interseguro Cia de Seguros	Perú	Soles	6,28%	6,19%	No	357	-	357	-	-	-	12.256	-	-	12.256
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,06%	5,97%	No	-	361	361	-	-	-	-	15.320	-	15.320
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,50%	6,40%	No	6.292	-	6.292	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,00%	4,94%	No	-	243	243	-	-	-	-	12.256	-	12.256
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,13%	5,06%	No	-	142	142	-	-	-	-	15.320	-	15.320
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,50%	6,40%	No	360	-	360	-	-	15.320	-	-	-	15.320
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,28%	7,15%	No	-	81	81	-	-	-	-	10.877	-	10.877
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,75%	6,64%	No	-	106	106	-	15.320	-	-	-	-	15.320
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,38%	7,24%	No	490	-	490	-	-	-	-	18.384	-	18.384
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,78%	6,67%	No	975	-	975	-	-	-	-	30.639	-	30.639
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,34%	6,25%	No	-	52	52	-	-	-	-	24.511	-	24.511
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,84%	5,76%	No	537	-	537	30.639	-	-	-	-	-	30.639
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,34%	6,25%	No	350	-	350	-	-	-	-	18.384	-	18.384
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,13%	6,03%	No	-	270	270	21.447	-	-	-	-	-	21.447
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	8,13%	7,97%	No	-	63	63	-	-	-	-	21.447	-	21.447
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,09%	6,00%	No	-	443	443	-	-	-	-	30.639	-	30.639
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,00%	5,91%	No	621	-	621	-	-	-	22.184	-	-	22.184
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B09-09	Colombia	\$ Col	10,00%	9,64%	No	76.059	-	76.059	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B10	Colombia	\$ Col	9,87%	9,53%	No	725	-	725	54.483	-	-	-	-	-	54.483
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B12	Colombia	\$ Col	10,21%	9,84%	No	748	-	748	-	30.492	-	-	-	-	30.492
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B15	Colombia	\$ Col	10,20%	9,83%	No	259	-	259	-	-	-	-	18.892	-	18.892
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-13	Colombia	\$ Col	8,28%	8,04%	No	74	-	74	16.823	-	-	-	-	-	16.823
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-14	Colombia	\$ Col	7,42%	7,22%	No	341	-	341	-	37.422	-	-	-	-	37.422
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	9,11%	9,11%	No	-	1.905	1.905	-	-	-	30.635	-	-	30.635
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos quimbo	Colombia	\$ Col	9,11%	9,11%	No	-	13.689	13.689	-	-	-	219.345	-	-	219.345
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	7,53%	7,32%	No	369	-	369	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	\$ Col	7,85%	7,63%	No	610	-	610	-	-	-	-	102.049	-	102.049
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	\$ Col	9,06%	8,77%	No	594	-	594	-	-	-	-	123.484	-	123.484
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	7,65%	7,44%	No	250	-	250	-	-	-	-	68.020	-	68.020
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	\$ Col	8,18%	7,94%	No	554	-	554	-	-	-	-	55.264	-	55.264
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	\$ Col	8,28%	8,04%	No	229	-	229	51.902	-	-	-	-	-	51.902
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	\$ Col	7,42%	7,22%	No	406	-	406	-	44.588	-	-	-	-	44.588
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B3-16	Colombia	\$ Col	7,50%	7,50%	No	814	-	814	79.895	-	-	-	-	-	79.895
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B7-16	Colombia	\$ Col	8,74%	8,47%	No	1.169	-	1.169	-	-	-	-	98.650	-	98.650
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos E7-16	Colombia	\$ Col	7,38%	7,38%	No	83	-	83	-	-	-	-	101.994	-	101.994
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Bonos UF 269	Chile	U.F.	7,02%	5,75%	No	3.522	2.973	6.495	6.288	6.650	7.032	6.864	-	-	26.834
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	10.333	-	10.333	-	-	-	-	581.395	-	581.395
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
<b>Total</b>										<b>164.143</b>	<b>137.428</b>	<b>301.571</b>	<b>546.770</b>	<b>153.817</b>	<b>333.463</b>	<b>265.055</b>	<b>1.479.149</b>	<b>2.778.254</b>	







- Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	30 de septiembre de 2017									
								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%	111	-	111	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	11,78%	26	78	104	100	112	-	-	-	-	212
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Corpanca	Colombia	\$ Col	7,36%	7	16	23	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	\$ Col	7,08%	96	299	395	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	9,54%	10	31	41	38	49	-	-	-	-	87
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A.S.	Colombia	\$ Col	9,48%	4	13	17	18	2	-	-	-	-	20
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,60%	423	846	1.269	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,13%	258	249	507	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Interbank	Perú	Soles	5,94%	7	70	77	289	306	325	257	-	-	1.177
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	5,68%	1.962	5.947	7.929	7.930	22.296	-	-	-	-	30.226
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,58%	698	2.095	2.793	-	-	-	-	-	-	10.646
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	3,70%	7.696	7.188	14.884	9.582	9.582	9.582	4.791	-	-	33.537
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	3,63%	518	1.521	2.039	2.630	1.637	-	-	-	-	4.267
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpanca	Colombia	\$ Col	8,40%	2	6	8	1	-	-	-	-	-	1
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	7,70%	66	204	270	256	80	1	-	-	-	337
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,98%	9	28	37	36	32	-	-	-	-	68
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A.S.	Colombia	\$ Col	11,69%	101	328	429	422	-	-	-	-	-	422
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	\$ Col	7,08%	5	15	20	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>								12.019	18.934	30.953	24.095	41.949	9.908	5.048	-	-	81.000

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 2016										
								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%	182	406	588	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,98%	18	56	74	68	70	51	-	-	-	189	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Corpanca	Colombia	\$ Col	7,36%	17	35	52	21	-	-	-	-	-	21	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	\$ Col	7,08%	92	282	374	300	-	-	-	-	-	300	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	9,54%	9	28	37	38	44	36	-	-	-	118	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A.S.	Colombia	\$ Col	9,48%	4	12	16	17	16	-	-	-	-	33	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,98%	50	50	100	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,60%	401	1.206	1.607	833	-	-	-	-	-	833	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,13%	702	930	1.632	240	-	-	-	-	-	240	
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	5,80%	1.979	7.917	9.896	7.917	7.917	20.281	-	-	-	36.115	
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,70%	-	2.711	6.941	2.711	2.711	6.946	-	-	-	12.368	
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	3,75%	66	5.206	5.272	6.941	6.941	6.941	6.941	1.735	-	29.500	
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	3,63%	5	134	139	692	577	296	-	-	-	1.565	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	2,75%	22.024	-	22.024	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpanca	Colombia	\$ Col	8,40%	8	21	29	20	-	-	-	-	-	20	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	7,70%	61	190	251	243	249	17	-	-	-	509	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,98%	8	25	33	34	35	22	-	-	-	91	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A.S.	Colombia	\$ Col	11,69%	89	288	377	408	376	-	-	-	-	784	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	\$ Col	7,08%	3	10	13	10	-	-	-	-	-	10	
<b>Total</b>								25.244	17.250	42.494	20.493	18.936	34.590	6.941	1.735	-	-	82.696

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	1 de diciembre de 2016									
								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%	89	281	370	375	-	-	-	-	-	375
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,98%	4	12	16	17	9	-	-	-	-	26
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Corpanca	Colombia	\$ Col	7,36%	28	43	71	32	19	-	-	-	-	51
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,29%	156	-	156	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,98%	120	250	370	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,00%	110	337	447	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,98%	104	318	422	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,60%	92	281	373	126	-	-	-	-	-	17
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,13%	216	666	882	928	-	-	-	-	-	928
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	5,80%	1.983	5.950	7.933	7.933	7.933	20.322	-	-	-	44.121
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,70%	699	2.066	2.765	2.765	2.765	6.852	-	-	-	14.877
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	2,75%	3.499	10.420	13.919	21.967	-	-	-	-	-	21.967
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpanca	Colombia	\$ Col	8,40%	6	20	26	28	28	-	-	-	-	56
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	7,70%	8	24	32	33	28	-	-	-	-	61
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,98%	1	3	4	5	5	-	-	-	-	10
<b>Total</b>								7.085	20.611	27.696	34.136	10.697	10.608	27.174	-	-	82.615

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	30 de septiembre de 2017								
								Corriente			No Corriente					
								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\$	Total No Corriente MUS\$
Extranjero	Enel Distribución Ceará (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Eletrobras	Brasil	Real	6,10%	653	1.848	2.501	2.294	1.932	1.625	877	546	7.274
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	-	2.979	2.979	2.967	2.967	2.967	2.967	37.164	49.032
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	Centrais Eletricas Brasileiras Ebras_ECF - 017/2004	Brasil	Real	7,00%	123	272	395	18	-	-	-	-	18
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	Centrais Eletricas Brasileiras Ebras_ECF - 149/2006	Brasil	Real	7,00%	490	1.086	1.576	73	-	-	-	-	73
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	Centrais Eletricas Brasileiras Ebras_ECF - 232/2008	Brasil	Real	7,00%	331	681	1.012	882	882	882	882	1.543	5.071
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	Mútuco CelgPar 41211376/2014	Brasil	Real	6,80%	949	4.268	5.217	3.129	3.129	3.390	3.129	15.645	28.422
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	FIDC Série A	Brasil	Real	11,60%	4.031	10.689	14.720	14.251	14.251	14.251	14.251	11.876	68.880
Extranjero	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	FIDC Série B	Brasil	Real	12,39%	2.259	5.950	8.209	7.934	7.934	7.934	7.934	6.612	38.348
<b>Total</b>								<b>8.836</b>	<b>27.773</b>	<b>36.609</b>	<b>31.548</b>	<b>31.095</b>	<b>31.049</b>	<b>30.040</b>	<b>73.386</b>	<b>197.118</b>

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 2016								
								Corriente			No Corriente					
								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\$	Total No Corriente MUS\$
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Eletrobras	Brasil	Real	6,08%	643	1.915	2.558	2.375	2.181	1.858	1.359	1.159	8.932
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	-	3.010	3.010	2.997	2.997	2.997	2.997	35.957	47.945
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US\$	2,53%	556	-	556	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>								<b>1.199</b>	<b>4.925</b>	<b>6.124</b>	<b>5.372</b>	<b>5.178</b>	<b>4.855</b>	<b>4.356</b>	<b>37.116</b>	<b>56.877</b>

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	1 de diciembre de 2016								
								Corriente			No Corriente					
								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\$	Total No Corriente MUS\$
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	BNDES	Brasil	Real	9,17%	6.574	22.749	29.323	31.509	26.620	21.730	15.793	11.528	107.180
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES	Brasil	Real	8,33%	303	928	1.231	1.212	1.212	1.212	606	-	4.242
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,85%	1.340	4.078	5.418	5.359	5.359	1.340	-	-	12.058
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Eletrobras	Brasil	Real	6,10%	788	1.774	2.562	2.097	1.948	1.788	1.523	2.098	9.454
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	US\$	52,56%	-	25	-	-	-	-	-	-	2.736
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	BNDES	Brasil	Real	10,43%	1.901	7.111	9.012	10.129	10.129	10.129	6.847	5.124	42.358
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	-	3.033	3.033	3.019	3.019	3.019	3.019	34.279	46.355
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US\$	2,53%	-	551	551	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	32,75%	34	-	34	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	23,59%	23.815	-	23.815	6.529	-	-	-	-	6.529
<b>Total</b>								<b>34.755</b>	<b>40.249</b>	<b>75.004</b>	<b>59.854</b>	<b>48.287</b>	<b>39.218</b>	<b>27.788</b>	<b>55.765</b>	<b>230.912</b>

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.

#### 19.4 Deuda de cobertura.

Al 30 de septiembre de 2017, del total de la deuda denominada en dólares estadounidenses (“US\$”) del Grupo, MUS\$ 90.077 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\$ 158.960 y MUS\$ 168.084 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente) (Ver Nota 4.m).

El movimiento por los períodos terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, en el rubro “Reservas de coberturas de flujo de caja” por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	30-09-2017 MUS\$	30-09-2016 MUS\$
<b>Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto</b>	<b>(11.577)</b>	<b>(8.433)</b>
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	2.029	(900)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	(193)	(306)
Diferencias de conversión	(335)	695
<b>Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto</b>	<b>(10.076)</b>	<b>(8.944)</b>

#### 19.5 Otros aspectos.

Al 30 de septiembre de 2017, el Grupo Enel Américas disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional por MUS\$ 247.356 (MUS\$ 129.944 y MUS\$ 48.345 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente).

## 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:

	30-09-2017	31-12-2016
	%	%
Tasa de interés fijo	45%	44%

### 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 30 de Septiembre de 2017, habían operaciones de contratos de compra de futuros de energía vigentes por 21.3 y 5.4 GWh, para los periodos Oct-Dic 2017 y Ene-Mar 2018, respectivamente. Dichas compras respaldan contratos de venta de energía en el mercado mayorista. Por su parte, se realizaron ventas de futuros de energía por 5.8 GWh para el periodo Oct-Dic 2017, asociadas a cubrir el riesgo de flujo de caja de clientes indexados del Mercado No Regulado. Al 30 de Septiembre de 2017 se han liquidado en el año 15.2 GWh en los contratos de venta y 55.8 GWh de compra de futuros de energía.

Al 31 de diciembre de 2016, había operaciones de contratos de compra de futuros de energía por 69.84 GWh, para el periodo Ene-Dic 2017. Dichas compras respaldan un contrato de venta de energía en el mercado mayorista. Por su parte, se realizaron ventas de futuros de energía por 15.12 GWh para el periodo Ene-Dic 2017, asociadas a cubrir el riesgo de flujo de caja de clientes indexados del Mercado No Regulado. Al 31 de diciembre de 2016, se liquidaron diez contratos de venta y uno de compra de futuros de energía cada uno por 0.36 GWh.

### 20.4 Riesgo de liquidez

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

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros (ver notas 19, 21 y Anexo 4).

Al 30 de septiembre de 2017, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$ 1.431.862 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 247.356 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2016, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$ 2.689.456 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 129.944 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\$ 197.601.

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

## 21. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

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

a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, es el siguiente:

30 de septiembre de 2017						
	Activos financieros mantenidos para negociar MUS\$	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados MUS\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento MUS\$	Préstamos y cuentas por cobrar MUS\$	Activos financieros disponible para la venta MUS\$	Derivados financieros de cobertura MUS\$
Instrumentos derivados	169	-	-	-	-	753
Otros activos de carácter financiero	-	51.961	90.051	2.196.817	-	-
<b>Total Corriente</b>	<b>169</b>	<b>51.961</b>	<b>90.051</b>	<b>2.196.817</b>	-	<b>753</b>
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	1.202	-
Instrumentos derivados	1.508	-	-	-	-	6.081
Otros activos de carácter financiero	-	-	53	670.647	1.291.291	-
<b>Total No Corriente</b>	<b>1.508</b>	-	<b>53</b>	<b>670.647</b>	<b>1.292.493</b>	<b>6.081</b>
<b>Total</b>	<b>1.677</b>	<b>51.961</b>	<b>90.104</b>	<b>2.867.464</b>	<b>1.292.493</b>	<b>6.834</b>

31 de diciembre de 2016						
	Activos financieros mantenidos para negociar MUS\$	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados MUS\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento MUS\$	Préstamos y cuentas por cobrar MUS\$	Activos financieros disponible para la venta MUS\$	Derivados financieros de cobertura MUS\$
Instrumentos derivados	32.602	-	-	-	-	259
Otros activos de carácter financiero	-	65.753	37.643	1.550.598	-	-
<b>Total Corriente</b>	<b>32.602</b>	<b>65.753</b>	<b>37.643</b>	<b>1.550.598</b>	-	<b>259</b>
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	1.908	-
Otros activos de carácter financiero	-	479	54	475.500	1.026.870	-
<b>Total No Corriente</b>	-	<b>479</b>	<b>54</b>	<b>475.500</b>	<b>1.028.778</b>	-
<b>Total</b>	<b>32.602</b>	<b>66.232</b>	<b>37.697</b>	<b>2.026.098</b>	<b>1.028.778</b>	<b>259</b>

1 de enero de 2016						
	Activos financieros mantenidos para negociar MUS\$	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados MUS\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento MUS\$	Préstamos y cuentas por cobrar MUS\$	Activos financieros disponible para la venta MUS\$	Derivados financieros de cobertura MUS\$
Instrumentos derivados	6.234	-	-	-	-	1.651
Otros activos de carácter financiero	-	49.943	38.295	1.472.655	-	-
<b>Total Corriente</b>	<b>6.234</b>	<b>49.943</b>	<b>38.295</b>	<b>1.472.655</b>	-	<b>1.651</b>
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	868	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	1.378
Otros activos de carácter financiero	-	-	56	513.288	687.019	-
<b>Total No Corriente</b>	-	-	<b>56</b>	<b>513.288</b>	<b>687.887</b>	<b>1.378</b>
<b>Total</b>	<b>6.234</b>	<b>49.943</b>	<b>38.351</b>	<b>1.985.943</b>	<b>687.887</b>	<b>3.029</b>

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, es el siguiente:

30 de septiembre de 2017			
	Pasivos financieros mantenidos para negociar MUS\$	Préstamos y cuentas por pagar MUS\$	Derivados financieros de cobertura MUS\$
Préstamos que devengan interés	-	663.983	-
Instrumentos derivados	7.778	-	5.982
Otros pasivos de carácter financiero	-	2.701.215	-
<b>Total Corriente</b>	<b>7.778</b>	<b>3.365.198</b>	<b>5.982</b>
Préstamos que devengan interés	-	3.941.241	-
Instrumentos derivados	10.730	-	19.918
Otros pasivos de carácter financiero	-	1.009.924	-
<b>Total No Corriente</b>	<b>10.730</b>	<b>4.951.165</b>	<b>19.918</b>
<b>Total</b>	<b>18.508</b>	<b>8.316.363</b>	<b>25.900</b>



	31 de diciembre de 2016		
	Pasivos financieros mantenidos para MUS\$	Préstamos y cuentas por pagar MUS\$	Derivados financieros de cobertura MUS\$
Préstamos que devengan interés	954	742.792	-
Instrumentos derivados	4.836	-	5.275
Otros pasivos de carácter financiero	-	2.476.503	-
<b>Total Corriente</b>	<b>5.790</b>	<b>3.219.295</b>	<b>5.275</b>
Préstamos que devengan interés	114.491	3.449.533	-
Instrumentos derivados	-	-	16.053
Otros pasivos de carácter financiero	-	442.622	-
<b>Total No Corriente</b>	<b>114.491</b>	<b>3.892.155</b>	<b>16.053</b>
<b>Total</b>	<b>120.281</b>	<b>7.111.450</b>	<b>21.328</b>

	1 de enero de 2016		
	Pasivos financieros mantenidos para negociar MUS\$	Préstamos y cuentas por pagar MUS\$	Derivados financieros de cobertura MUS\$
Préstamos que devengan interés	-	869.208	-
Instrumentos derivados	1.481	-	97.929
Otros pasivos de carácter financiero	-	2.038.000	-
<b>Total Corriente</b>	<b>1.481</b>	<b>2.907.208</b>	<b>97.929</b>
Préstamos que devengan interés	-	2.600.816	-
Instrumentos derivados	-	-	424
Otros pasivos de carácter financiero	-	343.696	-
<b>Total No Corriente</b>	<b>-</b>	<b>2.944.512</b>	<b>424</b>
<b>Total</b>	<b>1.481</b>	<b>5.851.720</b>	<b>98.353</b>

## 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 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	30 de septiembre de 2017				31 de diciembre de 2016				1 de diciembre de 2016			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	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:												
Cobertura flujos de caja	1	-	-	-	248	-	60	-	1.279	1.378	16	424
Cobertura de tipo de cambio:												
Cobertura de flujos de caja	752	6.081	5.982	19.918	10	-	5.215	16.053	372	-	97.913	-
Cobertura de valor razonable	5	-	907	19.918	-	-	5.215	16.053	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>753</b>	<b>6.081</b>	<b>5.982</b>	<b>19.918</b>	<b>259</b>	<b>-</b>	<b>5.275</b>	<b>16.053</b>	<b>1.651</b>	<b>1.378</b>	<b>97.929</b>	<b>424</b>

## - 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 30-09-2017 MUS\$	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2016 MUS\$	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 01-01-2016 MUS\$
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	(2)	(20.200)	(421)
SWAP	Tasa de Interés	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	1.761	(60)	2.638
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(20.278)	6	(443)
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	1	242	-
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	-	-	(95.705)
FORWARD	Tipo de cambio	Otros	-	-	(28)
FORWARD	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	93	10	-
FORWARD	Tipo de cambio	Costos operacionales	(640)	(1.068)	(1.365)

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, 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 periodos terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, ha sido la siguiente:

	30 de septiembre de 2017		30 de septiembre de 2016	
	Ingresos MUS\$	Gastos MUS\$	Ingresos MUS\$	Gastos MUS\$
Instrumento derivado	21.465	(12.158)	28.196	-
Partida subyacente	84	(20.821)	-	31.166
<b>TOTAL</b>	<b>21.549</b>	<b>(32.979)</b>	<b>28.196</b>	<b>31.166</b>

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

Al 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, 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:

	30 de septiembre de 2017				31 de diciembre de 2016				1 de enero de 2016			
	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\$	Activos Corriente MUS\$	Pasivos No Corriente MUS\$	Activos Corriente MUS\$	Pasivos No Corriente MUS\$
Instrumentos derivados de no cobertura (1)	169	7.778	1.508	10.730	32.602	4.836	-	-	6.234	1.481	-	-

- (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 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores notacionales o contractuales:

Derivados Financieros	30 de septiembre de 2017						
	Valor Razonable MUS\$	Valor Notacional					Total MUS\$
		Antes de 1 Año MUS\$	1-2 Años MUS\$	2-3 Años MUS\$	3-4 Años MUS\$	4-5 Años MUS\$	
Cobertura de tipo de interés:	1	625	-	-	-	-	625
Cobertura de flujos de caja	1	625	-	-	-	-	625
<b>Cobertura de tipo de cambio:</b>	<b>(19.066)</b>	<b>71.629</b>	<b>135.012</b>	<b>233.586</b>	<b>78.914</b>	-	<b>519.141</b>
Cobertura de flujos de caja	1.754	49.756	-	233.586	78.914	-	362.256
Cobertura de valor razonable	(20.820)	21.873	135.012	-	-	-	156.885
<b>Derivados no designados contablemente de cobertura</b>	<b>(16.830)</b>	<b>256.124</b>	<b>271.756</b>	-	-	-	<b>527.880</b>
<b>TOTAL</b>	<b>(35.895)</b>	<b>328.378</b>	<b>406.768</b>	<b>233.586</b>	<b>78.914</b>	-	<b>1.047.646</b>

Derivados Financieros	31 de diciembre de 2016						
	Valor Razonable MUS\$	Valor Nocional					Total MUS\$
		Antes de 1 Año MUS\$	1-2 Años MUS\$	2-3 Años MUS\$	3-4 Años MUS\$	4-5 Años MUS\$	
Cobertura de tipo de interés:	188	33.959	-	-	-	-	33.959
Cobertura de flujos de caja	188	33.959	-	-	-	-	33.959
<b>Cobertura de tipo de cambio:</b>	<b>(21.259)</b>	<b>13.735</b>	<b>46.025</b>	<b>85.213</b>	-	-	<b>144.973</b>
Cobertura de flujos de caja	10	6.885	-	-	-	-	6.885
Cobertura de valor razonable	(21.259)	6.850	46.025	85.213	-	-	138.088
<b>Deivados no designados contablemente de cobertura</b>	<b>27.766</b>	<b>1.494.565</b>	-	-	-	-	<b>1.494.565</b>
<b>TOTAL</b>	<b>6.695</b>	<b>1.542.259</b>	<b>46.025</b>	<b>85.213</b>	-	-	<b>1.673.497</b>

Derivados Financieros	1 de enero de 2016						
	Valor Razonable MUS\$	Valor Nocional					Total MUS\$
		Antes de 1 Año MUS\$	1-2 Años MUS\$	2-3 Años MUS\$	3-4 Años MUS\$	4-5 Años MUS\$	
Cobertura de tipo de interés:	2.217	53.797	31.422	-	-	-	85.220
Cobertura de flujos de caja	2.217	53.797	31.422	-	-	-	85.220
<b>Cobertura de tipo de cambio:</b>	<b>(97.541)</b>	<b>434.286</b>	-	-	-	-	<b>434.286</b>
Cobertura de flujos de caja	(97.541)	434.286	-	-	-	-	434.286
<b>Deivados no designados contablemente de cobertura</b>	<b>4.753</b>	<b>62.892</b>	-	-	-	-	<b>62.892</b>
<b>TOTAL</b>	<b>(90.571)</b>	<b>550.975</b>	<b>31.422</b>	-	-	-	<b>582.398</b>

El monto nocional contractual de los contratos celebrados no representa el riesgo asumido por el Grupo, ya que este monto únicamente responde a la base sobre la que se realizan los cálculos de la liquidación del derivado.

### 21.3 Jerarquías del valor razonable

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de situación financiera, se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en Nota 4.g.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	30-09-2017 MUS\$	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
		Nivel 1 MUS\$	Nivel 2 MUS\$	Nivel 3 MUS\$
<b>Activos Financieros :</b>				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	6.829	-	6.829	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	5	-	5	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	1.678	-	1.678	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	51.062	51.062	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	1.291.291	-	1.291.291	-
<b>Total</b>	<b>1.350.865</b>	<b>51.062</b>	<b>1.299.803</b>	-
<b>Pasivos Financieros:</b>				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	5.075	-	5.075	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	20.825	-	20.825	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	18.508	-	18.508	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	-	-	-	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>44.408</b>	-	<b>44.408</b>	-

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	31-12-2016 MUS\$	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
		Nivel 1 MUS\$	Nivel 2 MUS\$	Nivel 3 MUS\$
<b>Activos Financieros:</b>				
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	-
<b>Total</b>	<b>1.124.035</b>	<b>64.304</b>	<b>1.059.731</b>	-
<b>Pasivos Financieros:</b>				
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	-
<b>Total</b>	<b>141.620</b>	<b>10</b>	<b>141.610</b>	-

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	01-01-2016 MUS\$	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
		Nivel 1 MUS\$	Nivel 2 MUS\$	Nivel 3 MUS\$
<b>Activos Financieros:</b>				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	3.028	-	3.028	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	6.234	-	6.234	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	49.943	49.943	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	687.019	-	687.019	-
<b>Total</b>	<b>746.224</b>	<b>49.943</b>	<b>696.281</b>	-
<b>Pasivos Financieros:</b>				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	98.352	-	98.352	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	1.481	-	1.481	-
<b>Total</b>	<b>99.833</b>	-	<b>99.833</b>	-

#### 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 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corriente			No Corriente		
	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
<b>Acreedores comerciales</b>						
Proveedores por compra de energía	656.264	335.118	367.782	283.881	-	3.164
Proveedores por compra de combustibles y gas	18.786	46.989	55.082	-	-	-
<b>Total Acreedores comerciales</b>	<b>675.050</b>	<b>382.107</b>	<b>422.864</b>	<b>283.881</b>	-	<b>3.164</b>
<b>Otras cuentas por pagar</b>						
Dividendos por pagar a participaciones no controladoras	113.494	138.923	150.011	-	-	-
Cuentas por pagar con CAMMESA (1)	382.223	332.857	308.156	348.839	348.519	264.582
Cuentas por pagar bienes y servicios	636.339	746.118	628.970	36.945	17.357	25.615
Cuentas por pagar por compra de activos	41.846	86.562	21.672	10.831	9.849	-
Multas y reclamaciones (2)	229.567	172.412	132.598	-	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	28.351	20.725	18.120	103.285	34.430	25.263
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	485.743	299.236	121.208	20.064	76	3.730
IVA Debito Fiscal	72.561	62.817	61.502	67.360	69.311	55.572
Cuentas por pagar al personal	189.451	154.064	97.875	3.423	3.979	3.616
Otras cuentas por pagar	303.624	76.793	82.794	222.721	28.488	17.726
<b>Sub total Otras cuentas por pagar</b>	<b>2.483.199</b>	<b>2.090.507</b>	<b>1.622.906</b>	<b>813.468</b>	<b>512.009</b>	<b>396.104</b>
<b>Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar</b>	<b>3.158.249</b>	<b>2.472.614</b>	<b>2.045.770</b>	<b>1.097.349</b>	<b>512.009</b>	<b>399.268</b>

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

(1) Al 30 de septiembre de 2017, en nuestra filial Edesur, se incluyen MUS\$ 312.211 de cuentas por pagar por compras de energía eléctrica a CAMMESA (MUS\$ 295.503 y MUS\$200.829 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente). Adicionalmente, se incluye un total de MUS\$ 418.851 (MUS\$ 385.873 y MUS\$ 367.684 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente) 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 30 de septiembre de 2017, se incluye MUS\$ 64.584 (MUS\$ 69.971 al 31 de diciembre de 2016) 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 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, se expone en Anexo 7.

## 23. PROVISIONES

- a) El desglose de las provisiones al 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, es el siguiente:

Provisiones	Corriente			No corriente		
	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Por reclamaciones legales	251.213	121.042	59.269	570.724	276.350	203.976
Por desmantelamiento o restauración (*)	28.260	3.533	1.057	67.421	11.747	8.912
Provisión Medio Ambiente (**)	983	28.387	103.331	276	60.184	44.891
Otras provisiones	3.416	26.304	15.597	7.572	173	1.104
<b>Total</b>	<b>283.872</b>	<b>179.266</b>	<b>179.254</b>	<b>645.993</b>	<b>348.454</b>	<b>258.883</b>

(\*) 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 nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2017 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016, es el siguiente:

Provisiones	Por Reclamaciones Legales MUS\$	Por Desmantelamiento o Restauración MUS\$	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones MUS\$	Total MUS\$
<b>Movimientos en Provisiones</b>				
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2017</b>	<b>397.392</b>	<b>15.280</b>	<b>115.048</b>	<b>527.720</b>
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	247.626	89.934	(106.521)	231.039
Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios	240.174	-	-	240.174
Provisión Utilizada	(144.846)	(13.353)	(605)	(158.804)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	133.657	3.415	2.226	139.298
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(17.282)	493	2.101	(14.688)
Otro Incremento (Decremento)	(34.784)	(88)	(2)	(34.874)
<b>Total Movimientos en Provisiones</b>	<b>424.545</b>	<b>80.401</b>	<b>(102.801)</b>	<b>402.145</b>
<b>Saldo al 30 de septiembre de 2017</b>	<b>821.937</b>	<b>95.681</b>	<b>12.247</b>	<b>929.865</b>
<b>Movimientos en Provisiones</b>				
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2016</b>	<b>263.245</b>	<b>9.969</b>	<b>164.923</b>	<b>438.137</b>
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	114.593	2.298	30.953	147.844
Provisión Utilizada	(56.898)	(1.237)	(103.642)	(161.777)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	53.030	1.501	7.345	61.876
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	22.823	328	11.713	34.864
Otro Incremento (Decremento)	599	2.421	3.756	6.776
<b>Total Movimientos en Provisiones</b>	<b>134.147</b>	<b>5.311</b>	<b>(49.875)</b>	<b>89.583</b>
<b>Saldo Final al 31 de diciembre de 2016</b>	<b>397.392</b>	<b>15.280</b>	<b>115.048</b>	<b>527.720</b>

## 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 4.I.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

#### a) Beneficios de prestación definida:

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

#### b) Otros Beneficios

**Quinquenios:** Es un beneficio que tienen ciertos empleados cada 5 años y se devenga a partir del segundo año.

**Cesantías:** Es una prestación social que se paga independientemente de que el empleado sea despedido o se retire. Este beneficio es de devengo diario y se liquida en el momento de terminación del contrato (aunque la ley permite hacer retiros parciales para vivienda y estudio).

**Premios por antigüedad:** Existe un convenio de otorgar a los trabajadores ("sujetos al convenio colectivo") una gratificación extraordinaria por tiempo de servicios, en la oportunidad que el trabajador cumpla con acumular un período equivalente a cinco años de labor efectiva.

Dicho beneficio se otorga de acuerdo a la siguiente escala:

Por cumplir 5, 10 y 15 años	–	1 remuneración básica mensual
Por cumplir 20 años	–	1 ½ remuneración básica mensual
Por cumplir 25, 30, 35 y 40 años	–	2 ½ remuneración básica mensual

**Plan de Salud Emgesa:** Consiste en la contratación de un operador para la prestación del servicio médico y odontológico a familiares (grupo familiar básico) de pensionados de Emgesa. Este beneficio cubre a los beneficiarios de pensionados y en caso de fallecimiento del titular, el beneficio se mantiene 6 meses más sobre los beneficiarios del pensionado, período en el cual finaliza el beneficio.

#### c) Beneficios de aportación definida:

La compañía realiza aportaciones definidas con el propósito de que el beneficiario reciba complementos adicionales por pensión de jubilación, invalidez o fallecimiento.

## 24.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

- a) Al 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Cuentas contables:

	Saldo al		
	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Obligaciones post empleo	394.786	341.353	263.702
<b>Total Pasivo</b>	<b>394.786</b>	<b>341.353</b>	<b>263.702</b>
<b>Total Obligaciones Post Empleo, neto</b>	<b>394.786</b>	<b>341.353</b>	<b>263.702</b>

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al		
	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Obligaciones post empleo	1.092.415	859.452	602.775
(-) Plan de activos (*)	(758.823)	(574.815)	(400.236)
<b>Total</b>	<b>333.592</b>	<b>284.637</b>	<b>202.539</b>
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	37.387	33.419	31.059
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	23.807	23.297	30.104
<b>Total Obligaciones Post Empleo, neto</b>	<b>394.786</b>	<b>341.353</b>	<b>263.702</b>

(\*) 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\$ 37.787 al 30 de septiembre de 2017 (MUS\$ 33.419 y MUS\$ 31.059 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente), 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\$ 23.807 al 30 de septiembre de 2017 (MUS\$ 23.297 y MUS\$ 30.104 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente) 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 terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	Por los períodos terminados	
	30-09-2017 MUS\$	30-09-2016 MUS\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	2.692	2.208
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	77.060	64.246
Costos de Servicios Pasados	-	1.714
Ingresos por intereses activos del plan	(52.550)	(46.184)
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	3.248	3.790
<b>Total gastos reconocidos en el estado de resultados</b>	<b>30.450</b>	<b>25.774</b>
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	-	13.096
<b>Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales</b>	<b>30.450</b>	<b>38.870</b>

- c) La presentación del pasivo actuarial neto al 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, es la siguiente:

<b>Pasivo Actuarial Neto</b>	<b>MUS\$</b>
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2016</b>	<b>263.702</b>
Costo Neto por Intereses	29.571
Costos de los Servicios en el Período	3.704
Beneficios Pagados en el Período	(19.022)
Aportaciones del Período	(24.906)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	84.526
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	14.168
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(47.621)
Cambios del Límite del Activo	(9.217)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	(12.456)
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	2.601
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	25.009
Traspaso del personal	(1.697)
Otros	(756)
Diferencias de Conversión	33.747
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2016</b>	<b>341.353</b>
Costo Neto por Intereses	27.758
Costos de los Servicios en el Período	2.692
Beneficios Pagados en el Período	(40.753)
Aportaciones del Período	(27.728)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	88.003
Traspaso del personal	(19)
Diferencia de conversión	3.480
<b>Pasivo Actuarial Neto Final al 30 de septiembre de 2017</b>	<b>394.786</b>

- d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas por los períodos terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

<b>Valor actuarial de las Obligaciones post empleo</b>	<b>MUS\$</b>
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2016</b>	<b>602.775</b>
Costo del servicio corriente	3.704
Costo por intereses	87.079
Aportaciones efectuadas por los participantes	601
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	84.526
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	14.168
Diferencia de conversión de moneda extranjera	113.952
Contribuciones pagadas	(72.510)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	2.601
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	25.009
Traspaso del personal	(1.697)
Otros	(756)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2016</b>	<b>859.452</b>
Costo del servicio corriente	2.692
Costo por intereses	77.060
Diferencia de conversión de moneda extranjera	12.171
Contribuciones pagadas	(40.753)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	181.812
Traspaso del personal	(19)
<b>Saldo al 30 de septiembre de 2017</b>	<b>1.092.415</b>

Al 30 de septiembre de 2017, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 0,27% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (0,34% y 0,72% a 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente), en un 85,45% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (81,36% y 80,50% a 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente), en un 12,21% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (15,49% y 15,01% a 31 de diciembre 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente), en un 1,68% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (2,34% y 3,16% a 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente) y el 0,39% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,47% y 0,61% al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente).



Los cambios en el valor razonable de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Valor razonable del plan de activos	MUS\$
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2016</b>	<b>(400.236)</b>
Ingresos por intereses	(62.649)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(47.621)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(92.290)
Aportaciones del empleador	(24.906)
Aportaciones pagadas	(601)
Contribuciones pagadas	53.488
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2016</b>	<b>(574.815)</b>
Ingresos por intereses	(52.550)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(9.921)
Aportaciones del empleador	(27.728)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(93.809)
<b>Saldo al 30 de septiembre de 2017</b>	<b>(758.823)</b>

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

Categoría de los Activos del Plan	30-09-2017		31-12-2016		01-01-2016	
	MUS\$	%	MUS\$	%	MUS\$	%
Acciones (renta variable)	31.945	4,21%	24.771	4,31%	49.530	12,38%
Activos de renta fija	630.773	83,13%	477.382	83,05%	296.197	74,01%
Inversiones inmobiliarias	76.619	10,10%	65.592	11,41%	47.020	11,75%
Otros	19.486	2,57%	7.070	1,23%	7.489	1,87%
<b>Total</b>	<b>758.823</b>	<b>100%</b>	<b>574.815</b>	<b>100%</b>	<b>400.236</b>	<b>100%</b>

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, Brasileiros (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 Brasileiros, 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.

	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
Inmuebles	34.757	27.715	23.285
<b>Total</b>	<b>34.757</b>	<b>27.715</b>	<b>23.285</b>

f) Conciliación Techo del activo:

Conciliación Techo del Activo	MUS\$
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2016</b>	<b>31.059</b>
Intereses de Activo no reconocidos	5.141
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	(9.217)
Diferencias de Conversión	6.436
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2016</b>	<b>33.419</b>
Intereses de Activo no reconocidos	3.248
Diferencias de Conversión	720
<b>Total Techo del Activo al 30 de septiembre de 2017</b>	<b>37.387</b>

Otras revelaciones:

- **Hipótesis actuariales:**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016:

	Chile			Brasil			Colombia			Argentina			Perú		
	30-09-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-09-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-09-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-09-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-09-2017	31-12-2016	01-01-2016
Tasas de descuento utilizadas	4,70%	4,70%	5,00%	12,2% - 12,3%	12,2% - 12,31%	14,02% - 14,21%	6,54%	6,54%	7,25%	5,50%	5,50%	5,00%	6,20%	6,20%	7,60%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,00%	4,00%	4,00%	9,18%	9,18%	9,69%	4,20%	4,20%	4,20%	5,00%	5,00%	5,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 RV-M-2014	CB-H-2014 RV-M-2014	RV-2009	AT 2000	AT 2000	AT 2000	RV 2008	RV 2008	RV 2008	CB-H-2014 RV-M-2014	CB-H-2014 RV-M-2014	RV 2004	CB-H-2014 RV-M-2014	CB-H-2014 RV-M-2014	RV 2009
Tasa de rotación esperada	4,5%	4,72%	5,69%	4,55% - 5,68%	4,55% - 5,68%	4,55% - 5,68%	0,35% - 0,74%	0,35% - 0,74%	0,44% - 0,65%	1,20% - 1,52%	1,20% - 1,52%	1,20% - 1,52%	3,88% - 4,20%	3,88% - 4,20%	3,90% - 4,07%

- **Sensibilización:**

Al 30 de septiembre de 2017, 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\$ 73.819 (MUS\$ 70.274 y MUS\$ 45.932 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente) en caso de un alza en la tasa y un aumento de MUS\$ 86.472 (MUS\$ 82.320 y MUS\$ 53.566 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente) 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 por los períodos terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016 fueron de MUS\$ 7.053 y MUS\$ 4.693, respectivamente.

- **Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el próximo año ascienden a MUS\$ 54.657.

- **Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones del Grupo corresponde a 11,14 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

Años	MUS\$
1	47.034
2	69.465
3	69.838
4	69.054
5	69.943
6 a 10	349.884

## 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 30 de septiembre de 2017 asciende a US\$ 6.763.204.424 representado por 57.452.641.516 acciones autorizadas, suscritas y pagadas. El capital al 31 de diciembre de 2016 ascendió a US\$ 6.903.683.778 representado por 58.324.975.387 acciones autorizadas, suscritas y pagadas. El capital de Enel Américas al 1 de enero de 2016 ascendió a US\$ 10.680.663.292 representado en 49.092.772.762 de acciones. 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 el período 2017 y el ejercicio 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 31 de diciembre de 2016 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:

<b>Número de acciones en circulación de Enel Américas previo a la fusión</b>		<b>49,092,772,762</b>	
	<b>Número de Acciones</b>	<b>Razón de intercambio de acciones</b>	<b>Número de Acciones</b>
<b><u>Emisión de nuevas acciones (1):</u></b>			
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
<b>Total emisión nuevas acciones</b>	<b>3,292,730,392</b>		<b>9,232,202,625</b>
<b><u>Recompra de acciones (2):</u></b>			
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)
<b>Total recompra de acciones</b>	<b>(122,957,873)</b>		<b>(129,829,692)</b>
<b><u>Oferta Pública de Acciones Endesa Américas (3):</u></b>			
Acciones compradas	(265,180,064)	2.8	(742,504,179)
<b>Total OPA Endesa Américas</b>	<b>(265,180,064)</b>		<b>(742,504,179)</b>
<b>Número de acciones en circulación Enel Américas posterior a la fusión</b>		<b>57,452,641,516</b>	
<b>Número total de acciones capital emitido</b>		<b>58,324,975,387</b>	
<b>Número total de acciones propias en cartera</b>		<b>(872,333,871)</b>	
<b>Número acciones en circulación Enel Américas posterior a la fusión</b>		<b>57,452,641,516</b>	

- (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 continua 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.

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

## 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 períodos terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	Por los Períodos terminados el 30 de septiembre de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(122.648)	(151.119)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	156.695	218.995
Enel Distribución Perú S.A.	57.327	45.939
Dock Sud	(21.431)	(18.618)
Enel Brasil S.A.	(363.313)	(695.473)
Enel Generación Costanera S.A.	(5.425)	(8.365)
Emgesa S.A. E.S.P.	27.427	31.289
Enel Generación El Chocón S.A.	(112.409)	(106.842)
Enel Generación Perú S.A.	112.362	100.327
Enel Generación Piura S.A.	12.079	8.506
Otros	(15.736)	(4.511)
Diferencia de conversión por cambio moneda de presentación (1)	-	(1.996.098)
<b>TOTAL</b>	<b>(275.072)</b>	<b>(2.575.970)</b>

## 25.3 Gestión del capital

El objetivo de Enersis Américas 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

La Sociedad 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 30 de septiembre de 2017, 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\$ 1.269.868, MUS\$ 90.839, MUS\$ 286.907, MUS\$ 99.038 y MUS\$ 10.791, respectivamente.

## 25.5 Otras Reservas

La naturaleza y el movimiento de las Otras reservas por los períodos terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, fueron los siguientes:

	Saldo al 1 de enero de 2017 MUS\$	Movimiento 2017 MUS\$	Saldo al 30 de septiembre de 2017 MUS\$
Diferencias de cambio por conversión (a)	(388.942)	113.870	(275.072)
Coberturas de flujo de caja (b)	(11.423)	7.553	(3.870)
Activos financieros disponibles para la venta	227	(364)	(137)
Otras reservas varias (c)	(3.364.559)	6.831	(3.357.728)
<b>TOTAL</b>	<b>(3.764.697)</b>	<b>127.890</b>	<b>(3.636.807)</b>

	Saldo al 1 de enero de 2016 MUS\$	Movimiento 2016 MUS\$	Saldo al 30 de septiembre de 2016 MUS\$
Diferencias de cambio por conversión (a)	(3.165.288)	589.318	(2.575.970)
Coberturas de flujo de caja (b)	(6.100)	2.073	(4.027)
Activos financieros disponibles para la venta	(256)	581	325
Resultado integral de activos mantenidos para distribuir a los propietarios	(173.187)	173.150	(37)
Otras reservas varias (c)	(4.659.748)	1.366.194	(3.293.554)
<b>TOTAL</b>	<b>(8.004.579)</b>	<b>2.131.316</b>	<b>(5.873.263)</b>

- 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	30-09-2017 MUS\$	30-09-2016 MUS\$
Reserva por aumento de capital año 2013 (1)	(1.345.368)	(1.908.106)
Reserva por reestructuración societaria ("División") (2)	716.712	691.210
Reserva operaciones subsidiarias (3)	(439.290)	(508.682)
Reserva transición a IFRS (4)	(1.490.605)	(1.567.941)
Reserva por fusión Enel Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas (5)	(730.748)	-
Reserva por OPA Endesa Américas y Derecho a Retiro (6)	(57.101)	-
Otras reservas varias (7)	(11.328)	(35)
<b>Total</b>	<b>(3.357.728)</b>	<b>(3.293.554)</b>

- 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 30 de septiembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Compañías	Participaciones No Controladoras					
	30-09-2017 %	Patrimonio			Resultado	
		30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	30-09-2016 MUS\$
Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	0,36%	2.372	2.593	2.352	(286)	(202)
Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	26,00%	218.817	200.150	144.065	27.015	20.526
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	51,52%	436.372	439.533	381.334	81.559	69.906
Emgesa S.A. E.S.P.	51,53%	642.611	601.642	580.355	119.533	106.183
Enel Distribucion Perú S.A.A.	24,32%	134.830	121.374	106.810	18.061	18.461
Enel Generacion Perú S.A.A.	16,40%	150.211	138.510	128.798	14.096	11.255
Chinango S.A.C.	20,00%	21.691	21.999	20.093	2.805	2.976
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,87%	(23.828)	701	11.087	(26.025)	(5.767)
Enel Generacion Costanera S.A.	24,32%	6.200	8.030	5.294	(742)	932
Enel Generacion El Chocón S.A.	32,33%	76.250	69.455	67.884	21.072	13.456
Inversora Dock Sud S.A.	42,86%	35.025	33.116	33.879	7.125	4.196
Central Dock Sud S.A.	29,76%	34.327	32.418	33.142	7.047	4.117
Enel Distribución Chile S.A. (1)	0,00%	-	-	14.248	-	403
Chilectra Américas S.A. (2)	0,00%	-	-	-	-	166
Enel Generación Chile S.A. (1)	0,00%	-	-	1.492.348	-	71.171
Endesa Américas S.A. (2)	0,00%	-	-	-	-	62.573
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. (1)	7,35%	-	-	15.350	-	1.768
Enel Generacion Piura S.A.	3,50%	4.309	3.947	3.100	429	573
Celg Distribuição S.A.	0,07%	1.134	-	-	7	-
Otros		6.448	6.637	6.582	1.498	1.150
<b>TOTAL</b>		<b>1.746.769</b>	<b>1.680.105</b>	<b>3.046.721</b>	<b>273.194</b>	<b>383.843</b>

- (1) Al 1 de enero de 2016, estas entidades están clasificadas como operaciones discontinuadas. Con fecha 1 de marzo de 2016, estas compañías dejaron de pertenecer al Grupo (ver Nota 6.1).
- (2) Con fecha 1 de diciembre de 2016, estas sociedades fueron fusionadas en y con Enel Américas S.A., las cuales fueron disueltas sin necesidad de liquidación (Ver Nota 25.1.1)



## 26. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS

El detalle de los ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	Períodos terminados el 30 de septiembre de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$
<b>Ventas de energía (1)</b>	<b>6.324.980</b>	<b>4.674.029</b>
<b>Generación</b>	<b>1.365.301</b>	<b>1.251.931</b>
Clientes Regulados	359.924	123.072
Clientes no Regulados	733.621	789.281
Ventas de Mercado Spot	257.763	254.269
Otros Clientes	13.993	85.309
<b>Distribución</b>	<b>4.959.679</b>	<b>3.422.098</b>
Residenciales	2.238.225	1.462.314
Comerciales	1.246.906	1.002.930
Industriales	517.577	399.386
Otros Consumidores	956.971	557.468
<b>Otras ventas</b>	<b>32.181</b>	<b>40.614</b>
Ventas de gas	25.134	23.413
Ventas de otros combustibles	-	5.725
Ventas de productos y servicios	7.047	11.476
<b>Otras prestaciones de servicios</b>	<b>623.857</b>	<b>493.708</b>
Peajes y transmisión	443.778	312.550
Arriendo equipos de medida	95	81
Alumbrado público	3.264	4.781
Verificaciones y enganches	10.663	6.955
Servicios de ingeniería y consultoría	305	4.430
Otras prestaciones	165.752	164.911
<b>Total Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>6.981.018</b>	<b>5.208.351</b>
Otros Ingresos	Períodos terminados el 30 de septiembre de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Ingresos por contratos de construcción	550.794	244.287
Otros Ingresos (2)	119.504	170.255
<b>Total Otros Ingresos</b>	<b>670.298</b>	<b>414.542</b>

- (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 30 de septiembre de 2017 fueron MUS\$ 363.395. Con fecha 29 enero de 2016, el ENRE emitió la Resolución N° 1/2016 que aprobó los valores del cuadro tarifario de Edesur con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a las cero hora del 01 de febrero de 2016, los efectos reconocidos por esta resolución en el período terminado el 30 de septiembre de 2016 fueron de MUS\$ 464.082.
- (2) Los otros ingresos incluyen MUS\$ 2.227 y MUS\$ 58.597 por los períodos terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, respectivamente, relacionados con los contratos de disponibilidad, que a contar de diciembre de 2012 nuestra filial Enel Generación Costanera S.A. suscribió con CAMMESA.

## 27. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

El detalle de las materias primas y consumibles utilizados por los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Períodos terminados el 30 de septiembre de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Compras de energía	(2.824.898)	(1.804.509)
Consumo de combustible	(178.153)	(291.128)
Gastos de transporte	(435.313)	(286.650)
Costos por contratos de construcción	(550.794)	(244.287)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(320.004)	(189.782)
<b>Total Materias primas y consumibles utilizados</b>	<b>(4.309.162)</b>	<b>(2.816.356)</b>

## 28. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El detalle de los gastos por beneficios a los empleados por los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Períodos terminados el 30 de septiembre de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Sueldos y salarios	(367.295)	(293.456)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(9.745)	(8.615)
Seguridad social y otras cargas sociales	(187.569)	(146.557)
Otros gastos de personal	(63.427)	(14.996)
<b>Total Gastos por beneficios a los empleados</b>	<b>(628.036)</b>	<b>(463.624)</b>

## 29. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO

El detalle de los gastos por depreciación, amortización y pérdida por deterioro por los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

	Períodos terminados el 30 de septiembre de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Depreciación	(304.666)	(257.175)
Amortización	(176.303)	(91.018)
<b>Subtotal</b>	<b>(480.969)</b>	<b>(348.193)</b>
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(116.894)	(83.751)
<b>Total</b>	<b>(597.863)</b>	<b>(431.944)</b>

(*) Información por Segmento por Reversión y (Pérdidas) por Deterioro	Generación		Distribución		Otros		Períodos terminados el 30 de septiembre de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$	2017 MUS\$	2016 MUS\$	2017 MUS\$	2016 MUS\$	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Activos financieros (ver nota 10)	(2.070)	(1.605)	(104.818)	(80.574)	-	(1.572)	(106.888)	(83.751)
Otros activos financieros	(6)	-	227	-	-	-	221	-
Propiedad, planta y equipo (ver nota 17)	(10.227)	-	-	-	-	-	(10.227)	-
<b>Total</b>	<b>(12.303)</b>	<b>(1.605)</b>	<b>(104.591)</b>	<b>(80.574)</b>	<b>-</b>	<b>(1.572)</b>	<b>(116.894)</b>	<b>(83.751)</b>

### 30. OTROS GASTOS POR NATURALEZA

El detalle de los otros gastos por naturaleza por los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Períodos terminados el 30 de septiembre de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Otros suministros y servicios	(201.357)	(135.216)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(92.379)	(108.636)
Reparaciones y conservación	(184.891)	(119.530)
Indemnizaciones y multas	(3.025)	(24.387)
Tributos y tasas	(29.403)	(35.281)
Primas de seguros	(28.955)	(32.321)
Arrendamientos y cánones	(19.211)	(13.263)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(3.085)	(2.673)
Otros aprovisionamientos	(110.574)	(112.588)
Gastos de viajes	(18.174)	(13.276)
Gastos de medioambiente	(1.016)	(1.216)
<b>Total</b>	<b>(692.070)</b>	<b>(598.387)</b>

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos por los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016 fue de MUS\$ 948 y MUS\$ 441, respectivamente.

### 31. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS)

El detalle de las otras ganancias (pérdidas) por los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Períodos terminados el 30 de septiembre de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Disposiciones y bajas inmovilizado material	1.107	862
Otros	158	118
<b>Total Otras ganancias (pérdidas)</b>	<b>1.265</b>	<b>980</b>

### 32. RESULTADO FINANCIERO

El detalle de los ingresos y costos financieros por los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Ingresos financieros	Períodos terminados el 30 de septiembre de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Efectivo y otros medios equivalentes	90.774	112.336
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil) (2)	59	121
Ingresos financieros por concesiones IFRIC 12 (Brasil) (1)	22.263	47.835
Otros ingresos financieros	60.685	62.281
<b>Total Ingresos Financieros</b>	<b>173.781</b>	<b>222.573</b>

Costos financieros	Períodos terminados el 30 de septiembre de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$
<b>Costos Financieros</b>	<b>(661.116)</b>	<b>(597.896)</b>
Préstamos bancarios	(69.159)	(62.576)
Obligaciones con el público	(169.316)	(219.296)
Valoración derivados financieros	(9.546)	(16.523)
Actualización financiera de provisiones (3)	(139.298)	(135.338)
Obligación por beneficios post empleo (2)	(27.815)	(21.973)
Gastos financieros activados	5.838	27.288
Otros costos financieros	(247.358)	(167.806)
<b>Resultado por unidades de reajuste (*)</b>	<b>-</b>	<b>(860)</b>
<b>Diferencias de cambio (**)</b>	<b>(5.980)</b>	<b>18.735</b>
<b>Total Costos Financieros</b>	<b>(667.096)</b>	<b>(580.021)</b>
<b>Total Resultado Financiero</b>	<b>(493.315)</b>	<b>(357.448)</b>

- (1) Corresponde al ingreso financiero por la actualización financiera durante los períodos terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, de los activos no amortizados a valor nuevo de reposición, al término de la concesión en las distribuidoras Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A.
- (2) Ver nota 24.2.b).
- (3) Para el período terminado el 30 de septiembre de 2017, se incluyen MUS\$ 88.911 (MUS\$ 91.524 para el período terminado el 30 de septiembre de 2016) 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\$ 40.818 y MUS\$ 34.721 durante los ejercicios terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, respectivamente, por concepto de actualización financiera de reclamaciones legales (Ver Nota 23).

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

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	Períodos terminados el 30 de septiembre de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	-	48
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	-	(854)
Otras provisiones	-	(54)
<b>Total Resultado por Unidades de Reajuste</b>	<b>-</b>	<b>(860)</b>

Diferencias de Cambio (**)	Períodos terminados el 30 de septiembre de,	
	2017 MUS\$	2016 MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	3.535	(4.702)
Otros activos financieros	82.093	54.026
Otros activos no financieros	2.521	(1.765)
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	15.089	19.362
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	3.257	1.117
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(91.478)	(36.800)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(19.224)	(2.397)
Otros pasivos no financieros	(1.773)	(10.106)
<b>Total Diferencias de Cambio</b>	<b>(5.980)</b>	<b>18.735</b>

### 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 IFRS 8.9 y en los criterios establecidos en IFRS 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 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 intermedios de 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

Línea de Negocio	Generación			Distribución			Holdings, Eliminaciones y otros			Totales		
	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
<b>ACTIVOS</b>												
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	1.221.934	1.113.956	5.596.360	2.464.954	1.999.305	3.144.713	476.494	1.662.533	2.402.277	4.163.382	4.775.794	11.143.350
Efectivo y equivalentes al efectivo	428.594	589.898	222.817	385.438	556.639	245.661	617.830	1.542.919	1.200.390	1.431.862	2.689.456	1.668.868
Otros activos financieros corrientes	72.486	26.377	16.147	58.938	52.266	48.118	11.510	57.613	31.858	142.934	136.256	96.123
Otros activos no financieros, corriente	19.409	26.617	37.872	171.118	114.574	101.493	2.434	2.244	4.249	192.961	143.435	143.614
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	442.700	322.203	396.437	1.754.395	1.205.881	1.129.727	14.495	10.774	6.070	2.211.590	1.538.858	1.532.234
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	204.391	92.472	98.144	11.856	11.527	38.973	(206.850)	(58.379)	(132.094)	9.397	45.620	5.023
Inventarios corrientes	51.850	48.267	47.406	76.040	50.077	86.157	588	854	291	128.478	99.198	133.854
Activos por impuestos corrientes, corriente	2.504	8.122	5.282	7.169	8.341	16.844	36.487	106.508	44.696	46.160	122.971	66.822
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	4.772.255	-	-	1.477.740	-	-	1.246.817	-	-	7.496.812
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	5.209.332	5.287.479	5.732.400	9.442.558	6.337.519	5.761.654	509.049	450.680	(882.934)	15.160.939	12.075.678	10.611.120
Otros activos financieros no corrientes	2.444	1.893	881	1.296.151	1.027.387	688.414	1.540	30	26	1.300.135	1.029.310	689.321
Otros activos no financieros no corrientes	12.028	12.454	13.867	369.791	92.877	77.083	3.049	3.076	18.269	384.868	108.407	109.219
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	428.439	436.910	437.157	331.534	99.992	124.168	182	310	92	760.155	537.212	561.417
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	3.588	-	-	322	360	501	(190)	-	-	3.720	360	501
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	104.856	136.552	673.597	28	26	692.125	(101.356)	(134.808)	(1.322.126)	3.528	1.770	43.596
Activos intangibles distintos de la plusvalía	55.808	54.368	47.406	3.799.183	1.748.195	1.314.470	8.603	7.595	20.065	3.863.594	1.810.158	1.381.941
Plusvalía	7.640	19.029	141.800	134.262	131.374	108.008	589.475	564.355	375.684	731.377	714.758	625.492
Propiedades, planta y equipo	4.559.230	4.559.524	4.361.364	3.367.070	3.128.104	2.683.800	6.736	5.528	525	7.933.036	7.693.156	7.045.689
Activos por impuestos diferidos	35.299	66.749	56.328	144.217	109.204	73.085	1.010	4.594	24.531	180.526	180.547	153.944
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>6.431.266</b>	<b>6.401.435</b>	<b>11.328.760</b>	<b>11.907.512</b>	<b>8.336.824</b>	<b>8.906.367</b>	<b>985.543</b>	<b>2.113.213</b>	<b>1.519.343</b>	<b>19.324.321</b>	<b>16.851.472</b>	<b>21.754.470</b>

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			Distribución			Holdings, Eliminaciones y otros			Totales		
	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>												
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	1.102.350	1.184.046	3.651.410	3.725.978	2.624.584	2.588.652	(455.192)	13.483	(95.885)	4.373.136	3.822.113	6.344.177
Otros pasivos financieros corrientes	207.830	228.528	324.251	445.319	510.558	290.253	24.594	14.771	354.114	677.743	753.857	968.618
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	568.705	599.539	482.585	2.563.361	1.757.230	1.460.325	26.183	125.845	102.860	3.156.249	2.472.614	2.045.770
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	139.010	144.216	147.246	469.545	169.231	101.571	(507.285)	(146.593)	(94.067)	101.270	166.854	154.750
Otras provisiones corrientes	85.502	47.415	114.649	197.236	113.960	64.605	1.134	17.891	-	283.872	179.266	179.254
Pasivos por impuestos corrientes	96.530	168.807	128.305	22.917	32.534	34.030	182	126	38.476	119.629	201.467	200.811
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	4.773	5.541	2.749	27.600	41.071	50.646	-	1.443	1.841	32.373	48.055	55.236
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	2.651.625	-	-	587.222	-	-	(499.109)	-	-	2.739.738
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	2.134.392	2.129.258	1.849.271	4.289.370	2.720.872	2.196.379	182.051	299.492	(167.699)	6.605.813	5.149.622	3.877.951
Otros pasivos financieros no corrientes	1.509.345	1.535.408	1.326.229	1.843.224	1.435.752	1.243.801	619.421	608.917	31.210	3.971.990	3.580.077	2.601.240
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	188.179	169.811	137.103	898.337	332.199	250.687	10.833	10.059	11.478	1.097.349	512.009	399.268
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	46.007	19.778	15.047	423.581	314.577	221.329	(469.588)	(334.355)	(236.376)	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	73.004	78.121	58.977	572.703	270.022	199.686	286	311	220	645.993	348.454	258.883
Pasivo por impuestos diferidos	256.628	263.998	255.242	179.625	53.887	49.201	17.295	11.674	22.110	453.548	329.559	326.553
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	35.498	36.429	30.343	356.346	302.038	229.700	2.942	2.886	3.659	394.786	341.353	263.702
Otros pasivos no financieros no corrientes	25.731	25.713	26.330	15.554	12.457	1.975	862	-	-	42.147	38.170	28.305
<b>PATRIMONIO NETO</b>	3.194.524	3.088.131	5.628.079	3.892.164	2.991.368	4.121.336	1.258.684	1.800.238	1.782.927	8.345.372	7.879.737	11.532.342
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	3.194.524	3.088.131	5.628.079	3.892.164	2.991.368	4.121.336	1.258.684	1.800.238	1.782.927	6.598.603	6.199.632	8.485.621
Capital emitido	559.504	1.025.134	2.079.423	1.968.410	843.335	1.211.912	4.235.290	5.035.215	4.882.102	6.763.204	6.903.684	8.173.437
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.003.672	870.193	3.321.225	(1.312.410)	196.145	1.992.102	3.780.944	2.134.787	(552.905)	3.472.206	3.201.125	4.760.422
Primas de emisión	38.624	37.697	290.157	64.862	63.307	4.995	(103.486)	(101.004)	(295.152)	-	(140.479)	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	1.592.724	1.155.107	(62.726)	3.171.302	1.888.581	912.327	(6.654.064)	(5.128.281)	(2.251.118)	(3.636.807)	(3.764.698,00)	(4.448.238)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.746.769	1.680.105	3.046.721
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>6.431.266</b>	<b>6.401.435</b>	<b>11.328.760</b>	<b>11.907.512</b>	<b>8.336.824</b>	<b>8.906.367</b>	<b>985.543</b>	<b>2.113.213</b>	<b>1.519.343</b>	<b>19.324.321</b>	<b>16.851.472</b>	<b>21.754.470</b>

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	Generación		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	30-09-2017 MUS\$	30-09-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	30-09-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	30-09-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	30-09-2016 MUS\$
<b>ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES</b>								
<b>INGRESOS</b>	<b>2.190.120</b>	<b>2.060.454</b>	<b>6.091.033</b>	<b>4.095.180</b>	<b>(629.837)</b>	<b>(532.741)</b>	<b>7.651.316</b>	<b>5.622.893</b>
Ingresos de actividades ordinarias	2.136.751	1.974.909	5.472.671	3.765.779	(628.404)	(532.337)	6.981.018	5.208.351
Ventas de energía	1.923.737	1.739.722	4.960.063	3.422.316	(558.820)	(488.009)	6.324.980	4.674.029
Otras ventas	29.851	29.138	2.330	2.436	-	9.040	32.181	40.614
Otras prestaciones de servicios	183.163	206.049	510.278	341.027	(69.584)	(53.368)	623.857	493.708
Otros ingresos	53.369	85.545	618.362	329.401	(1.433)	(404)	670.298	414.542
<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(892.532)</b>	<b>(871.091)</b>	<b>(4.045.988)</b>	<b>(2.484.972)</b>	<b>629.358</b>	<b>539.707</b>	<b>(4.309.162)</b>	<b>(2.816.356)</b>
Compras de energía	(434.900)	(346.466)	(2.988.931)	(1.976.512)	598.933	518.469	(2.824.898)	(1.804.509)
Consumo de combustible	(178.153)	(291.128)	-	-	-	-	(178.153)	(291.128)
Gastos de transporte	(188.494)	(150.662)	(283.431)	(164.953)	36.612	28.965	(435.313)	(286.650)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(90.985)	(82.835)	(773.626)	(343.507)	(6.187)	(7.727)	(870.798)	(434.069)
<b>MARGEN DE CONTRIBUCIÓN</b>	<b>1.297.588</b>	<b>1.189.363</b>	<b>2.045.045</b>	<b>1.610.208</b>	<b>(479)</b>	<b>6.966</b>	<b>3.342.154</b>	<b>2.806.537</b>
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	2.854	5.764	109.963	57.634	-	91	112.817	63.489
Gastos por beneficios a los empleados	(108.830)	(98.707)	(499.299)	(340.890)	(19.907)	(24.027)	(628.036)	(463.624)
Otros gastos, por naturaleza	(105.651)	(126.395)	(555.282)	(419.457)	(31.137)	(52.535)	(692.070)	(598.387)
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>1.085.961</b>	<b>970.025</b>	<b>1.100.427</b>	<b>907.495</b>	<b>(51.523)</b>	<b>(69.505)</b>	<b>2.134.865</b>	<b>1.808.015</b>
Gasto por depreciación y amortización	(180.426)	(155.234)	(301.033)	(193.192)	489	233	(480.970)	(348.193)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(12.069)	(1.605)	(104.820)	(80.450)	(4)	(1.696)	(116.893)	(83.751)
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>893.466</b>	<b>813.186</b>	<b>694.574</b>	<b>633.853</b>	<b>(51.038)</b>	<b>(70.968)</b>	<b>1.537.002</b>	<b>1.376.071</b>
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>(84.311)</b>	<b>(107.107)</b>	<b>(429.785)</b>	<b>(296.217)</b>	<b>20.781</b>	<b>45.876</b>	<b>(493.315)</b>	<b>(357.448)</b>
<b>Ingresos financieros</b>	<b>48.019</b>	<b>54.860</b>	<b>102.417</b>	<b>128.295</b>	<b>23.345</b>	<b>39.418</b>	<b>173.781</b>	<b>222.573</b>
Efectivo y otros medios equivalentes	42.996	46.275	23.842	27.256	23.936	38.806	90.774	112.337
Otros ingresos financieros	5.023	8.585	78.575	101.039	(591)	612	83.007	110.236
<b>Costos financieros</b>	<b>(147.761)</b>	<b>(190.479)</b>	<b>(528.318)</b>	<b>(433.176)</b>	<b>14.963</b>	<b>25.759</b>	<b>(661.116)</b>	<b>(597.896)</b>
Préstamos bancarios	(9.799)	(20.254)	(59.360)	(42.322)	-	(1)	(69.159)	(62.577)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(81.801)	(107.675)	(68.083)	(96.310)	(19.432)	(15.311)	(169.316)	(219.296)
Otros	(56.161)	(62.550)	(400.875)	(294.544)	34.395	41.071	(422.641)	(316.023)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	-	-	(860)	-	(860)
Diferencias de cambio	15.431	28.512	(3.884)	8.664	(17.527)	(18.441)	(5.980)	18.735
Positivas	57.051	101.219	21.881	32.806	77.005	48.467	155.937	182.492
Negativas	(41.620)	(72.707)	(25.765)	(24.142)	(94.532)	(66.908)	(161.917)	(163.757)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	2.678	1.309	-	1.440	1.264	(406)	3.942	2.343
Otras ganancias (pérdidas)	416	528	849	442	-	10	1.265	980
Resultado de Otras Inversiones	114	77	44	41	-	-	158	118
Resultados en Ventas de Activos	302	451	805	401	-	10	1.107	862
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	<b>812.249</b>	<b>707.916</b>	<b>265.638</b>	<b>339.518</b>	<b>(28.993)</b>	<b>(25.488)</b>	<b>1.048.894</b>	<b>1.021.946</b>
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(272.391)	(259.524)	(95.283)	(125.245)	(24.143)	110.710	(391.817)	(274.059)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	<b>539.858</b>	<b>448.392</b>	<b>170.355</b>	<b>214.273</b>	<b>(53.136)</b>	<b>85.222</b>	<b>657.077</b>	<b>747.887</b>
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	169.377	-	169.377
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>539.858</b>	<b>448.392</b>	<b>170.355</b>	<b>214.273</b>	<b>(53.136)</b>	<b>254.599</b>	<b>657.077</b>	<b>917.264</b>
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	539.858	448.392	170.355	214.273	(53.136)	254.599	657.077	917.264
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	383.883	533.421
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	273.194	383.843
<b>País</b>	<b>Generación</b>		<b>Distribución</b>		<b>Holdings, Eliminaciones y otros</b>		<b>Totales</b>	
<b>ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO</b>	<b>30-09-2017 MUS\$</b>	<b>30-09-2016 MUS\$</b>	<b>30-09-2017 MUS\$</b>	<b>30-09-2016 MUS\$</b>	<b>30-09-2017 MUS\$</b>	<b>30-09-2016 MUS\$</b>	<b>30-09-2017 MUS\$</b>	<b>30-09-2016 MUS\$</b>
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	721.814	1.028.974	436.245	781.557	12.190	(106.950)	1.170.249	1.703.581
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(440.306)	(237.668)	(783.219)	(544.130)	(354.203)	254.513	(1.577.728)	(527.285)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(593.927)	(519.012)	162.381	(126.826)	(438.062)	(177.489)	(869.608)	(823.327)

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

### 33.3 Países

País	Chile (Holdings y Otros)				Argentina				Brasil				Colombia				Perú				Eliminaciones		Totales		
	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	
<b>ACTIVOS</b>	<b>617.721</b>	<b>1.692.473</b>	<b>1.047.225</b>	<b>661.290</b>	<b>604.101</b>	<b>471.848</b>	<b>2.071.232</b>	<b>1.277.785</b>	<b>1.113.706</b>	<b>657.819</b>	<b>597.376</b>	<b>524.452</b>	<b>538.692</b>	<b>346.770</b>	<b>(300.863)</b>	<b>(134.633)</b>	<b>(1.400.649)</b>	<b>4.163.382</b>	<b>4.775.794</b>	<b>4.143.982</b>	<b>2.689.456</b>	<b>1.668.869</b>	<b>143.824</b>	<b>143.824</b>	<b>143.824</b>
ACTIVOS CORRIENTES	368.706	1.458.198	1.185.795	214.302	218.180	65.029	315.746	297.395	128.428	284.649	412.057	220.975	248.459	303.426	68.681	-	-	-	-	1.431.982	2.689.456	1.668.869	135.256	95.123	95.123
Efectivo y equivalentes al efectivo	111	30.660	23.039	899	1.502	977	104.345	97.693	67.830	37.569	4.277	10	6	-	-	-	-	-	-	143.824	135.256	95.123	-	-	-
Otros activos financieros corrientes	347	233	57	10.577	7.197	3.892	164.858	113.027	113.028	10.177	7.247	13.693	7.002	15.731	12.944	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros activos no financieros, corriente	3.356	2.313	1.028	383.999	301.816	384.932	1.400.530	895.462	795.781	268.908	231.656	292.486	152.466	177.662	216.961	2.432	129	1.197	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	233.892	111.030	101.534	29.984	34.972	34.112	43.182	31.509	27.572	1.375	633	2.905	4.279	2.338	1.820	(303.295)	(134.762)	(162.920)	-	-	-	-	-	-	-
Inventarios corrientes	-	-	-	21.186	16.278	56.532	9.738	2.530	1.268	55.141	41.588	30.109	42.413	38.802	45.945	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos corrientes, corriente	11.310	88.039	40.164	443	4.156	6.372	32.853	30.139	19.799	-	-	8	1.954	637	479	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	8.795.648	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>6.119.424</b>	<b>6.099.917</b>	<b>6.223.607</b>	<b>1.348.533</b>	<b>1.388.626</b>	<b>1.392.811</b>	<b>6.813.466</b>	<b>3.737.451</b>	<b>2.853.766</b>	<b>4.348.033</b>	<b>4.212.950</b>	<b>3.739.444</b>	<b>2.864.869</b>	<b>2.378.445</b>	<b>2.290.620</b>	<b>(6.133.186)</b>	<b>(5.781.611)</b>	<b>(5.889.128)</b>	<b>16.160.939</b>	<b>12.075.678</b>	<b>10.611.120</b>	<b>1.300.135</b>	<b>1.029.319</b>	<b>689.321</b>	<b>689.321</b>
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	21	502	31	1.298.912	1.028.901	688.404	1.202	1.907	867	-	-	19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros activos no financieros no corrientes	2.403	2.403	13.813	351	3.115	5.530	374.908	96.619	81.484	6.988	6.192	4.761	-	-	318	-	78	(389)	-	-	-	-	-	-	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	139	239	-	409.475	414.748	432.757	313.751	88.549	114.837	36.790	33.676	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	225.000	61.773	-	290	1.930	501	57.784	53.148	49.122	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	5.951.882	6.040.865	6.185.157	(1.769)	30.108	46.861	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	-	13.956	7.771	2.677	3.727.170	1.693.544	1.281.993	85.426	72.962	51.549	37.042	35.891	45.722	(6.444.625)	(6.209.953)	(6.340.178)	149.122	149.122	3.720	360	901	901	
Plusvalía	-	-	-	1.116	1.238	1.508	134.362	131.374	108.008	6.524	6.367	6.035	9.400	11.654	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Propiedades, planta y equipo	-	-	-	925.093	930.126	902.073	527.228	508.256	433.465	4.210.115	4.054.898	3.584.891	2.270.599	2.199.876	2.125.260	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Activos por impuestos diferidos	-	4.537	24.637	-	873	179.451	139.060	92.453	1.075	36.950	35.981	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>6.737.145</b>	<b>7.792.390</b>	<b>16.370.832</b>	<b>2.009.823</b>	<b>2.002.627</b>	<b>1.864.657</b>	<b>8.684.698</b>	<b>5.115.236</b>	<b>3.967.472</b>	<b>5.005.852</b>	<b>4.910.326</b>	<b>4.263.896</b>	<b>3.320.852</b>	<b>2.917.137</b>	<b>2.637.390</b>	<b>(6.434.049)</b>	<b>(5.886.244)</b>	<b>(7.349.777)</b>	<b>19.324.321</b>	<b>16.851.472</b>	<b>21.754.470</b>	<b>143.824</b>	<b>143.824</b>	<b>143.824</b>	<b>143.824</b>

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

País	Chile ( Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales			
	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>																
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	38.098	875.138	3.118.624	1.105.236	1.018.184	3.118.624	2.240.021	1.235.136	914.267	810.366	823.954	441.907	(272.209)	(791.188)	122.847	4.273.136
Otros pasivos financieros corrientes	24.087	14.771	354.653	2.979	4.516	43.468	305.036	309.902	192.151	179.214	305.209	240.231	115.427	137.665	-	677.243
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	5.602	61.530	43.131	852.295	812.547	738.940	1.835.620	771.269	617.628	456.231	485.281	364.538	208.517	298.688	210.540	3.158.249
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	7.275	790.818	53.141	47.473	37.697	33.333	193.738	97.910	71.570	100.889	60.879	43.881	24.088	24.117	12.092	(934.467)
Otras provisiones corrientes	1.134	17.893	5	168.653	99.436	42.482	11.351	1.802	3.019	29.246	36.940	109.495	73.488	23.195	24.253	283.872
Pasivos por impuestos corrientes	-	126	38.477	33.836	63.788	58.355	32.512	48.513	28.106	48.592	79.474	70.395	4.889	9.666	5.478	119.429
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	201.467
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	-	-	-	-	3.764	5.740	1.843	214	395	1.814	28.395	41.920	51.579	48.055
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	2.629.017	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	110.721	2.739.738
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	618.324	611.803	35.572	655.979	631.950	554.717	2.764.939	1.208.747	1.021.755	2.102.339	1.928.403	1.567.434	771.918	853.840	781.876	6.805.813
Otros pasivos financieros no corrientes	609.087	608.917	31.210	48.032	47.645	54.406	966.538	667.737	697.844	1.877.548	1.711.301	1.425.627	480.788	544.177	492.273	3.971.990
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	-	453.843	435.181	350.987	632.467	65.529	36.281	-	-	-	11.049	10.091	12.000	208
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	54.097	54.643	50.173	253.589	30.898	33.220	-	-	-	-	-	(307.698)	(85.329)
Otras provisiones no corrientes	-	-	-	21.494	17.756	18.848	545.542	249.867	168.178	76.694	74.228	51.452	7.263	6.764	6.405	645.993
Pasivo por impuestos diferidos	6.286	-	-	56.467	55.453	65.280	136.154	13.010	22.110	3.754	30.096	291.163	-	-	453.548	349.559
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	2.941	2.886	4.362	18.410	20.119	19.023	236.796	181.118	146.122	123.380	133.162	80.465	4.259	4.068	3.750	394.766
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	2.636	814	-	-	863	-	-	10.966	9.712	-	27.682	27.644	28.305	42.147
<b>PATRIMONIO NETO</b>	6.080.723	6.305.449	13.216.656	248.608	352.493	393.342	3.678.738	2.671.353	2.031.450	2.093.127	2.013.745	1.866.508	2.097.330	1.546.652	1.413.607	8.345.372
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	6.080.723	6.305.449	13.216.656	248.608.000	352.493	393.342	3.678.738.000	2.671.353	2.031.450	2.093.127	2.013.745	1.866.508	2.097.330	1.546.652	1.413.607	8.345.372
Capital emitido	6.703.204	7.299.877	11.653.638	295.698	336.232	222.004	3.120.578	429.110	305.089	227.622	222.163	210.448	767.973	762.163	692.138	(2.543.859)
Ganancias (pérdidas) acumuladas	2.559.217	2.502.201	5.497.025	113.739	243.887	34.542	249.663	301.696	203.163	360.964	362.979	454.417	116.313	53.825	93.861	72.310
Primas de emisión	-	-	290.895	-	-	-	937.446	917.280	754.134	100.413	100.933	4.198	73	72	70	(1.040.932)
Acciones propias en cartera	-	(140.479)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.018.285)
Otras reservas	(3.241.698)	(3.356.250)	(4.224.892)	(120.817)	(127.628)	136.796	1.190.051	1.023.267	769.064	1.401.128	1.337.670	1.197.445	1.212.971	730.592	637.538	(2.331.673)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	82.532
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>6.737.145</b>	<b>7.792.390</b>	<b>16.370.832</b>	<b>2.009.823</b>	<b>2.002.627</b>	<b>1.864.657</b>	<b>8.684.698</b>	<b>5.115.236</b>	<b>3.967.472</b>	<b>5.005.852</b>	<b>4.910.326</b>	<b>4.263.896</b>	<b>3.320.852</b>	<b>2.917.137</b>	<b>2.637.390</b>	<b>(6.434.049)</b>

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

País	Chile ( Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-09-2017 MUS\$	30-09-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	30-09-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	30-09-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	30-09-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	30-09-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	30-09-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	30-09-2016 MUS\$
<b>ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES</b>														
<b>INGRESOS</b>	<b>556</b>	<b>11.097</b>	<b>1.154.339</b>	<b>963.459</b>	<b>3.708.564</b>	<b>1.927.662</b>	<b>1.770.978</b>	<b>1.710.549</b>	<b>1.016.879</b>	<b>1.010.118,00</b>	-	-	<b>7.651.316</b>	<b>5.622.893</b>
Ingresos de actividades ordinarias	-	9.409	1.139.012	873.593	3.086.108	1.622.079	1.757.600	1.696.922	998.298	1.006.348,00	-	-	6.981.018	5.208.351
Ventas de energía	-	-	1.097.435	768.721	2.777.037	1.465.214	1.584.865	1.546.740	865.643	893.354,00	-	-	6.324.980	4.674.029
Otras ventas	-	9.040	-	173	1.470	1.557	15.012	10.507	15.569	19.337,00	-	-	32.181	40.614
Otras prestaciones de servicios	-	369	41.447	104.699	307.601	155.308	157.723	139.675	117.086	93.657,00	-	-	623.857	493.708
Otros ingresos	556	1.686	15.327	89.866	622.456	305.583	13.378	13.627	18.581	3.770,00	-	8	670.298	414.542
<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>-</b>	<b>(4.169)</b>	<b>(574.741)</b>	<b>(380.132)</b>	<b>(2.503.809)</b>	<b>(1.149.140)</b>	<b>(696.971)</b>	<b>(730.429)</b>	<b>(533.614)</b>	<b>(552.486,00)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(4.309.162)</b>	<b>(2.816.356)</b>
Compras de energía	-	-	(459.656)	(309.562)	(1.859.485)	(727.862)	(382.986)	(434.783)	(325.661)	(335.464,00)	2.030	2.212	(2.824.988)	(1.804.509)
Consumo de combustible	-	-	(3.546)	(9.838)	(62.691)	(55.737)	(23.717)	(61.415)	(88.199)	(114.138,00)	-	-	(178.153)	(291.128)
Gastos de transporte	-	-	(7.829)	(2.955)	(177.276)	(81.802)	(181.601)	(146.780)	(66.577)	(52.901,00)	(2.030)	(2.212)	(435.313)	(286.650)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	(4.169)	(103.670)	(8.777)	(604.357)	(283.699)	(109.567)	(87.441)	(53.204)	(49.983,00)	-	-	(870.798)	(434.069)
<b>MARGEN DE CONTRIBUCIÓN</b>	<b>556</b>	<b>6.928</b>	<b>579.598</b>	<b>583.327</b>	<b>1.204.755</b>	<b>778.522</b>	<b>1.074.007</b>	<b>980.120</b>	<b>483.238</b>	<b>457.632,00</b>	<b>-</b>	<b>8,00</b>	<b>3.342.154</b>	<b>2.806.537</b>
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	41.312	31.639	52.359	17.463	13.854	9.204	5.292	5.183,00	-	-	112.817	63.489
Gastos por beneficios a los empleados	(5.777)	(12.513)	(261.174)	(241.523)	(245.162)	(105.605)	(67.844)	(57.052)	(48.079)	(46.931,00)	-	-	(628.036)	(463.624)
Otros gastos, por naturaleza	(15.412)	(33.999)	(147.317)	(145.160)	(356.202)	(242.046)	(109.025)	(97.792)	(64.114)	(79.782,00)	-	(8)	(692.070)	(598.387)
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>(20.633)</b>	<b>(39.184)</b>	<b>212.419</b>	<b>228.283</b>	<b>655.750</b>	<b>448.334</b>	<b>910.992</b>	<b>834.480</b>	<b>376.337</b>	<b>336.102,00</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.134.865</b>	<b>1.808.015</b>
Gasto por depreciación y amortización	-	(212)	(59.550)	(45.250)	(199.490)	(108.247)	(131.981)	(108.747)	(89.949)	(85.737,00)	-	-	(480.970)	(348.193)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	-	(1.572)	(26.169)	(7.319)	(73.614)	(69.731)	(2.957)	(2.867)	(14.153)	(2.262,00)	-	-	(116.893)	(83.751)
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>(20.633)</b>	<b>(40.968)</b>	<b>126.700</b>	<b>175.714</b>	<b>382.646</b>	<b>270.356</b>	<b>776.054</b>	<b>722.866</b>	<b>272.235</b>	<b>248.103,00</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.537.002</b>	<b>1.376.071</b>
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>6.434</b>	<b>(3.374)</b>	<b>(126.632)</b>	<b>(117.869)</b>	<b>(216.716)</b>	<b>(59.327)</b>	<b>(130.411)</b>	<b>(150.982)</b>	<b>(25.996)</b>	<b>(25.896)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(493.315)</b>	<b>(357.448)</b>
<b>Ingresos financieros</b>	<b>22.658</b>	<b>37.297</b>	<b>51.988</b>	<b>55.181</b>	<b>100.083</b>	<b>113.020</b>	<b>14.603</b>	<b>16.744</b>	<b>7.371</b>	<b>4.535</b>	<b>(22.922)</b>	<b>(4.204)</b>	<b>173.781</b>	<b>222.573</b>
Efectivo y otros medios equivalentes	6.864	33.769	40.539	41.392	29.720	21.875	9.855	13.483	3.796	1.817,00	-	-	90.774	112.236
Otros ingresos financieros	15.794	3.528	11.449	13.789	70.363	91.145	4.748	3.261	3.575	2.718,00	(22.922)	(4.204)	83.007	110.237
<b>Costos financieros</b>	<b>(28.370)</b>	<b>(20.109)</b>	<b>(195.784)</b>	<b>(200.779)</b>	<b>(282.766)</b>	<b>(182.813)</b>	<b>(144.739)</b>	<b>(168.210)</b>	<b>(32.379)</b>	<b>(30.089)</b>	<b>22.922</b>	<b>4.104</b>	<b>(661.116)</b>	<b>(597.896)</b>
Préstamos bancarios	-	-	(119)	(2.075)	(45.953)	(35.647)	(20.208)	(18.549)	(2.579)	(6.305,00)	-	-	(69.159)	(62.576)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(19.432)	(15.311)	(195.665)	(198.704)	(210.347)	(99.477)	(21.434)	(12.719)	(9.179)	(4.431,00)	22.922	4.104	(422.641)	(316.025)
Otros	(8.938)	(4.798)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(860)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	(860)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(860)
Diferencias de cambio	12.146	(19.702)	17.164	27.729	(34.027)	10.466	(275)	484	(988)	(342)	-	100	(5.980)	18.735
Positivas	77.613	41.324	37.457	67.671	49.378	53.496	3.922	5.102	13.363	32.955	(25.796)	(18.056)	155.937	182.492
Negativas	(65.467)	(61.026)	(20.293)	(39.942)	(83.405)	(43.030)	(4.197)	(4.618)	(14.351)	(33.297)	25.796	18.156	(161.917)	(163.757)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	1.264	(406)	2.678	1.311	-	-	-	-	-	-	-	-	3.942	2.343
Otras ganancias (pérdidas)	-	9	198	143	3	601	364	(137)	700	364	-	-	1.265	980
Resultado de Otras Inversiones	-	-	141	118	-	-	-	-	17	-	-	-	158	118
Resultados en Ventas de Activos	-	9	57	25	3	601	364	(137)	683	364	-	-	1.107	862
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	<b>(12.935)</b>	<b>(44.739)</b>	<b>2.944</b>	<b>59.299</b>	<b>165.939</b>	<b>211.630</b>	<b>646.007</b>	<b>573.185</b>	<b>246.939</b>	<b>222.571</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.048.894</b>	<b>1.021.946</b>
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(22.871)	101.076	(25.767)	(34.117)	(10.858)	(42.821)	(255.902)	(231.422)	(76.419)	(66.775)	-	-	(391.817)	(274.059)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	<b>(35.806)</b>	<b>56.337</b>	<b>(22.823)</b>	<b>25.182</b>	<b>155.081</b>	<b>168.809</b>	<b>390.105</b>	<b>341.763</b>	<b>170.520</b>	<b>155.796</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>657.077</b>	<b>747.887</b>
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	169.377	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	169.377
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>(35.806)</b>	<b>225.714</b>	<b>(22.823)</b>	<b>25.182</b>	<b>155.081</b>	<b>168.809</b>	<b>390.105</b>	<b>341.763</b>	<b>170.520</b>	<b>155.796</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>657.077</b>	<b>917.264</b>
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	(35.806)	225.714	(22.823)	25.182	155.081	168.809	390.105	341.763	170.520	155.796,00	-	-	657.077,00	917.264
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	383.883	533.421
													273.194	383.843
<b>ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO</b>														
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>	<b>48.843</b>	<b>132.908</b>	<b>102.666</b>	<b>261.179</b>	<b>202.936</b>	<b>475.365</b>	<b>565.999</b>	<b>496.359</b>	<b>235.538</b>	<b>334.536</b>	<b>14.267</b>	<b>3.234</b>	<b>1.170.249</b>	<b>1.703.581</b>
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(837.922)	355.517	(71.072)	(118.095)	(1.176.106)	(212.018)	(290.312)	(264.410)	(90.602)	(132.994)	888.286	(155.285)	(1.577.728)	(527.285)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(303.158)	(669.921)	(14.823)	(11.912)	976.860	(98.763)	(417.792)	(83.941)	(208.139)	(110.770)	(802.556)	151.980	(869.608)	(823.327)

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																					
	País	Chile			Argentina			Brasil			Colombia			Peru			Eliminaciones			Totales		
		30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
<b>ACTIVOS</b>																						
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	-	-	7.344.864	266.280	227.115	202.477	344.634	281.607	154.309	154.286	289.711	243.548	376.684	393.618	243.308	243.308	47.623	-	-	1.221.934	1.113.956	5.996.260
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	-	19.328	113.110	69.552	30.295	75.002	83.878	31.311	149.010	206.152	84.260	98.472	236.176	-	-	-	-	-	428.004	509.898	222.817
Otros activos financieros corrientes	-	-	3.730	-	-	-	37.778	22.063	8.201	34.698	4.318	4.216	10	6	-	-	-	-	-	2.486	26.377	16.147
Otros activos no financieros, corriente	-	-	2.559	-	2.161	2.054	8.916	10.437	16.034	4.914	3.201	11.000	10.818	8.784	-	-	-	-	-	18.409	26.617	37.872
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	-	22	116.740	118.746	129.379	147.598	77.187	39.170	99.657	61.277	112.904	79.895	65.034	114.667	(160)	(41)	295	442.700	322.203	396.437	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	-	-	40.108	30.499	35.124	34.061	73.465	63.664	67.287	275	106	10.278	163.652	51.740	39.430	(63.500)	(58.054)	(83.020)	204.391	92.472	98.144	
Inventarios corrientes	-	-	-	3.619	3.376	3.912	493	462	27	16.742	14.816	10.882	30.396	29.794	-	-	-	-	51.800	48.297	47.406	
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	-	443	4.156	2.876	1.382	3.916	2.279	-	-	8	679	50	-	-	-	-	2.504	8.122	5.282	
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	7.281.676	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.509.421)	-	4.772.255	
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	-	-	47	602.985	697.229	724.521	629.770	627.706	531.396	2.736.684	2.719.145	2.545.665	1.279.253	1.278.233	1.272.007	(34.360)	(34.834)	658.764	5.209.332	5.287.479	5.732.400	
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	-	-	-	1.252	-	-	1.192	1.893	863	-	18	-	-	-	-	2.444	1.893	881	
Otros activos no financieros no corrientes	-	-	10	2.740	5.070	9.496	7.510	7.265	2.214	2.125	1.532	-	-	-	-	-	-	79	-	12.028	13.867	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	-	407.142	412.885	424.015	13.556	10.407	13.633	7.741	10.392	2.735	-	-	-	-	-	-	428.439	436.910	437.157	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	1.576	-	-	38.267	33.343	34.380	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	(33.688)	3.986	2.934	56.941	55.716	45.807	-	-	-	81.600	76.850	56.560	(34.679)	(34.913)	(34.390)	3.588	-	-	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	-	31	41	63	5.589	4.768	3.334	33.589	33.432	28.417	16.599	16.127	15.992	-	-	-	55.808	54.368	47.406	
Plusvalía	-	-	-	3.116	1.227	1.698	-	-	-	6.524	6.368	6.034	-	-	-	-	-	-	124.858	7.640	19.309	
Propiedades, planta y equipo	-	-	-	228.368	274.780	290.058	470.459	478.268	400.387	2.683.349	2.632.654	2.480.482	1.177.054	1.173.822	1.190.437	-	-	-	4.559.230	4.559.524	4.361.364	
Activos por impuestos diferidos	-	-	47	3	-	873	34.221	34.468	29.806	1.075	32.281	25.602	-	-	-	-	-	-	35.299	66.749	56.328	
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	-	-	7.344.911	869.965	924.344	926.998	974.404	889.313	685.705	3.033.980	3.008.856	2.789.213	1.650.937	1.671.851	1.515.315	(98.020)	(92.929)	(1.933.382)	6.431.266	6.401.435	11.328.760	

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	
	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$	
<b>Patrimonio Neto y Pasivos</b>																						
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	-	-	2.574.917	218.644	276.767	303.918	394.270	241.874	178.472	424.074	422.986	492.450	229.882	293.797	210.586	(33.520)	(27.378)	66.167	1.102.350	1.184.546	3.851.410	
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	588	2.979	4.816	42.746	3.464	2.721	2.419	151.901	154.243	190.953	49.286	66.748	87.545	-	-	-	207.830	228.528	324.251	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	224	143.370	161.529	171.789	174.847	111.808	66.548	150.085	154.306	125.867	100.303	161.838	94.434	180	(32)	23.723	568.705	589.539	482.285	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	-	2	46.469	36.651	32.164	49.671	74.605	81.399	59.868	38.444	32.285	16.922	21.962	16.974	(23.620)	(15.178)	-	139.010	144.216	147.246	
Otras provisiones corrientes	-	-	-	-	11.060	3.864	-	-	-	26.642	27.915	101.920	88.860	8.440	8.865	-	-	-	85.502	47.415	114.649	
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	-	29.826	62.711	58.355	32.323	48.513	28.106	35.578	48.018	40.221	2.803	9.955	1.623	-	-	-	96.530	168.407	128.305	
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	-	-	-	-	3.765	4.287	-	-	-	1.204	1.008	1.244	1.545	-	-	-	4.773	5.541	2.749	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	2.574.003	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	77.622	-	-	2.496.381	
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	-	-	281	350.362	332.784	308.340	128.898	42.108	48.131	1.362.560	1.418.041	1.170.424	387.072	401.876	390.451	(64.500)	(65.551)	(68.356)	2.134.392	2.129.258	1.849.271	
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	49.032	47.945	54.406	62.881	4.982	4.243	1.274.301	1.323.260	1.100.457	123.031	160.031	167.163	-	-	-	1.909.345	1.935.408	1.326.239	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	-	188.921	169.187	133.003	2.258	624	4.100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	188.179	169.811	137.103	
Otras provisiones no corrientes	-	-	-	54.097	54.643	50.173	56.410	30.686	33.220	-	-	-	-	-	-	(64.500)	(65.551)	(68.356)	46.007	19.778	15.047	
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73.004	78.191	58.677	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	-	281	4.848	5.556	5.479	-	-	-	29.285	29.589	23.511	200.161	208.545	189.963	-	-	-	256.628	263.998	255.242	
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.731	25.713	26.330	
<b>PATRIMONIO NETO</b>	-	-	4.769.813	300.959	314.793	309.740	581.236	605.331	459.102	1.247.346	1.167.829	1.126.339	1.064.983	1.000.178	914.278	-	-	(1.951.193)	3.194.524	3.088.131	5.628.079	
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	4.769.813	300.959	314.793	309.740	581.236	605.331	459.102	1.247.346	1.167.829	1.126.339	1.064.983	1.000.178	914.278	-	-	(1.951.193)	3.194.524	3.088.131	5.628.079	
Capital emitido	-	-	-	2.874.877	177.749	150.473	116.886	157.840	154.444	126.975	223.031	217.862	206.289	884	502.535	455.147	-	(1.700.550)	509.894	1.025.134	2.079.423	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	-	-	2.451.339	293.053	301.981	69.257	296.494	296.140	198.162	295.969	218.811	306.914	199.896	53.369	68.900	-	-	295.953	1.003.672	870.193	3.521.025	
Primas de emisión	-	-	-	290.088	-	-	-	-	-	38.551	37.627	70	70	70	70	-	-	-	38.624	37.697	290.157	
Otras reservas	-	-	(626.491)	(129.843)	(137.561)	123.797	127.902	154.747	143.185	730.495	693.707	613.137	864.170	444.214	390.142	-	-	(506.496)	1.592.724	1.155.197	(62.726)	
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	-	-	7.344.911	869.965	924.344	926.998	974.404	889.313	685.705	3.033.980	3.008.856	2.789.213	1.650.937	1.671.851	1.515.315	(88.020)	(92.929)	(1.933.382)	6.431.266	6.401.435	11.328.760	

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

País	Generación y Transmisión													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-09-2017 MUSS	30-09-2016 MUSS	30-09-2017 MUSS	30-09-2016 MUSS	30-09-2017 MUSS	30-09-2016 MUSS	30-09-2017 MUSS	30-09-2016 MUSS	30-09-2017 MUSS	30-09-2016 MUSS	30-09-2017 MUSS	30-09-2016 MUSS	30-09-2017 MUSS	30-09-2016 MUSS
<b>ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES</b>														
<b>INGRESOS</b>	-	-	209.168	230.760	603.190	415.513	861.697	905.973	516.065	508.208	-	-	2.190.120	2.060.454
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	205.880	172.150	575.129	398.198	854.913	897.528	500.829	507.033	-	-	2.136.751	1.974.909
Ventas de energía	-	-	205.695	111.590	508.978	342.256	840.093	886.976	368.971	398.900	-	-	1.923.737	1.739.722
Otras ventas	-	-	-	-	-	-	14.698	10.407	15.153	18.731	-	-	29.851	29.138
Otras prestaciones de servicios	-	-	185	60.560	66.151	55.942	122	145	116.705	89.402	-	-	183.163	208.049
Otros ingresos	-	-	3.288	28.061	28.061	17.315	6.784	8.445	15.236	1.175	-	-	53.369	85.545
<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	-	-	(17.923)	(70.726)	(337.367)	(190.840)	(287.421)	(346.955)	(249.821)	(262.570)	-	-	(892.532)	(871.091)
Compras de energía	-	-	(1.008)	(998)	(255.174)	(112.736)	(112.635)	(165.164)	(68.113)	(69.780)	2.030	2.212	(434.900)	(346.466)
Consumo de combustible	-	-	(3.946)	(59.838)	(62.691)	(55.737)	(23.717)	(61.415)	(88.199)	(114.138)	-	-	(178.153)	(291.128)
Gastos de transporte	-	-	(4.732)	(2.088)	(19.322)	(14.812)	(95.833)	(78.635)	(66.577)	(52.915)	(2.030)	(2.212)	(188.494)	(150.662)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	(8.637)	(7.802)	(180)	(7.555)	(55.236)	(41.741)	(26.932)	(25.737)	-	-	(90.985)	(82.835)
<b>MARGEN DE CONTRIBUCION</b>	-	-	191.245	160.034	265.823	224.673	574.276	559.018	266.244	245.638	-	-	1.297.588	1.189.363
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	1.364	4.184	717	804	487	661	286	115	-	-	2.854	5.764
Gastos por beneficios a los empleados	-	-	(52.616)	(49.269)	(13.525)	(11.770)	(20.409)	(17.532)	(22.281)	(20.736)	-	-	(108.830)	(98.707)
Otros gastos, por naturaleza	-	-	(26.038)	(24.736)	(13.297)	(12.864)	(32.976)	(38.024)	(33.350)	(50.771)	-	-	(105.651)	(126.955)
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACION</b>	-	-	113.955	90.213	239.728	201.443	521.379	504.123	210.899	174.246	-	-	1.085.961	970.025
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(42.887)	(33.652)	(29.986)	(22.300)	(54.428)	(46.476)	(53.125)	(52.806)	-	-	(180.426)	(155.234)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	(31)	(1.707)	(418)	263	(1.156)	(10.625)	-	-	-	(12.069)	(1.605)
<b>RESULTADO DE EXPLOTACION</b>	-	-	71.068	56.530	208.035	178.725	467.214	456.491	147.149	121.440	-	-	893.466	813.186
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	-	-	4.542	14.198	7.275	(1.728)	(87.653)	(112.119)	(8.485)	(7.458)	10	-	(84.311)	(107.107)
<b>Ingresos financieros</b>	-	-	26.365	32.197	16.801	11.498	6.870	10.808	4.483	6.500	(1.450)	-	48.019	54.860
Electivo y otros medios equivalentes	-	-	25.805	29.378	8.923	6.019	5.466	9.924	2.802	954	-	-	42.996	46.275
Otros ingresos financieros	-	-	860	2.819	7.878	5.479	1.404	884	1.681	853	(1.450)	-	5.023	8.585
<b>Costos financieros</b>	-	-	(37.523)	(45.859)	(10.519)	(13.030)	(94.666)	(123.743)	(11.563)	(9.297)	6.510	1.450	(147.751)	(190.479)
Préstamos bancarios	-	-	(82)	(2.008)	(1.195)	(439)	(7.926)	(14.125)	(596)	(3.682)	-	-	(9.799)	(20.254)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	-	-	-	(79.212)	(104.300)	(2.589)	(3.375)	-	-	(81.801)	(107.675)
Otros	-	-	(37.441)	(43.851)	(9.324)	(12.591)	(7.528)	(5.318)	(8.378)	(2.240)	6.510	1.450	(56.161)	(62.550)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Diferencias de cambio</b>	-	-	15.700	27.860	993	(196)	143	816	(1.405)	32	-	-	15.431	28.512
Positivas	-	-	35.668	65.161	14.814	19.392	2.971	3.309	29.462	7.790	(16.125)	(7.790)	57.051	101.219
Negativas	-	-	(19.968)	(37.301)	(13.821)	(18.588)	(2.828)	(2.493)	(12.793)	(29.450)	7.790	16.125	(41.620)	(72.707)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	-	-	2.678	1.309	-	-	-	-	-	-	-	-	2.678	1.309
<b>Otras ganancias (pérdidas)</b>	-	-	97	102	3	-	266	70	50	356	-	-	416	528
Resultado de Otras Inversiones	-	-	97	77	-	-	-	-	17	-	-	-	114	77
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	25	3	-	266	70	33	356	-	-	302	451
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	-	-	78.385	72.139	215.313	176.997	379.827	344.442	138.714	114.338	10	-	812.249	707.916
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	-	-	(8.867)	(26.363)	(73.122)	(60.805)	(147.857)	(138.403)	(42.545)	(33.953)	-	-	(272.391)	(259.524)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	-	-	69.518	45.776	142.191	116.192	231.970	206.039	96.169	80.385	10	-	539.858	448.392
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	-	-	69.518	45.776	142.191	116.192	231.970	206.039	96.169	80.385	10	-	539.858	448.392

  

País	Generación y Transmisión													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-09-2017 MUSS	30-09-2016 MUSS	30-09-2017 MUSS	30-09-2016 MUSS	30-09-2017 MUSS	30-09-2016 MUSS	30-09-2017 MUSS	30-09-2016 MUSS	30-09-2017 MUSS	30-09-2016 MUSS	30-09-2017 MUSS	30-09-2016 MUSS	30-09-2017 MUSS	30-09-2016 MUSS
<b>ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO</b>														
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	-	217.327	81.202	72.186	143.750	160.141	354.501	343.533	142.361	235.860	-	(73)	721.814	1.028.974
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-	(66.888)	(6.135)	(32.620)	(17.335)	519	(109.674)	(88.333)	(307.162)	(50.346)	-	-	(440.306)	(237.668)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-	(224.366)	(14.784)	(11.134)	(134.796)	(127.775)	(315.784)	(60.955)	(128.563)	(94.782)	-	-	(593.927)	(519.012)

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

b) Distribución

Línea de Negocio	Distribución																					
	Chile			Argentina			Brasil			Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales			
Pais	30-09-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-09-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-09-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-09-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-09-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-09-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-09-2017	31-12-2016	01-01-2016	
<b>ACTIVOS</b>																						
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	-	-	1.505.236	396.135	378.240	269.575	1.551.400	1.014.800	919.994	363.713	411.323	292.262	153.706	197.936	163.867	-	(2.994)	(6.221)	2.464.954	1.999.305	3.144.713	
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	-	15.080	101.192	154.626	34.732	73.958	126.761	46.290	142.639	205.864	126.714	67.649	67.388	20.865	-	-	-	385.438	556.639	245.661	
Otros activos financieros corrientes	-	-	266	899	1.522	977	55.168	50.687	46.812	2.871	77	63	-	-	-	-	-	-	58.938	52.266	48.118	
Otros activos no financieros, corriente	-	-	7.934	4.955	1.776	1.538	100.707	92.878	5.263	4.048	2.693	3.936	4.864	4.146	-	-	-	-	171.118	114.574	101.493	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	-	-	267.159	203.070	175.542	1.249.306	724.459	716.125	169.251	170.280	139.581	68.679	108.073	98.405	-	(1)	74	1.754.395	1.205.881	1.129.727	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	-	-	11.559	1.384	1.185	338	3.157	779	2.203	5.290	4.081	3.984	2.025	8.475	27.181	-	(2.993)	(6.250)	11.856	11.527	38.973	
Inventarios corrientes	-	-	17.567	12.902	52.721	8.657	1.194	949	38.399	26.973	19.227	11.417	8.008	13.260	-	-	-	-	76.040	50.077	86.157	
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	608	-	-	3.489	7.169	8.213	12.737	-	-	-	128	10	-	-	-	-	7.169	8.341	16.844	
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	1.477.743	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3)	-	-	1.477.740	
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	-	-	650.625	713.651	666.195	624.384	6.003.928	3.132.310	2.341.167	1.612.348	1.493.807	1.193.780	1.112.631	1.045.207	951.698	-	-	-	9.442.558	6.337.519	5.761.654	
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	21	503	31	1.296.120	1.026.870	688.378	10	14	5	-	-	-	-	-	-	1.296.151	1.027.387	688.414	
Otros activos no financieros no corrientes	-	-	-	341	375	460	364.776	89.436	73.395	4.974	4.068	3.228	-	-	-	-	-	-	369.791	92.877	77.063	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	2.333	1.864	8.742	300.152	74.844	104.537	29.049	23.284	11.089	-	-	-	-	-	-	-	331.534	99.992	124.168	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	290	360	501	32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	322	360	501	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	650.567	18	17	21	-	-	-	12	9	41.537	-	-	-	-	-	-	-	28	652.125	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	-	13.925	7.730	2.614	3.715.898	1.683.976	1.274.887	51.837	39.520	23.132	17.525	16.967	13.837	-	-	-	3.799.183	1.748.195	1.314.470	
Plusvalía	-	-	-	-	-	-	134.262	131.374	108.008	-	-	-	-	-	-	-	-	-	134.262	131.374	108.008	
Propiedades, planta y equipo	-	-	696.725	655.346	612.015	45.473	22.374	29.515	1.526.766	1.422.244	1.104.409	1.095.106	1.028.240	937.861	-	-	-	-	3.367.070	3.128.104	2.683.800	
Activos por impuestos diferidos	-	-	58	-	-	-	144.217	104.534	62.647	-	4.670	10.380	-	-	-	-	-	-	144.217	109.204	73.085	
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	-	-	2.155.861	1.109.786	1.044.435	893.959	7.555.328	4.147.110	3.261.161	1.976.061	1.905.130	1.486.042	1.286.337	1.243.143	1.115.565	-	(2.994)	(6.221)	11.807.512	8.336.824	8.306.367	

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																					
	Chile		Argentina				Brasil				Colombia				Perú				Eliminaciones		Totales	
	30-09-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-09-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-09-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-09-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-09-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-09-2017	31-12-2016	01-01-2016	30-09-2017	31-12-2016	01-01-2016	
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>																						
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	-	-	588.688	888.323	742.583	607.793	2.139.327	1.060.975	778.424	390.501	548.849	348.866	307.827	275.171	52.412	50.421	-	(2.994)	(6.221)	3.725.379	2.624.584	2.988.652
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	131	-	-	741	358.865	307.181	189.663	23.313	150.965	49.277	63.141	-	-	-	-	-	-	445.319	510.558	290.253
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	414	708.637	650.715	566.755	1.440.933	640.541	539.801	306.146	330.914	238.671	107.645	135.060	114.684	-	-	-	-	2.563.361	1.757.230	1.460.325
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	-	896	3.023	2.416	1.679	327.969	111.451	45.261	45.211	26.092	22.555	93.322	32.269	36.741	-	-	(2.994)	(6.221)	469.545	169.231	101.571
Otras provisiones corrientes	-	-	5	168.663	89.375	38.618	11.301	1.802	3.019	2.604	9.036	7.577	14.628	14.767	15.366	-	-	-	-	197.236	113.900	64.605
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	-	8.010	1.077	-	189	-	-	-	13.014	31.457	30.175	1.704	-	-	-	-	-	22.917	32.534	34.030
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	213	395	611	27.387	40.676	50.035	-	-	-	27.600	41.071	50.646
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	587.222	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	587.222
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	-	-	422	305.617	299.166	246.376	2.839.961	1.469.229	1.172.623	739.776	510.384	397.009	404.016	442.113	379.949	-	-	-	-	4.289.370	2.720.872	2.196.379
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	-	-	-	893.225	663.655	593.582	603.242	387.951	325.070	346.757	384.146	325.149	-	-	-	-	1.843.224	1.435.752	1.243.801
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	-	267.922	265.994	217.984	630.197	65.803	32.180	-	-	-	-	218	242	523	-	-	-	898.337	332.139	250.687
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	-	-	423.581	314.577	221.329	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	423.581	314.577	221.329
Otras provisiones no corrientes	-	-	-	21.484	17.795	14.848	533.007	242.640	179.400	17.720	9.127	4.995	482	460	443	-	-	-	-	572.703	270.022	199.686
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	-	-	-	-	124.155	1.336	-	3.754	-	51.716	52.551	49.201	-	-	-	-	-	179.625	53.887	49.201
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	-	422	13.565	14.563	13.544	235.796	181.118	146.132	104.094	102.574	66.944	2.891	2.763	2.658	-	-	-	-	356.346	302.938	229.700
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	-	2.636	814	-	-	-	-	10.966	9.712	-	1.852	1.531	1.975	-	-	-	-	15.554	12.457	1.975
<b>PATRIMONIO NETO</b>	-	-	1.566.771	(84.154)	2.686	39.790	2.576.040	1.616.906	1.310.114	845.784	845.917	740.167	554.494	525.859	464.494	-	-	-	-	3.892.164	2.991.368	4.121.336
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	-	-	1.566.771	(84.154)	2.686	39.790	2.576.040	1.616.906	1.310.114	845.784	845.917	740.167	554.494	525.859	464.494	-	-	-	-	3.892.164	2.991.368	4.121.336
Capital emitido	-	-	518.093	49.055	53.978	66.299	1.914.764	568.832	439.395	4.591	4.481	4.159	216.044	183.996	-	-	-	-	-	1.968.410	843.335	1.211.912
Ganancias (pérdidas) acumuladas	-	-	1.725.026	(136.140)	(63.463)	(29.145)	(1.470.838)	92.066	115.615	105.695	134.166	147.502	187.915	234.366	33.102	-	-	-	-	(1.312.410)	196.145	1.992.162
Primas de emisión	-	-	797	-	-	-	-	-	-	64.862	63.307	4.198	-	-	-	-	-	-	-	64.862	63.307	4.995
Otras reservas	-	-	(877.147)	1.973	2.171	2.666	2.132.114	956.068	755.104	670.636	643.963	584.308	366.579	286.379	247.396	-	-	-	-	3.171.302	1.888.581	912.327
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	-	-	2.155.861.000	1.109.786	1.044.435	893.959	7.555.328	4.147.110	3.261.161	1.976.061	1.905.130	1.486.042	1.266.337	1.243.143	1.115.565	-	-	(2.994)	(6.221)	11.907.512	8.336.824	8.906.307

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	Distribución													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-09-2017 MUSS	30-09-2016 MUSS	30-09-2017 MUSS	30-09-2016 MUSS	30-09-2017 MUSS	30-09-2016 MUSS	30-09-2017 MUSS	30-09-2016 MUSS	30-09-2017 MUSS	30-09-2016 MUSS	30-09-2017 MUSS	30-09-2016 MUSS	30-09-2017 MUSS	30-09-2016 MUSS
<b>ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES</b>														
<b>INGRESOS</b>	-	-	946.840	734.646	3.339.692	1.718.237	1.143.161	988.527	661.340	653.770	-	-	6.091.033	4.095.180
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	933.151	701.479	2.745.297	1.429.969	1.136.417	983.210	657.806	651.122	-	-	5.472.671	3.765.779
Ventas de energía	-	-	891.759	657.167	2.506.506	1.334.523	944.542	814.624	617.256	616.002	-	-	4.960.083	3.422.316
Otras ventas	-	-	130	173	1.470	1.557	314	99	416	607	-	-	2.330	2.436
Otras prestaciones de servicios	-	-	41.262	44.138	237.321	93.889	191.561	168.487	40.134	34.513	-	-	510.278	341.027
Otros ingresos	-	-	13.689	33.168	594.395	288.268	6.744	5.317	2.648	-	-	-	618.362	329.401
<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	-	-	(556.777)	(309.406)	(2.401.955)	(1.167.126)	(643.216)	(567.060)	(444.040)	(441.380)	-	-	(4.045.988)	(2.484.972)
Compras de energía	-	-	(458.708)	(307.578)	(1.642.733)	(826.709)	(469.722)	(425.090)	(417.768)	(417.135)	-	-	(2.986.931)	(1.976.512)
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos de transporte	-	-	(3.097)	(161.494)	(68.065)	(118.840)	(96.021)	-	-	-	-	-	(283.431)	(164.953)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	(94.972)	(961)	(597.728)	(272.352)	(54.654)	(45.949)	(26.272)	(24.245)	-	-	(773.626)	(343.507)
<b>MARGEN DE CONTRIBUCIÓN</b>	-	-	390.063	425.240	937.737	551.111	499.945	421.467	217.300	212.390	-	-	2.045.045	1.610.208
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	39.948	27.455	51.642	16.610	13.367	8.543	5.006	5.026	-	-	109.963	57.634
Gastos por beneficios a los empleados	-	-	(208.558)	(192.255)	(217.508)	(83.101)	(47.436)	(39.521)	(25.797)	(26.013)	-	-	(499.299)	(340.890)
Otros gastos, por naturaleza	-	-	(122.465)	(122.204)	(326.357)	(208.058)	(76.424)	(60.232)	(30.036)	(28.963)	-	-	(555.282)	(419.457)
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	-	-	98.988	138.236	445.514	276.562	389.452	330.257	166.473	162.440	-	-	1.100.427	907.495
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(16.663)	(11.598)	(169.353)	(85.744)	(77.504)	(62.250)	(37.513)	(33.600)	-	-	(301.033)	(193.192)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	(26.169)	(7.287)	(71.903)	(69.189)	(3.220)	(1.711)	(3.528)	(2.263)	-	-	(104.820)	(80.450)
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	-	-	56.156	119.351	204.258	121.629	308.728	266.296	125.432	126.577	-	-	694.574	633.853
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	-	-	(132.984)	(132.520)	(235.949)	(106.587)	(42.740)	(38.847)	(18.112)	(18.263)	-	-	(429.785)	(296.217)
<b>Ingresos financieros</b>	-	-	24.011	22.851	66.626	96.091	7.793	6.016	3.987	3.337	-	-	102.417	128.295
Efectivo y otros medios equivalentes	-	-	13.469	11.747	5.068	11.250	4.389	3.559	916	700	-	-	23.842	27.256
Otros ingresos financieros	-	-	11.542	11.104	61.558	84.841	3.404	2.457	3.071	2.637	-	-	78.575	101.039
<b>Costos financieros</b>	-	-	(158.256)	(154.816)	(297.911)	(212.119)	(50.115)	(44.531)	(22.036)	(21.710)	-	-	(528.318)	(433.176)
Préstamos bancarios	-	-	(38)	(67)	(44.756)	(35.208)	(12.285)	(4.423)	(2.824)	(2.624)	-	-	(59.360)	(42.322)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	-	(26.466)	(47.689)	(23.885)	(32.643)	(17.732)	(15.978)	-	-	(68.083)	(96.310)
Otros	-	-	(158.218)	(154.749)	(226.689)	(129.222)	(13.948)	(7.465)	(2.020)	(3.108)	-	-	(400.875)	(294.544)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	-	-	1.261	(555)	(4.664)	9.441	(418)	(332)	(63)	110	-	-	(3.884)	8.664
Positivas	-	-	1.586	2.000	17.892	26.426	951	1.793	1.452	2.587	-	-	21.881	32.806
Negativas	-	-	(325)	(2.555)	(22.556)	(16.985)	(1.369)	(2.125)	(1.515)	(2.477)	-	-	(25.765)	(24.142)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-	-	1	-	-	-	1.439	-	-	-	-	-	1.440
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	101	41	-	601	97	(207)	651	7	-	-	849	442
Resultado de Otras Inversiones	-	-	44	41	-	-	-	-	-	-	-	-	44	41
Resultados en Ventas de Activos	-	-	57	-	-	601	97	(207)	651	7	-	-	805	401
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	-	-	(76.727)	(13.127)	(31.691)	15.643	266.085	228.681	107.971	108.321	-	-	265.638	339.518
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	-	-	(16.430)	(7.561)	62.854	7.711	(108.011)	(92.995)	(33.696)	(32.400)	-	-	(95.238)	(125.245)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	-	-	(93.157)	(20.688)	31.163	23.354	158.074	135.686	74.275	75.921	-	-	170.355	214.273
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	-	-	(93.157)	(20.688)	31.163	23.354	158.074	135.686	74.275	75.921	-	-	170.355	214.273
<b>ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO</b>														
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	-	5.865	21.467	188.995	106.493	334.726	211.496	152.826	96.789	99.145	-	-	436.245	781.557
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-	(3.003)	(64.939)	(85.475)	(468.934)	(203.006)	(180.602)	(175.979)	(68.744)	(76.667)	-	-	(783.219)	(544.130)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-	(45.705)	(38)	(778)	305.004	(34.898)	(102.047)	(23.085)	(40.538)	(22.360)	-	-	162.381	(126.826)

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	30-09-2017	31-12-2016	01-01-2016	2017	2018	2019	Activos		
											Activos	Activos	Activos	Activos		
Mitsubishi Corporation	Enel Generación Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	MUS\$	31.073	MUS\$	52.588	51.005	49.643	-	-	-	-	-	-
Credit Suisse First Boston	Enel Generación Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	MUS\$	-	MUS\$	-	-	1.667	-	-	-	-	-	-
Citibank N.A.	Enel Argentina	Acreedor	Prenda	Depósito de dinero	MUS\$	-	MUS\$	-	-	613	-	-	-	-	-	-
Deutsche Bank / Santander Benelux	Enel Américas	Acreedor	Cuenta de depósitos	Cuenta de depósitos	MUS\$	-	MUS\$	-	-	56.824	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla S.A.)	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas corrientes	MUS\$	16.865	MUS\$	173.023	203.739	138.525	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas corrientes	MUS\$	16.213	MUS\$	110.430	125.696	84.861	-	-	-	-	-	-
Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social	Enel Cien	Acreedor	Hipoteca, Prenda y otros	Cobranzas corrientes	MUS\$	245	MUS\$	4.668	5.733	5.555	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	CELG Distribución S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas corrientes	MUS\$	39.878	MUS\$	177.437	-	-	-	-	-	-	-	-

Al 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos ascendía a MUS\$ 31.073, MUS\$ 10.736 y MUS\$ 19.577, 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 30 de septiembre de 2017 ascendió a M\$ 329.858.203 (aproximadamente MUS\$ 517.076).

Al 30 de septiembre de 2017, Enel Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de MUS\$ 73.060.627 (MUS\$ 53.926.061 y MUS\$ 49.396.592 al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, respectivamente).

#### 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	30-09-2017	31-12-2016	01-01-2016
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\$	98.687	95.368	94.706
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\$	418.389	389.254	356.627
<b>Total</b>								<b>517.076</b>	<b>484.622</b>	<b>451.333</b>

- (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 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. 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:

1. En el año 2013, 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 y está pendiente qué decisión va a tomar el juzgado. Estado actual y situación procesal acciones paralelas: En primera instancia. Se ha contestado la demanda de cuatro acciones de grupo paralelas (una por soldadores 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\$ 11.237). La cuantía para la demanda paralela se estima en Col \$ 1.710 millones (aproximadamente MUS\$ 582).

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. La cuantía total de este litigio se estima en Col \$ 114.655 millones (aproximadamente MUS\$39.042).
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. 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 inexequibilidad 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; sin embargo el mismo en primera instancia rechazó lo pretendido y actualmente se encuentra en trámite de segunda instancia.

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\$ 114.755).
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 realizaran 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 pudiere 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\$ 32.398), 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\$ 4.914). 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\$ 48.013). 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.

7. 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 recálculo es incorrecto, interpuesta en julio 2012 (correspondería devolución parcial).

Respecto a la Demanda, en agosto 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 reclamaciones 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 Poder Judicial, que declaró admitidas las reclamaciones 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 reclamación 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 reclamada y por tanto no es posible emitir un pronunciamiento ahora. En febrero 2017, Enel Generación Perú interpuso recurso de apelación, argumentando que el poder judicial distorsionó la reclamación.

Administrativo: En abril 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 Poder Judicial.

**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).

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 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 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 pronunciamiento del poder judicial respecto de la apelación presentada.

**Respecto de 2000 y 2001:** Se espera que el TF se pronuncie respecto de la apelación presentada contra la Resolución de Cumplimiento emitida por SUNAT. La SUNAT y el TF contestaron la demanda y se encuentra pendiente que el Ministerio Público emita pronunciamiento sobre la controversia. En espera de que el poder judicial se pronuncie sobre la demanda Enel Generación Perú S.A. La cuantía total de este litigio se estima en S/ 65 millones (aproximadamente MUS\$ 18.977).

8. 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 poder judicial 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 (€4 millones). En febrero 2013, Enel Distribución Perú S.A. presentó un recurso contra la decisión del TF ante el poder judicial, 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 poder judicial 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 poder judicial 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 ante la Corte Suprema de Justicia.

**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, confirmándolo 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\$1.622 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\$1.561 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\$ 948) 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: A la espera que la Corte resuelva la apelación de Enel Distribución Perú S.A.

Para 2007 y 2008: A la espera que el TF emita la resolución correspondiente.  
Para el año 2009: A la espera que el TF emita la resolución correspondiente.  
Para año 2010: A la espera que el TF emita la resolución correspondiente.  
Para el año 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\$ 23.875).

9. 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 con el fin de que esta última prestara servicios de supervisión para la construcción de las plantas de energía, acordando un bono para Generandes 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 Generandes, y (ii) en Generandes: el gasto deducido del impuesto a la renta de la empresa y el uso del IVA como crédito fiscal que fue recargado por su accionistas. La posición de la SUNAT es que las operaciones no son reales pues Generandes 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 Generandes califican como no existente. Debido a las implicaciones directas que esta declaración tiene en este caso, el TF se pronunciará en contra de Generandes. 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 Generandes (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 Generandes, y este exceso debería compensarse con el IVA, eliminándose la contingencia para este caso. Actualmente, se encuentra en Apelación en el Tribunal Fiscal. Se espera que se dicte la resolución para el primer semestre del año 2017. La cuantía total de este litigio se estima en S/ 86,62 millones (aproximadamente MUS\$ 26.513).
10. 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 reconvención). 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 4 de junio de 2017, y Enel Generación Perú presentó su contestación de demanda y reconvención el 4 de agosto de 2017. El 10 de agosto de 2017, el tribunal arbitral notificó a Enel Generación Perú su liquidación de los gastos arbitrales. El 18 de septiembre de 2017, Electroperú presentó su réplica a la contestación de demanda y reconvención de Enel Generación Perú.

b) Juicios pendientes en Asociadas y Negocios Conjuntos:

Enel Brasil (antes Endesa Brasil) y Filiales:

1. 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\$ 269,82 millones (aproximadamente MUS\$ 85.170).
  
2. 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 fallo es susceptible de recursos. En consecuencia, la demanda volverá a la segunda instancia (Tribunal de Justicia del Rio de Janeiro) y el recurso presentado por Basilus en la demanda original deberá ser conocido y resuelto. Cabe señalar que, como se ha indicado, las pretensiones planteadas por Basilus han sido rechazadas en primera y segunda instancia. Marcha procesal sin novedades relevantes desde el último trimestre. La cuantía de este juicio se estima en aproximadamente a R\$ 1.529 millones (aproximadamente MUS\$ 482.638).
  
3. 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 judicial. La cuantía asciende a R\$ 161,42 millones (aproximadamente MUS\$ 50.953).

4. La Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) ha presentado seis demandas en contra 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, refiriere al período de 1994 y 1999 y ha sido juzgada favorablemente a Cibran, condenándose Ampla Energia e Serviços (Enel Distribución Río) al pago de R\$ 200.000 (MUS\$63) 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 última demanda, presentada en 2006, igualmente ha sido juzgada favorablemente a Cibran, condenándose Ampla Energia e Serviços (Enel Distribución Río) al pago de R\$ 80.000 (MUS\$25) por los daños morales y más una indemnización por los daños materiales estimada en R\$ 95.465.103 (MUS\$30.134) (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. De acuerdo con la información del tribunal, el juzgamiento de la apelación deberá ocurrir el 17 de octubre de 2017, a las 13h00. En las demandas restantes, está pendiente se dicte sentencia de primera instancia. Marcha procesal sin novedades relevantes desde el último trimestre. La cuantía de todos los litigios se estima en aproximadamente R\$ 439,2 millones (aproximadamente MUS\$ 138.636).
5. 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 períodos 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 en favor de las autoridades tributarias en orden a reducir los honorarios por la pérdida de la apelación. Enel Distribución Río presentó apelación a la Corte Suprema sólo con respecto a los honorarios por la pérdida de la apelación. La autoridad tributaria no presentó apelación a la Corte Suprema y la decisión favorable dictada es definitiva debido a que el plazo para apelar expiró. La próxima diligencia es solicitar el certificado de la decisión final de la Corte. Cuantía R\$ 175,59 millones (aproximadamente MUS\$ 55.427).

6. 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. Ampla Energia e Serviços (Enel Distribución Río) ha opuesto *Embargos de Aclaración* en contra la decisión. La cuantía total de este litigio se estima en aproximadamente R\$ 85,3 millones (aproximadamente MUS\$26.925).
7. 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. La empresa pagará los honorarios del experto judicial el 17 de octubre de 2017 y se estima que los expertos comenzarán la última semana de octubre a trabajar y podría tomar 60 días su investigación judicial. Se espera la decisión de primera instancia judicial, cuando concluya la investigación del experto judicial. La cuantía total de este litigio se estima en R\$ 1.232 millones (aproximadamente MUS\$ 388.889).

8. 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\$ 117 millones (aproximadamente MUS\$ 36.931).
9. 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\$ 37.152) 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. A la fecha de reporte de estos estados financieros, el juicio no ha tenido movimiento alguno.
10. 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\$ 164.393), 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. 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 12<sup>a</sup> 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. El 2 de Agosto de 2017, el juez ponente requirió una fecha para el juzgamiento de la apelación de Furnas, todavía no definida.

11. 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 había 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 Eletricacao 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\$ 197,8 millones (aproximadamente MUS\$ 62.436). 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. A la fecha de reporte de estos estados financieros, el juicio no ha tenido movimiento alguno.



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 (aproximadamente MUS\$ 4.924). Este proceso se encuentra en primera instancia, sin haberse iniciado todavía la etapa probatoria, y su cuantía total se estima en R\$ 103,1 millones (aproximadamente MUS\$ 32.544). 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\$ 118,7 millones (aproximadamente MUS\$ 37.468). Este proceso, al igual que Coperca, no ha sido impulsado por la demandante y se encuentra en primera instancia.

12. 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\$ 84 millones (aproximadamente MUS\$ 26.516).
13. 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. Las próximas actuaciones son seguir con la defensa administrativa y de los procesos judiciales. La cuantía total de estos litigios se estima en R\$ 155 millones (aproximadamente MUS\$ 49.159).

14. 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. La cuantía total de este litigio se estima en R\$ 154 millones (aproximadamente MUS\$ 48.784).

15. 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.

16. El Instituto de Defensa de los Consumidores ("IPEDC") estableció 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. El 19 de junio de 2017, el Ministerio Público ha presentado su parecer donde sugiere la realización de audiencia para oída de testigos y de los representantes de las partes. No hubo hechos relevantes desde el último informe. La cuantía total de este litigio se estima en R\$ 508,7 millones (aproximadamente MUS\$160.574).

17. 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 comentario. 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. Es probable que las autoridades fiscales apelen ante el Tribunal Supremo. Después de ser definitiva, esta decisión aún debe aplicarse en el litigio de Celg. La cuantía es R\$ 634 millones (MUS\$ 200.297).
18. 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 de diciembre de 2003, CELG firmó con FURNAS un Instrumento Particular de Confesión de Deuda, cuyo pago mensual correspondía a 2,56% de sus ingresos operacionales brutos. En razón de la grave situación financiera por la cual CELG se encontraba, el 24 de abril de 2012 fue 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 misma adoptado a lo largo de ocho años de vigencia del referido instrumento, sin ninguna justificación, entendiendo 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 consideraba como adeudado cerca de R\$ 70 millones, FURNAS consideraba lo adeudado en R\$ 261,4 millones). Entonces, CELG presentó demanda para rechazar las amenazas de restricciones para CELG delante del regulador (ANEEL) y el cobro del supuesto saldo residual de R\$ 207.159.706,21 (15 de marzo de 2013) (MUS\$ 65.391). El 11 de abril de 2013, 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. En agosto de 2015, se dictó decisión de primera instancia favorable a CELG para declarar ilegal el cobro hecho por FURNAS y quitados los débitos de CELG con FURNAS. FURNAS ha presentado apelaciones al Tribunal de Justicia del Rio de Janeiro en contra de la decisión, pero lo ha hecho después del plazo legal. La justificación 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 ha presentado recurso al tribunal de justicia en contra de la decisión de su presidente, lo que fue rechazado, todavía CELG ha presentado nuevo recurso al Tribunal Superior de Justicia que a la fecha no se ha manifestado. Actualmente, la apelación de FURNAS está pendiente de juzgamiento por el tribunal de justicia y el recurso de CELG en contra la aceptación de la referida apelación está pendientes de juzgamiento en Tribunal Superior de Justicia. En la hipótesis de que el Tribunal Superior de Justicia acepte el recurso de CELG, la apelación de FURNAS deberá ser considerada inadmisibles y la decisión de primera instancia favorable a CELG quedará firme.

19. En 2012, CELG presentó 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, periodo 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.
20. En 1993 las partes demandadas (CELG, Asociación Goiana de las municipalidades (AGM), Estado de Goiás y Banco de Goiás) firmaron un acuerdo (*convenio*) 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 do 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\$ 460.075), con un presupuesto de € 19.403.887 (MUS\$ 22.908). Es importante decir que los valores requeridos por los municipios en los litigios serian pagados por FUNAC.
21. 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 consecuente 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.

22. 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 30 de septiembre de 2017, 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 ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También existen obligaciones afirmativas (de hacer) y negativas (de no hacer) que exigen el monitoreo de estos compromisos. Adicionalmente, existen restricciones en las secciones de eventos de incumplimiento de los contratos, que deben cumplirse para evitar el aceleramiento de la dicha deuda.

##### 1. 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.

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 30 de septiembre de 2017, el monto adeudado por concepto de Yankee Bonds totaliza MUS\$ 592.605.

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 30 de septiembre de 2017, el monto adeudado por concepto de bonos locales totaliza MUS\$ 33.329.

## 2. Covenants Financieros

Los covenants financieros son compromisos contractuales sobre ratios financieros con umbrales de niveles mínimos o máximos, según sea el caso, que la empresa se obliga a 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\$ 645.604 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 30 de septiembre de 2017, el Patrimonio Total de Enel Américas fue Ch\$ 5.323.763 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 30 de septiembre de 2017, la Razón de Endeudamiento fue de 1,32.
- 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 Efectivos 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 30 de septiembre de 2017, la relación mencionada fue de 1,15.

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 30 de septiembre de 2017, la Razón de endeudamiento fue de 0,55.
- 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 30 de septiembre de 2017, la Razón Deuda/EBITDA fue de 1,67.

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 30 de septiembre de 2017, 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 30 de septiembre de 2017 ascendió a MUS\$ 93.469 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 30 de septiembre de 2017 ascendió a MUS\$ 54.123 y cuyo último vencimiento es en enero 2028, incluye el covenant Razón de Endeudamiento, calculado como Deuda Financiera menos caja sobre Patrimonio Neto.
- Préstamos bancarios de Chinango, filial de Enel Generación Perú, con Bank of Nova Scotia, cuyos saldos pendiente de pago al 30 de septiembre de 2017 ascendió a MUS\$ 3.176 y cuyo último vencimiento es en enero 2019, incluyen 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 30 de septiembre de 2017, el covenant financiero más restrictivo de Enel Generación Perú era la Razón de Endeudamiento, correspondiente a los bonos locales, mientras que el covenants 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 30 de septiembre de 2017 ascendió a MUS\$ 57.900 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 30 de septiembre de 2017 ascendió a MUS\$ 48.421 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 30 de septiembre de 2017, el covenant más restrictivo de Enel Generación Piura fue la Razón de Nivel de Endeudamiento.

En Brasil, la deuda de Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla) incluye los siguientes covenants:

- Sexta y séptima emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2017 ascendió a MUS\$ 117.442 y cuyo último vencimiento es en junio de 2019, incluyen los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera sobre EBITDA y la Razón Capacidad de pago de intereses, calculado como EBITDA sobre Gastos Financieros.
- Octava emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2017 ascendió a MUS\$ 64.250 y cuyo vencimiento es en julio de 2019, incluye 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 30 de septiembre de 2017 ascendió a MUS\$ 171.950 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, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2017 ascendió a MUS\$ 37.865 y cuyo vencimiento es en diciembre de 2018, 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 30 de septiembre de 2017, el covenant financiero más restrictivo de Enel Distribución Río S.A. era la Razón Deuda/EBITDA, contenidos en los bonos locales y en los financiamientos con BNDES y Citibank.

Adicionalmente en Brasil, la deuda de Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce) incluye los siguientes covenants:

- Préstamo con Electrobrás y Banco do Brasil, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2017 ascendió a MUS\$ 83.251 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 30 de septiembre de 2017 ascendió a MUS\$ 116.409 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 30 de septiembre de 2017 ascendió a MUS\$ 95.336 y cuyo último 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.
- Al 30 de septiembre de 2017, el covenant más restrictivo de Enel Distribución Ceará S.A. era la razón Deuda/EBITDA correspondiente a la tercera emisión de bonos locales.

La deuda de Enel Cien incluye los siguientes covenants:

- Préstamo con BNDES, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2017 ascendió a MUS\$ 4.638 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 30 de septiembre de 2017, 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 30 de septiembre de 2017 ascendió a MUS\$ 60.425 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 30 de septiembre de 2017 ascendió a MUS\$ 124.926 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 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, 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

#### **Enel Generación Costanera S.A.**

##### **Contratos de Disponibilidad de Ciclos Combinados y Turbogvapor**

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 Turbogvapor celebrados entre Enel Generación Costanera y CAMMESA, a partir de febrero de 2014. De acuerdo a lo estipulado en la misma, Enel Generación 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 Enel Generación Costanera 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 renuncia la sociedad son aplicados a la compensación de los fondos que CAMMESA transfiera a la sociedad a partir de dicha fecha para la ejecución de las tareas previstas en los contratos. En el caso que lo acumulado por los conceptos no alcanzase a compensar la totalidad de los fondos transferidos por CAMMESA a Enel Generación Costanera, 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 Turbogvapor, 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, Enel Generación Costanera firmó las adendas con CAMMESA a los Contratos de Compromiso de Disponibilidad de Ciclos combinados y Turbogvapor. 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. Como consecuencia de ello, durante el ejercicio 2015 se reconoció una disminución de Arg\$ 14.418.986 (MUS\$ 871) en los ingresos por ventas y una pérdida neta en los otros ingresos/gastos operativos de Arg\$ 59.225.685 (MUS\$ 3.579). Asimismo, en virtud de la Resolución N° 19/2017, se está en tratativas con CAMMESA para readaptar el mecanismo de renunciamento.

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 US\$ 5.287.772 originalmente previstos para las Unidades de Turbogvapor 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 US\$ 10.575.000 más IVA y derechos de importación. El 16 de diciembre de 2016, se firmó la quinta adenda al Contrato de Compromiso de Disponibilidad de Equipamiento Turbogvapor en el MEM, mediante la cual se aprobó la reasignación de fondos requeridos para la realización de las obras complementarias en la unidad TurboVapor ("TV") N° 6 por un monto de US\$ 5.287.772 más impuestos, y se amplía el fondo destinado a las obras complementarias de la TV N° 6 y TV N° 7 por hasta una suma de US\$ 10.575.000 más impuestos.

El contrato de disponibilidad de equipamiento de ciclos combinados finalizó el 31 de octubre de 2016. Sin perjuicio de ello, el 23 de diciembre de 2016 la Subsecretaría de Energía Térmica, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica autorizó la ampliación del financiamiento contemplado en el Contrato de Disponibilidad de Equipamiento de Ciclos Combinados en el MEM por un monto de US\$ 4.373.634 con el objeto de realizar mantenimientos extraordinarios en la TV10. Por otro lado, el 13 de febrero de 2017, CAMMESA mediante Nota B-112914-1 informó a la Sociedad las obras que serán reconocidas durante el presente año bajo el Contrato de Disponibilidad de los Ciclos Combinados en respuesta a la nota GG N° 1506/16.

##### **Central Vuelta de Obligado (VOSA)**

Durante el ejercicio 2016 se continuó generando energía a requerimiento de CAMMESA con las dos Turbo Generadoras ("TG") 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 ("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 han terminado en un proceso de arbitraje previsto en el contrato. El 10 de noviembre de 2016, el Fideicomiso VOSA y VOSA fueron notificados por el Tribunal de Arbitraje de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires de la demanda arbitral entablada por GE. En su contestación a la demanda VOSA rechazó la pretensión de GE considerando que dichos reclamos son infundados e injustificados. Sin perjuicio de ello, el reclamo podría tener un impacto en el ritmo de la finalización de la planta, siendo que el mismo se ve acompañado de adicionales incumplimientos de hitos de obra por parte de GE. VOSA, actuando en representación del Fideicomiso VOSA, ha ejecutado y continuará ejecutando garantías contractuales frente a dichos incumplimientos.

No obstante ello, en opinión de la gerencia del Grupo, si bien dicha situación podría tener un impacto en el ritmo de finalización de la obra, no existen dudas de que la misma será concluida.

### **Deudas CAMMESA**

Debido a ciertas dificultades financieras, Enel Generación Costanera solicitó a CAMMESA en sendas oportunidades adelantos de fondos a cuenta de futuros ingresos a fin de atender necesidades operativas impostergables para el funcionamiento de la Central. Como consecuencia, y en cumplimiento de diversas instrucciones de la ex Subsecretaría de Energía Eléctrica (SEE) y el Ministerio de Energía y Minería, CAMMESA transfirió a Enel Generación Costanera durante el período marzo 2015 – mayo 2016 un total de Arg\$ 835.925.787 (MUS\$50.514) (“los Anticipos”) supeditado al compromiso de celebrar un contrato que instrumente tales transferencias y la metodología de cancelación.

Asimismo, en función de lo anterior, Enel Generación Costanera informó que según las previsiones realizadas, para atender en tiempo y forma las necesidades operativas de la Central hasta el 31 de diciembre de 2016, requería contar con la suma adicional de Arg\$ 464.074.213 (MUS\$ 28.043).

Con fecha 10 de agosto de 2016, conforme lo establecido en la Nota N° 644305345/2016 de la Subsecretaría de Energía Eléctrica, autorizó el adelanto de fondos adicionales solicitados por Enel Generación Costanera hasta la suma de Arg\$ 464.074.213 (MUS\$ 28.043) e instruyó a CAMMESA a suscribir los documentos necesarios a fines de instrumentar la transferencia de los Anticipos y la metodología de cancelación de los mismos.

El 18 de agosto de 2016, CAMMESA y Enel Generación Costanera formalizaron un contrato de mutuo y cesión de créditos en garantía, por un monto de Arg\$ 1.300 millones (MUS\$ 78.557) necesarios para financiar la operación de la Central. La metodología y plazos a implementar para la devolución serán en un máximo de 48 cuotas mensuales iguales y consecutivas, con un plazo de gracia de 12 meses, a contar desde la entrega del último adelanto parcial o el día 31 de diciembre de 2016 como fecha límite, lo que ocurra primero, a las que se les aplicará intereses a la tasa equivalente al rendimiento medio mensual obtenido por CAMMESA en sus colocaciones financieras.

Al 30 de septiembre de 2017, el saldo de esta deuda asciende a Arg\$ 1.647.833.112 (MUS\$ 99.576) (incluyendo intereses), del cual un total de Arg\$ 1.441.853.973 (MUS\$ 87.129) se presentan como “cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes” y un total de Arg\$ 205.979.139 (MUS\$ 12.447) se presentan como “cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes”. Al 31 de diciembre de 2016, el saldo de esta deuda ascendía a Arg\$ 1.274.204.700 (MUS\$ 76.998) (incluyendo intereses) y se presentan como “cuentas comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes”.

Enel Generación Costanera ha garantizado la devolución de los anticipos 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 cuentas por cobrar en el Mercado Eléctrico Mayorista.

## **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 establece los lineamientos para la remuneración de las centrales de generación existentes. La Resolución 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 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 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 de 2017 hasta el 31 de octubre de dicho año. El generador firmará un contrato de Compromiso de Disponibilidad Garantizada cuya contraparte es CAMMESA, pero que podrá cederlo a la demanda conforme lo defina la S.E.E. 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.

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

La Resolución establece 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 estará 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\$S/MWh
  - Líquido: 10 U\$S/MWh
- Hidroeléctricas: 3,5 U\$S/MWh

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

Se descontará 1 U\$S/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.

#### 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 aprueba los valores del nuevo cuadro tarifario.

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

Además, dispone que el ENRE debe reconocer al concesionario la diferencia del VAD que se produce por la aplicación de la gradualidad del incremento tarifario reconocido en la RTI, en cuotas a partir del 1° de febrero de 2018 y hasta el 31 de enero de 2021, las cuales se incorporarán al valor del VAD resultante a esa fecha. Con fecha 26 de julio de 2017, el ENRE emitió la Resolución N° 329/2017 que establece el

procedimiento para la determinación del recupero del crédito y su facturación en 48 cuotas a partir del 1° de febrero de 2018.

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

En cumplimiento de la Resolución ENRE N° 64/2017, con fecha 20 de marzo de 2017 Edesur ratificó el plan de inversiones para el período 2017-2021 oportunamente informado para la RTI más la reconversión de las Subestaciones Balcarce y Tres Sargentos de 27,5 a 13,2 kW. Adicionalmente se indicó la posibilidad de adecuar dicho plan en el futuro ante cambios en la demanda.

Con 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.

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 intermedios consolidados, 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.

### 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 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016, era la siguiente:

País	30-09-2017				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	7	46	3	56	50
Argentina	40	3.624	1.107	4.771	4.871
Brasil	23	2.791	937	3.751	4.001
Perú	43	851	-	894	912
Colombia	36	1.924	1	1.961	1.963
<b>Total</b>	<b>149</b>	<b>9.236</b>	<b>2.048</b>	<b>11.433</b>	<b>11.797</b>

País	31-12-2016				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	8	49	5	62	55
Argentina	50	3.748	1.137	4.935	4.902
Brasil	25	1.888	586	2.499	2.548
Perú	43	887	-	930	935
Colombia	37	1.820	41	1.898	1.910
<b>Total</b>	<b>163</b>	<b>8.392</b>	<b>1.769</b>	<b>10.324</b>	<b>10.350</b>

Es importante destacar que las operaciones que Enel Américas realiza en Chile, a contar del 1 de marzo de 2016, forman parte de la nueva sociedad denominada Enel Chile (ver Nota 6.1).

## 36. SANCIONES

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

### Filiales

#### 1. Edesur S.A.

Al 30 de septiembre de 2017, 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\$ 1.864) y una sanción por incumplimiento de normas de seguridad en la vía pública por un monto de Arg\$ 21, 8 millones (aproximadamente MUS\$1.310). Todas estas sanciones fueron oportunamente recurridas por Edesur.

#### 2. Enel Generación Costanera S.A.

Al 30 de septiembre de 2017, 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\$ 3.516). Asimismo, junto a dicha sanción, se dispuso el pago de una diferencia de tributos de \$ 9.746,63 pesos argentinos (aprox. US\$ 586), 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\$ 3.156), por vertimiento de productos contaminante a las aguas del Río de la Plata, desde uno de los vertederos de la Central. La multa fue pagada el 13 de junio de 2016.

Finalmente, con fecha 13 de diciembre de 2016, la Dirección de Residuos Peligrosos impuso una multa por Arg\$ 54.000 (aproximadamente US\$ 3.247) por infracción a la Ley 24.051 de residuos peligrosos.

#### 3. Enel Brasil

Al 30 de septiembre de 2017, 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. MUS\$166), en contra de lo cual hemos presentado recurso administrativo. Durante el ejercicio de 2017, no hemos pagado sanciones.

#### 4. Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)

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

- Defensa de los consumidores: Se encuentran pendientes 54 sanciones por un monto total de € 3,59 millones (aprox. MUS\$4.238) por incumplimientos de normas. Durante el ejercicio de 2017, hemos finiquitado 4 procedimientos con un pago de € 1.213.
- Regulatorios: Se encuentran pendientes 10 sanciones, por un monto total de € 1.72 millones (aprox. MUS\$2.030) por incumplimientos de normas. Durante el ejercicio de 2017, hemos finiquitado 7 procedimientos con pago de € 6.06 millones\* (aprox. MUS\$7.154). (\*) Aclaración: Los pagos de las sanciones no fueron hechos necesariamente en 2017.
- Medioambientales: Se encuentran pendientes de pago 153 sanciones por incumplimiento de normas por un monto total de € 2,03 millones (aprox. MUS\$2.396), en contra de las cuales hemos presentado recursos administrativos. Durante el ejercicio de 2017, se han pagado 3 sanciones por un monto total de € 2.748 (aprox. US\$3.244).
- Laborales: Se encuentran pendientes 20 sanciones (sin valor a la fecha) por incumplimientos de normas. Durante el ejercicio de 2017, no hemos finiquitado procedimientos.

#### 5. Enel Distribución Ceará S.A. (ex Companhia Energética do Ceará)

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

- Defensa de los consumidores: Se encuentran pendientes 11 sanciones por un monto total de € 0,14 millones (aprox. US\$165.284) por incumplimientos de normas. Durante el ejercicio de 2017, hemos finiquitado 5 procedimientos por un pago de € 10.412.
- Regulatorios: Se encuentran pendientes 13 sanciones por un monto total de € 8,60 millones (aprox. MUS\$1.015) por incumplimientos de normas. Durante el ejercicio de 2017, se han pagado 16 sanciones por un monto total de € 16,12 millones\* (aprox. MUS\$19.031). (\*) Aclaración: Los pagos de las sanciones no fueron hechos necesariamente en 2017.
- Medioambientales: Se encuentran pendientes 2 sanciones por un monto total de € 8.486 (aprox. US\$10.018) por incumplimientos de normas en contra los cuales están pendientes de juicios recursos administrativos. Durante el ejercicio de 2017, no pagado sanciones.
- Laborales: Se encuentran pendientes 22 sanciones por un monto total de € 2.57 millones (aprox. MUS\$3.034) por incumplimientos de normas.

#### 6. CELG Distribuição S.A (CELG-D)

Al 30 de septiembre de 2017, Celg-D ha recibido y pagado sanciones de autoridades administrativas por los siguientes asuntos

Regulatorios: Se encuentran pendientes 9 sanciones por un monto total de € 18,40 millones (aprox. MUS\$21.732) por incumplimientos de normas. Durante el ejercicio de 2017, se han pagado 4 sanciones por un monto total de € 559.139\* (aprox. US\$660.119). (\*) Aclaración: Los pagos de las sanciones no fueron hechos necesariamente en 2017.

#### 7. Enel Green Power (EGP)

Al 30 de septiembre de 2017, EGP ha recibido y pagado sanciones de autoridades administrativas por los siguientes asuntos

Medioambientales: Se encuentran pendientes 14 sanciones (2 de Apiacás, 1 de Cristalândia, 1 de Joana, 2 de Delfina, 5 de Primavera y 3 de Quatiara) por un monto total de € 1,05 millones (aprox. US\$1.239) por incumplimientos de normas en contra los cuales están pendientes de juicios recursos administrativos. Durante el ejercicio de 2017, no ha pagado sanciones.

#### 8. Enel Distribución Perú S.A.

Al 30 de septiembre de 2017, 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/ 7,8 millones (aproximadamente MUS\$2.387.) habiéndose cancelado un total de veintidós multas por un monto total de S/ 2,1 millones (aproximadamente MUS\$645).

Asimismo, se recibió una multa ascendente a S/ 923 (aproximadamente MUS\$ 282) 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\$ 2.356).

#### 9. Enel Generación Perú S.A.A

Al 30 de septiembre de 2017, 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/ 2,4 millones (aproximadamente MUS\$ 734), habiéndose pagado multas por un monto total de S/ 0,3 millones (aproximadamente MUS\$ 91).
- La SUNAT ha sancionado con multas por incumplimientos a las normas tributarias por un monto total de S/ 28,9 millones (aproximadamente MUS\$ 8.846), habiéndose pagado multas por un monto de S/ 0,3 millones (aproximadamente M\$ 91).



- 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.

#### 10. Enel Generación Piura S.A.

Al 30 de septiembre de 2017, 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\$ 244) habiéndose pagado multas por un monto total de S/ 0,6 millones (aproximadamente MUS\$ 183).

Asimismo, se recibió una multa ascendente a S/ 923 (aproximadamente MUS\$ 282) 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\$ 45) 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/ 10 millones (aproximadamente MUS\$ 3.060) habiéndose pagado multas por un monto total de S/ 30.383 (aproximadamente MUS\$ 9).

#### 11. Chinango S.A.C.

Al 30 de septiembre de 2017, 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/ 97.607 (aproximadamente MUS\$ 29), habiéndose pagado el total 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\$ 734), no habiendo pagado a la fecha ninguna de estas multas.

#### 12. Emgesa

- Al 30 de septiembre de 2017 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. Con corte a 31 de diciembre de 2016, tan solo se presenta una el hecho de que dicha autoridad cerró en el año 2013 un (01) procedimiento sancionatorio cuya sanción consistió en una amonestación (sin valor pecuniario), por asuntos semejantes a los mencionados en este párrafo.
- Al 30 de septiembre de 2017, la ANLA confirmó la sanción contra EMGESA por un valor de \$ 2.503.258.650 Pesos Colombianos (aprox. US\$ 852.414), 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.
- Al 30 de septiembre 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\$ 258.409), 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\$ 167.539) .Se presentó la solicitud de conciliación para agotar requisito de procedibilidad y se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho. (Acciones judiciales).

#### 13. Codensa

Al 30 de septiembre de 2017 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: 2014240350600179E, por falla en la prestación del servicio de energía. 3. Expediente: 2016240350600015E, por el incumplimiento de los indicadores de continuidad ITAD establecidos

en la Resolución CREG 097 de 2008. 4. Expediente: 20152403600122E, por el incumplimiento de la obligación de cargar los accidentes eléctricos ocurridos. 5. Expediente: 201524035600113E, por el incumplimiento al límite de compensaciones establecidas en la Resolución CREG 097 de 2008. 6. Expediente: 2015240350600102E, por el incumplimiento de las normas de peligro y riesgo inminente del Reglamento de Instalaciones Eléctricas respecto de un poste de madera.

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\$502.417) 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.

Al 30 de septiembre de 2017, fuimos notificados de la Resolución 85653 de 2016 en la cual la Superintendencia de Industria y Comercio impone una sanción a CODENSA por 350 SMLMV (COP\$241.309.250, aprox. US\$82.171) 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 evidencio 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, una sanción impuesta a Codensa por una queja presentada por la señora Claudia Milena Muñoz Triviño, al considerar dicho ente que se encuentra probado que Codensa si violó el régimen de protección de datos personales al haber publicado en twitter información de carácter personal de la quejosa. El monto de la sanción es de 350 SMLMV (COP\$241.309.250, aprox. US\$82.171). Teniendo en cuenta que se presentó el recurso de reposición y en subsidio de apelación, se encuentra pendiente que se decida éste último recurso.

#### **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\$6.280). Teniendo en cuenta que se presentó el recurso de reposición y en subsidio de apelación, se encuentra pendiente que se decida éste último recurso.

Enel Américas y su Directorio no han sido objeto de otras sanciones por parte de la Superintendencia de Valores y Seguros, ni por otras autoridades administrativas de los distintos países en los que opera.

### 37. MEDIO AMBIENTE

Los gastos ambientales por los períodos terminados el 30 de septiembre de 2017 y 2016, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	Por el período terminado el 30 de septiembre de 2017						30-09-2016
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso período anterior
				MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	M\$
EMGESA	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Plan manejo ambiental EL QUIMBO	En proceso	-	-	-	5.811	31-12-2019	5.811	-
ENEL GENERACIÓN PERÚ	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	140	-	140	44	31-12-2017	184	70
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	116	-	116	485	31-12-2017	601	54
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	210	-	210	248	31-12-2017	458	229
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	En proceso	-	-	-	107	31-12-2017	107	4
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	En proceso	195	-	195	63	31-12-2017	258	275
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	En proceso	113	-	113	90	31-12-2017	203	181
CHINANGO	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	13	-	13	26	31-12-2017	39	-
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	11	-	11	139	31-12-2017	150	1
	Mitigaciones y restauraciones	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	41	-	41	21	31-12-2017	62	58
	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	206	-	206	190	31-12-2017	396	403
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	En proceso	8	-	8	9	31-12-2017	17	11
EDESUR	Material contaminante	Manipulación de material contaminante	En proceso	71	-	71	-	-	71	74
CODENSA	Desmantelamiento PCBS	Desmantelamiento de Transformadores con residuos de PCBS	En proceso	765	902	(137)	6.397	31-12-2027	7.162	7.555
	Nueva Esperanza Compensación Ambiental	Compensación Ambiental por la construcción de la subestación Nueva Esperanza	En proceso	425	396	29	1.260	31-12-2019	1.685	1.369
<b>Total</b>				<b>2.314</b>	<b>1.298</b>	<b>1.016</b>	<b>14.905</b>		<b>17.219</b>	<b>10.284</b>

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	Por el período terminado el 30 de septiembre de 2016						30-09-2015
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso periodo anterior
				MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
EMGESA	Manejo ambiental HIDRA	Plan socio ambiental Centrales Térmicas	En proceso	970	970	-	-	-	970	170
		Plan socio ambiental Centrales Hidráulicas	En proceso	100	100	-	-	-	100	-
ENEL GENERACIÓN PERU	Actividades de prevención Paisajismo y áreas verdes	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de	En proceso	49	-	49	21	31-12-2016	70	128
		Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	En proceso	140	-	140	41	31-12-2016	181	7
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	En proceso	261	-	261	14	31-12-2016	275	56
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	229	-	229	-	31-12-2016	229	206
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	3	-	3	51	31-12-2016	54	42
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	En proceso	-	-	-	4	31-12-2016	4	207
CHINANGO	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	En proceso	10	-	10	1	31-12-2016	11	12
		Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	En proceso	403	-	403	1	31-12-2016	404	233
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	46	-	46	12	31-12-2016	58	71
EDESUR	Material contaminante	Estudios ambientales	En proceso	1	-	1	-	31-12-2016	1	28
		Manipulación de material contaminante	En proceso	74	-	74	-	31-12-2016	74	49
CODENSA	Desmantelamiento PCBS	Desmantelamiento de Transformadores con residuos de PCBS	En proceso	2.291	2.291	-	5.263	31-12-2027	7.554	628
		Compensación Ambiental por la construcción de la subestación Nueva Esperanza	En proceso	336	336	-	-	31-12-2019	336	599
	Nueva Esperanza Compensación Ambiental	Compensación Ambiental por la construcción de la subestación Nueva Esperanza	En proceso	179	179	-	853	31-12-2019	1.032	616
	Nueva Esperanza Rescate Arqueológico	Rescate de restos arqueológicos de cultura Herrera, en la ubicación donde se construirá la subestación de Nueva Esperanza.	En proceso	74	74	-	-	-	74	-
<b>Total</b>				<b>5.166</b>	<b>3.950</b>	<b>1.216</b>	<b>6.261</b>		<b>11.427</b>	<b>3.176</b>

### 38. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES

A continuación se resume la información financiera de nuestras principales filiales al 30 de septiembre de 2017, 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

Estados Financieros	30-09-2017																		
	Activos Corrientes	Activos No-Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No-Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos	Materias Primas y Consumibles Utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de Explotación	Resultado de Explotación	Resultado Financiero	Resultado Antes de Impuesto	Impuesto sobre la Sociedad	Ganancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total	
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	
Inversiones Distritima S.A.	Separado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)	483	15.962	(160)	15.802	2.371	18.173	
Enel Distribución Perú S.A.	Separado	153.706	1.112.631	1.266.337	307.827	404.018	554.493	1.266.337	661.340	(444.040)	217.300	166.474	125.433	(18.112)	(33.696)	74.276	13.416	87.692	
Enel Argentina S.A.	Separado	4.220	61.131	65.351	367	-	64.984	65.351	-	-	-	(371)	(371)	529	1.986	(72)	1.914	(6.552)	(4.638)
Enel Generación Costanera S.A.	Separado	81.429	184.422	265.851	90.663	148.774	26.414	265.851	105.205	(6.936)	98.269	46.797	19.265	(22.366)	(2.492)	(549)	(3.040)	(2.755)	(5.795)
Enel Generación El Chocón S.A.	Separado	90.582	306.866	397.448	63.215	97.248	236.985	397.448	41.762	(4.868)	36.894	27.626	25.044	33.659	60.717	4.666	65.382	(20.863)	44.519
Emgesa S.A. - E.S.P.	Separado	298.390	2.728.848	3.027.238	424.059	1.362.351	1.240.618	3.027.238	861.697	(287.421)	574.276	521.379	467.213	(87.653)	379.827	(147.857)	231.970	19.050	251.020
Generandes Perú S.A.	Separado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(12)	(12)	15	12.936	4	12.940	9.213	22.153
Enel Generación Perú S.A.	Separado	292.913	961.557	1.254.470	161.276	242.838	850.356	1.254.470	416.878	(215.144)	201.734	158.822	108.383	(7.272)	118.145	(31.178)	86.967	22.672	109.639
Chinango S.A.C.	Separado	12.561	143.927	156.488	22.660	25.373	108.455	156.488	38.087	(10.433)	27.655	23.179	19.943	(324)	19.620	(6.593)	14.027	2.968	16.995
Enel Brasil S.A.	Separado	511.106	2.685.249	3.196.355	452.627	245.222	2.498.506	3.196.355	-	(246)	(246)	(30.188)	(30.288)	12.682	191.456	(1.474)	189.982	21.262	211.244
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	Separado	117.232	205.472	322.704	95.574	61.221	165.909	322.704	203.049	(109.497)	93.551	85.336	73.747	(276)	73.472	(24.537)	48.935	(3.392)	45.543
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Separado	162.428	137.070	299.498	143.731	3.326	152.441	299.498	333.936	(226.580)	107.356	96.797	89.292	4.327	93.619	(32.057)	61.562	(2.442)	59.120
Enel Cien S.A.	Separado	66.985	287.230	354.215	25.998	64.352	283.865	354.215	66.945	(2.030)	64.915	57.656	45.056	3.223	48.279	(16.529)	31.751	3.301	35.052
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Separado	16.488	872	17.360	18.599	26.610	(27.849)	17.360	1.139	-	1.139	724	626	(7.462)	(6.836)	-	(6.836)	2.664	(4.172)
Enel Distribución Ceará S.A.	Separado	484.360	1.218.463	1.702.823	543.483	316.081	843.259	1.702.823	1.042.879	(714.408)	328.471	207.293	145.023	(18.904)	126.118	(22.010)	104.108	11.538	115.646
Enel Soluciones S.A.	Separado	10.106	6.452	16.558	7.762	6.211	2.585	16.558	13.131	(6.701)	6.430	698	644	(719)	894	808	894	(47)	761
Enel Distribución Río S.A.	Separado	492.208	2.282.978	2.775.186	892.467	1.229.411	653.308	2.775.186	1.223.078	(905.263)	317.815	155.606	40.549	(157.833)	(117.284)	38.499	(78.785)	17.129	(61.656)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Separado	363.714	1.612.339	1.976.053	390.502	739.775	845.776	1.976.053	1.143.161	(643.216)	499.945	389.452	308.728	(42.740)	266.085	(108.011)	158.074	13.470	171.544
Inversora Codensa S.A.	Separado	1	0	1	0	1	1	1	-	-	-	(0)	(0)	-	(0)	(0)	(0)	-	(0)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Separado	396.134	713.651	1.109.785	888.323	305.616	(84.154)	1.109.785	946.841	(556.777)	390.064	98.988	56.156	(132.984)	(76.726)	(16.430)	(93.156)	6.312	(86.844)
Enel Perú, S.A.C.	Separado	92.864	479.515	572.379	80.964	10.831	480.584	572.379	-	-	-	(1.016)	(1.017)	(65)	11.456	-	11.456	(54)	11.402
Enel Trading Argentina S.R.L.	Separado	23.892	163	24.055	24.571	-	(516)	24.055	2.000	(462)	1.538	(2.216)	(2.217)	148	(2.122)	(175)	(2.297)	(3)	(2.300)
Celg Distribución S.A.	Separado	574.832	2.368.227	2.943.059	703.378	1.294.469	945.212	2.943.059	1.073.734	(782.284)	291.450	82.615	18.686	(59.212)	(40.522)	46.365	5.843	17.267	23.110
Grupo Dock Sud, S.A.	Consolidado	54.444	145.979	200.423	31.522	52.562	116.339	200.423	62.177	(7.749)	54.430	40.476	27.980	8.447	36.579	(12.777)	23.802	(10.762)	13.040
Grupo Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Consolidado	-	-	-	-	-	-	-	29.787	(12.084)	17.703	14.500	11.753	1.131	12.884	(3.917)	8.967	3.914	12.881
Grupo Distritima	Consolidado	-	-	-	-	-	-	-	304.589	(205.830)	98.759	78.732	58.445	(7.390)	51.696	(15.945)	35.751	14.244	49.995
Grupo Enel Brasil	Consolidado	2.061.825	6.561.965	8.623.790	2.240.127	2.763.988	3.619.675	8.623.790	3.710.790	(2.503.810)	1.206.970	656.928	383.601	(231.929)	151.675	(10.859)	140.816	56.897	197.713
Grupo Generandes Perú	Consolidado	-	-	-	-	-	-	-	198.655	(94.248)	104.407	84.812	64.819	(4.024)	62.476	(18.386)	44.090	13.869	57.959
Grupo Enel Argentina	Consolidado	187.795	454.305	642.100	153.230	243.679	245.191	642.100	145.749	(11.804)	133.946	74.009	43.894	12.975	18.370	3.614	21.985	(23.847)	(1.862)
Grupo Enel Perú	Consolidado	456.219	2.403.627	2.859.846	451.638	771.921	1.636.287	2.859.846	561.879	(299.222)	262.657	200.302	136.537	(15.661)	123.247	(38.172)	85.075	16.092	101.167



### 39. HECHOS POSTERIORES

- Con fecha 27 de septiembre de 2017, Enel Américas S.A. informó a la Superintendencia de Valores y Seguros con carácter de hecho esencial, que la filial Enel Brasil S.A., ha presentado la mejor oferta financiera para la suscripción por la concesión de generación hidroeléctrica, por 30 años, correspondiente a la planta de Volta Grande, de 380 Mw de capacidad instalada, ubicada en el Estado de Minas Gerais, Brasil. La oferta financiera asciende a R\$ 1.419.783.357 equivalentes a aproximadamente US\$445 millones.
- Con fecha 4 de octubre de 2017, Enel Perú S.A.C. informó a la Superintendencia del Mercado de Valores del Perú, con carácter de hecho de importancia que adquirió 47.686.651 acciones emitidas por la filial peruana Enel Distribución Perú S.A.A., equivalentes a un 7,5% de esta última sociedad. Con esta compra, Enel Américas aumenta su participación, directa e indirecta, a través de la filial Enel Perú, a un 83,2% de la propiedad de Enel Distribución Perú. El precio total pagado fue S/ 262.276.580 (equivalentes a aproximadamente US\$80 millones) y fue realizada en rueda de bolsa de la Bolsa de Valores de Lima.

Considerando que Enel Américas S.A. ya controlaba y por tanto consolidaba Enel Perú S.A.C. y Enel Distribución S.A.A., esta operación no genera efectos en los Estados de Resultados Integrales de Enel Américas y no modifica los valores de los activos y pasivos de dichas filiales registrados en el Balance Consolidado de Enel Américas S.A.. Los efectos de esta mayor participación accionaria por parte de Enel Américas S.A. se verán reflejados en los Estados de Resultados de la sociedad dominante. Esta operación está en línea con la política de compra de minoritarios incluida en el Plan Estratégico de la compañía.

Se prevé que el anuncio del resultado final de la licitación sea el 7 de octubre de 2017. La firma y cierre de la operación se espera tenga lugar el día 30 de noviembre de 2017.

No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 1 de octubre de 2017 y la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados intermedios.

## 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 30/09/2017			% Propiedad al 31/12/2016			% Propiedad al 01/01/2016			Tipo de Relación	País	Actividad de Negocios
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A. (ex Ampla Energia E Serviços S.A.)	Real	52,75%	46,89%	99,64%	31,73%	67,91%	99,64%	13,68%	85,95%	99,63%	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%	0,00%	99,61%	99,61%	Filial	Brasil	Generación y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Dock Sud S.A.	Peso Argentino	0,00%	70,24%	70,24%	0,00%	70,24%	70,24%	0,00%	69,99%	69,99%	Filial	Argentina	Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Generadora Termoelectrica Fortaleza S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Desarrollo de un Proyecto de Generación Termoelectrica
Extranjero	Chinango S.A.C.	Nuevos Soles	0,00%	80,00%	80,00%	0,00%	80,00%	80,00%	0,00%	80,00%	80,00%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Enel Cien S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Producción, Transporte 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%	0,00%	99,99%	99,99%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (3)	Peso Colombiano	48,41%	0,00%	48,41%	48,41%	0,00%	48,41%	21,14%	36,01%	57,15%	Filial	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Compañía Energética Do Ceará S.A.)	Real	15,18%	58,87%	74,05%	15,18%	58,87%	74,05%	15,18%	58,87%	74,05%	Filial	Brasil	Ciclo Completo de Energía Eléctrica
Extranjero	Distrielec Inversora S.A.	Peso Argentino	51,50%	0,00%	51,50%	0,00%	51,50%	51,50%	27,19%	24,31%	51,50%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Enel Generación Perú	Nuevos Soles	29,40%	54,20%	83,60%	29,40%	54,20%	83,60%	0,00%	83,60%	83,60%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Electrica Cabo Blanco, S.A.C. (6)	Nuevos Soles	0,00%	0,00%	0,00%	80,00%	20,00%	100,00%	80,00%	20,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P. (1)	Peso Colombiano	48,48%	0,00%	48,48%	0,00%	48,48%	48,48%	21,60%	34,83%	56,43%	Filial	Colombia	Generación de Energía Eléctrica.
Extranjero	Emesa Panama S.A. (1)	Dólar	0,00%	48,48%	48,48%	0,00%	48,48%	48,48%	0,00%	56,43%	56,43%	Filial	Panamá	Compra/Venta de Energía Eléctrica
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Nuevos Soles	24,00%	51,68%	75,68%	24,00%	51,68%	75,68%	24,00%	51,68%	75,68%	Filial	Perú	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Peso Argentino	0,00%	99,45%	99,45%	0,00%	99,45%	99,45%	22,25%	77,20%	99,45%	Filial	Argentina	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Enel Generación Piura	Nuevos Soles	0,00%	96,50%	96,50%	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	Enel Argentina S.A.	Peso Argentino	99,88%	0,12%	100,00%	99,88%	0,12%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Real	90,06%	9,94%	100,00%	90,06%	9,94%	100,00%	50,09%	49,91%	100,00%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera
Extranjero	Enel Trading Argentina S.R.L.	Peso Argentino	55,00%	45,00%	100,00%	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%	0,00%	75,68%	75,68%	Filial	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad
Extranjero	Enel Soluciones S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	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	Eólica Fazenda Nova-Generacao e Comercializacao de Energia S.A.	Real	0,00%	99,95%	99,95%	0,00%	99,95%	99,95%	0,00%	99,95%	99,95%	Filial	Brasil	La generación, transmisión, distribución y comercialización de energía.
Extranjero	Enel Perú S.A.C. (6)	Nuevos Soles	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Generandes Perú S.A. (6)	Nuevos Soles	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	39,00%	61,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Peso Argentino	0,00%	67,67%	67,67%	0,00%	67,67%	67,67%	0,00%	67,67%	67,67%	Filial	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Hydroinvest S.A.	Peso Argentino	41,94%	54,15%	96,09%	41,94%	54,15%	96,09%	0,00%	96,09%	96,09%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Ingensesa do Brasil Ltda.	Real	1,00%	0,00%	1,00%	1,00%	0,00%	1,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Consultora de Ingeniería de Proyectos
Extranjero	Inversiones Distilima S.A. (6)	Nuevos Soles	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	34,99%	50,21%	85,20%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Inversora Dock Sud S.A.	Peso Argentino	57,14%	0,00%	57,14%	57,14%	0,00%	57,14%	0,00%	57,14%	57,14%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Inversora Codensa S.A.S.	Peso Colombiano	0,00%	100,00%	100,00%	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%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Colombia	La inversión, construcción y mantenimiento de muelles y puertos publicos o privados.
Extranjero	Southern Cone Power Argentina S.A. (2)	Peso Argentino	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	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%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
99.573.910-0	Chilectra Inversud (4)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	Filial	Chile	Sociedad de Cartera
Extranjero	Celg Distribuição S.A. (5)	Real	0,00%	99,93%	99,93%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Brasil	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica

- (1) Ver nota 2.4.2
- (2) Durante el mes de mayo de 2016, esta sociedad fue absorbida por Enel Argentina, siendo esta última la continuadora legal.
- (3) El 1 de octubre de 2016, Codensa S.A. se fusionó con Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. (Ver Nota 7.1)
- (4) Con fecha 1 de enero de 2017, Chilectra Inversud fue absorbida por Enel Américas, siendo esta última la continuadora legal.
- (5) El 14 de febrero de 2017, nuestra filial Enel Brasil compró el 99,88% de la participación accionaria de Celg Distribuição S.A. (Ver Nota 7.2)
- (6) El 5 de mayo de 2017, estas entidades fueron absorbidas por Enel Perú S.A.C., siendo esta última la continuadora legal.



## 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			
	al 30 de septiembre de 2017			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Celg Distribuição S.A.	0,00%	99,93%	99,93%	Integración global

No ocurrieron incorporaciones al perímetro de consolidación al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016

### Exclusiones del perímetro de consolidación:

Sociedad	% Propiedad			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Central Eólica Canela S.A. (*)	0,00%	75,00%	75,00%	Integración global
Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (*)	0,00%	51,00%	51,00%	Integración global
Chilectra Inversud S.A. (*)	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Enel Distribución Chile S.A. (*)	99,08%	0,01%	99,09%	Integración global
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (*)	3,78%	96,21%	99,99%	Integración global
Empresa Eléctrica de Colina Ltda. (*)	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. (*)	0,00%	92,65%	92,65%	Integración global
Enel Generación Chile S.A. (*)	59,98%	0,00%	59,98%	Integración global
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (*)	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
GasAtacama S.A. (*)	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
GasAtacama Chile S.A. (*)	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Gasoducto TalTal S.A. (*)	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Gasoducto Atacama Argentina S.A. (*)	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
GNL Norte S.A. (*)	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda. (*)	99,00%	1,00%	100,00%	Integración global
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda. (*)	99,99%	0,00%	99,99%	Integración global
Luz Andes Ltda. (*)	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Progas S.A. (*)	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda. (*)	0,00%	57,50%	57,50%	Integración global
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. (*)	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (*)	0,00%	50,00%	50,00%	Integración global
Electrogas S.A. (*)	0,00%	42,50%	42,50%	Método de la Participación
GNL Chile S.A. (*)	0,00%	33,33%	33,33%	Método de la Participación
GNL Quintero S.A. (*)	0,00%	20,00%	20,00%	Método de la Participación
Aysén Transmisión S.A. (*)	0,00%	51,00%	51,00%	Método de la Participación
Aysén Energía S.A. (*)	0,00%	51,00%	51,00%	Método de la Participación
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C. (**)	80,00%	20,00%	100,00%	Integración global
Generandes Perú S.A. (**)	100,00%	0,00%	100,00%	Integración global
Inversiones Distrilima S.A. (**)	100,00%	0,00%	100,00%	Integración global

(\*) Con fecha 1 de marzo de 2016, estas sociedades dejaron de pertenecer al perímetro de consolidación de Enel Américas.

(\*\*) El 5 de mayo de 2017, estas entidades fueron absorbidas por Enel Perú S.A.C., siendo esta última la continuadora legal.

### 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 30/09/2017			% Propiedad al 31/12/2016			% Propiedad al 01/01/2016			Tipo de Relación	País	Actividad de Negocios
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
Extranjero	Sacme S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	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%	22,22%	0,00%	22,22%	Asociada	Argentina	Transporte de Electricidad
Extranjero	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. (1)	Peso Colombiano	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	49,00%	49,00%	Negocio Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (1)	Peso Colombiano	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	49,00%	49,00%	Negocio Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	0,00%	25,60%	25,60%	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%	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%	0,00%	40,90%	40,90%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica

(1) Entidades fusionadas con nuestra filial Codensa S.A., el 1 de octubre de 2016. Ver Nota 7.1.

## 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 30/09/2017 MUS\$	Vencimiento				Total No Corriente al 30/09/2017 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\$
Perú	US\$	3,32%	1.412	9.719	11.131	848	-	-	-	-	848
Perú	Soles	5,32%	680	49.853	50.533	-	-	-	-	-	-
Colombia	US\$	1,88%	173	34.943	35.116	-	-	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	7,26%	16.095	33.247	49.342	133.623	53.558	20.449	16.390	22.202	246.222
Brasil	US\$	6,43%	3.743	11.230	14.973	126.745	243.094	78.455	130	2.982	451.406
Brasil	Real	11,58%	73.955	110.886	184.841	126.606	90.655	41.498	13.992	6.602	279.353
<b>Total</b>			<b>96.058</b>	<b>249.878</b>	<b>345.936</b>	<b>387.822</b>	<b>387.307</b>	<b>140.402</b>	<b>30.512</b>	<b>31.786</b>	<b>977.829</b>

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2016 MUS\$	Vencimiento				Total No Corriente al 31/12/2016 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\$
Perú	US\$	2,18%	1.621	26.556	28.177	27.181	422	-	-	-	27.603
Perú	Soles	5,62%	3.650	1.979	5.629	48.422	-	-	-	-	48.422
Argentina	\$ Arg	36,81%	667	717	1.384	-	-	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	9,14%	10.514	85.847	96.361	44.743	127.380	50.755	18.934	30.277	272.089
Brasil	US\$	3,11%	909	2.728	3.637	41.980	76.648	123	123	3.062	121.936
Brasil	Real	12,05%	48.138	116.112	164.250	143.925	119.805	57.343	37.945	11.835	370.853
<b>Total</b>			<b>65.499</b>	<b>233.939</b>	<b>299.438</b>	<b>306.251</b>	<b>324.255</b>	<b>108.221</b>	<b>57.002</b>	<b>45.174</b>	<b>840.903</b>

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente						
			Vencimiento		Total Corriente al 01/01/2016	Vencimiento					Total No Corriente al 01/01/2016	
			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	Ch\$	5,19%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perú	US\$	2,79%	37.607	4.564	42.171	5.955	27.171	422	-	-	-	33.548
Perú	Soles	5,53%	18.115	1.411	19.526	4.626	32.822	-	-	-	-	37.448
Argentina	US\$	13,83%	5.493	-	5.493	-	-	-	-	-	-	-
Argentina	\$ Arg	32,50%	3.226	8.723	11.948	1.637	-	-	-	-	-	1.637
Colombia	\$ Col	8,21%	50.456	118.465	168.921	61.721	18.070	17.172	16.274	-	43.431	156.668
Brasil	Real	11,56%	18.084	34.472	52.556	59.383	53.374	47.365	-	-	-	160.122
<b>Total</b>			<b>132.981</b>	<b>167.635</b>	<b>300.615</b>	<b>133.322</b>	<b>131.437</b>	<b>64.959</b>	<b>16.274</b>	<b>43.431</b>		<b>389.423</b>

### 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	30 de septiembre 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 Rio S.A. ( ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	Citibank	Brasil	US\$	4,28%	423	1.270	1.693	38.521	-	-	-	-	-	38.521
Extranjera	Enel Distribución Rio S.A. ( ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Brasil	US\$	3,41%	695	2.084	2.779	77.722	-	-	-	-	-	77.722
Extranjera	Enel Distribución Rio S.A. ( ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	10,68%	17.969	47.490	65.059	50.927	42.814	9.130	4.449	-	-	134.544
Extranjera	Enel Distribución Rio S.A. ( ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Itaú	Brasil	US\$	4,22%	811	2.434	3.245	3.246	27.224	-	-	78.325	-	84.817
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Daycoval	Brasil	Real	16,35%	737	1.391	2.128	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	BCV - Banco de Crédito e Varejo	Brasil	Real	17,22%	9.774	11.703	21.477	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Itaú	Brasil	US\$	12,73%	1.336	4.006	5.342	5.341	178.263	-	-	-	-	183.604
Extranjera	CGTF Endesa Fortaleza	Brasil	Extranjero	Banco Citibank 4131 Fortaleza	Brasil	US\$	2,94%	446	1.339	1.785	1.785	61.455	-	-	-	-	63.240
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú	Perú	US\$	2,78%	343	8.420	8.763	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,79%	629	-	629	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,40%	440	1.299	1.739	849	-	-	-	-	-	849
Extranjera	Enel Cien S.A. (EX Cien S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	6,82%	525	1.519	2.044	1.890	1.317	-	-	-	-	3.207
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Tokio - Mitsubishi UFJ	Colombia	\$ Col	8,32%	2.669	8.007	10.676	102.873	29.431	-	-	-	-	132.304
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A	Colombia	\$ Col	7,69%	989	2.822	3.811	1.523	-	-	-	-	-	1.523
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	AVVILLAS	Colombia	\$ Col	7,47%	502	1.433	1.935	776	-	-	-	-	-	776
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	\$ Col	7,53%	820	2.354	3.174	2.384	377	-	-	-	-	2.761
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia SA	Colombia	\$ Col	6,38%	1.343	3.884	5.227	3.771	2.888	1.019	-	-	-	7.678
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Agrario	Colombia	\$ Col	7,17%	783	2.262	3.045	2.992	1.930	-	-	-	-	5.790
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Itaú Brasil	Brasil	Real	12,29%	972	17.727	18.699	16.755	-	-	-	-	-	16.755
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	11,43%	25.482	4.068	29.550	26.838	24.126	-	-	-	-	50.964
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,70%	1.859	5.384	7.243	3.427	-	-	-	-	-	3.427
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	10,93%	7.493	21.604	29.097	26.769	22.398	14.274	4.862	2.153	-	70.456
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	US\$	4,65%	32	97	129	130	130	130	130	2.982	-	3.502
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Safra SA	Brasil	Real	9,54%	9.545	-	9.545	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco de Intertbank	Perú	Soles	5,71%	94	6.490	6.584	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	58	4.688	4.746	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	97	7.814	7.911	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	93	7.502	7.595	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	97	7.814	7.911	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Santander	Perú	Soles	6,20%	241	15.545	15.786	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	9,21%	6.618	9.175	15.793	14.864	13.934	13.005	12.075	16.369	-	70.247
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá	Colombia	\$ Col	9,62%	2.371	3.310	5.681	5.340	4.998	4.657	4.315	5.833	-	25.143
			<b>Total</b>					<b>96.058</b>	<b>249.878</b>	<b>345.936</b>	<b>387.822</b>	<b>387.307</b>	<b>140.402</b>	<b>30.512</b>	<b>31.786</b>		<b>977.829</b>

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 2016								
								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\$	3.52%	337	1.011	1.348	39.691	-	-	-	-	39.691
Extranjera	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Brasil	US\$	2.85%	541	1.624	2.166	2.166	76.525	-	-	-	78.690
Extranjera	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	11.40%	18.295	52.740	71.036	59.424	48.773	37.178	24.669	8.021	178.065
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú	Perú	US\$	2.56%	444	1.321	1.765	25.457	-	-	-	-	25.457
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3.57%	644	1.900	2.544	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3.40%	451	1.331	1.782	1.724	422	-	-	-	2.146
Extranjero	Enel Cien S.A. (EX Cien S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	9.54%	541	1.563	2.104	1.948	1.793	838	-	-	4.579
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Tokio-Mitsubishi UFJ	Colombia	\$ Col	8.57%	2.620	7.860	10.480	10.480	98.588	28.176	-	-	137.243
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A	Colombia	\$ Col	9.08%	1.104	3.147	4.251	3.157	1.005	-	-	-	4.162
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	AVVILLAS	Colombia	\$ Col	8.87%	546	1.558	2.104	1.348	314	-	-	-	1.862
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	\$ Col	8.80%	901	2.275	3.476	2.530	2.090	-	-	-	4.620
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia SA	Colombia	\$ Col	7.71%	2.345	6.733	9.079	6.327	5.764	4.240	1.875	-	18.205
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Itaú Brasil	Brasil	Real	15.19%	17.071	3.492	20.563	18.235	15.907	-	-	-	34.143
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	14.51%	2.502	30.216	32.718	29.382	26.046	-	-	-	55.429
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7.71%	1.899	5.509	7.408	6.907	1.648	-	-	-	8.555
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	11.01%	7.830	22.592	30.421	28.029	25.637	19.327	13.275	3.813	90.083
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	US\$	4.44%	31	93	123	123	123	123	123	3.062	3.566
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bank Nova Scotia	Perú	US\$	1.52%	82	22.004	22.086	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	6.73%	2.990	-	2.990	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5.71%	91	273	364	6.304	-	-	-	-	6.304
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5.01%	57	170	226	4.554	-	-	-	-	4.554
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5.01%	94	283	377	7.590	-	-	-	-	7.590
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5.01%	91	272	362	7.286	-	-	-	-	7.286
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5.01%	94	283	377	7.590	-	-	-	-	7.590
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Santander	Perú	Soles	6.20%	233	699	932	15.098	-	-	-	-	15.098
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	9.21%	1.652	14.706	16.358	15.414	14.470	13.526	12.583	22.334	78.327
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá	Colombia	\$ Col	9.24%	589	5.234	5.824	5.487	5.150	4.813	4.477	7.944	27.871
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	The Bank Of Tokyo	Colombia	\$ Col	6.90%	757	44.034	44.791	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	32.00%	172	158	330	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itaú Argentina	Argentina	\$ Arg	34.00%	73	82	155	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	30.00%	44	50	95	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arg	38.00%	70	79	149	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	30.00%	229	259	488	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	ICBC Argentina	Argentina	\$ Arg	31.00%	78	88	166	-	-	-	-	-	-
			Total					65.498	233.939	299.438	306.251	324.255	108.221	57.002	45.174	840.906

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	1 de enero de 2016								
								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	
Extranjera	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	13,71%	1.150	3.449	4.599	15.562	14.029	12.496	-	-	42.088
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú	Perú	US\$	2,56%	418	1.246	1.664	1.642	25.449	-	-	-	27.091
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,57%	659	1.950	2.609	2.537	-	-	-	-	2.537
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,40%	463	1.368	1.830	1.776	1.722	422	-	-	3.920
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Itau Brasil	Brasil	Real	15,19%	1.381	4.143	5.524	16.940	15.099	13.258	-	-	45.297
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	14,51%	2.634	26.880	29.515	26.880	24.246	21.611	-	-	72.737
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Brasil	Real	15,76%	12.919	-	12.919	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bank Nova Scotia	Perú	US\$	1,62%	36.067	-	36.067	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	6,73%	50	150	200	2.945	-	-	-	-	2.945
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,71%	90	269	358	358	6.209	-	-	-	6.568
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	56	167	223	223	4.485	-	-	-	4.708
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	93	279	372	372	7.476	-	-	-	7.847
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	89	267	357	357	7.177	-	-	-	7.533
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	93	279	371	371	7.476	-	-	-	7.847
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,07%	17.645	-	17.645	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Provincia de Buenos Aires	Argentina	\$ Arg	30,67%	120	-	120	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	37,88%	260	390	650	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	9,21%	1.260	8.540	9.800	14.056	13.384	12.712	12.040	32.088	84.281
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá	Colombia	\$ Col	9,24%	424	2.965	3.390	4.913	4.686	4.460	4.234	11.343	29.635
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AV VILLAS	Colombia	\$ Col	5,93%	15.694	-	15.694	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Citibank Colombia	Colombia	\$ Col	6,01%	7.369	-	7.369	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	8,61%	617	40.431	41.048	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá	Colombia	\$ Col	6,66%	19.268	-	19.268	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	Soles	5,70%	415	29.393	29.808	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	Soles	5,76%	279	19.563	19.842	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	Soles	5,50%	211	15.324	15.535	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	The Bank Of Tokyo	Colombia	\$ Col	6,90%	750	2.249	2.998	42.752	-	-	-	-	42.752
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Davivienda	Colombia	\$ Col	9,15%	4.168	-	4.168	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	34,00%	42	627	669	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	32,00%	302	821	1.123	390	-	-	-	-	390
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau Argentina	Argentina	\$ Arg	34,00%	113	318	431	181	-	-	-	-	181
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	30,00%	71	198	269	112	-	-	-	-	112
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arg	38,00%	114	317	431	177	-	-	-	-	177
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	30,00%	371	1.034	1.405	581	-	-	-	-	581
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Credit Suisse International	Argentina	US\$	13,92%	1.710	-	1.710	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	ICBC Argentina	Argentina	\$ Arg	31,00%	126	352	478	197	-	-	-	-	197
Extranjera	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Deutsche Bank	Argentina	US\$	12,86%	1.686	-	1.686	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank	Argentina	US\$	12,86%	949	-	949	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau	Argentina	US\$	12,86%	949	-	949	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Macro	Argentina	\$ Arg	38,45%	106	1.568	1.674	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	30,81%	375	727	1.102	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	30,81%	340	654	995	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	30,81%	322	623	945	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	30,81%	103	203	306	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	30,81%	43	84	127	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	ICBC - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	30,81%	417	807	1.224	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>								<b>132.981</b>	<b>167.635</b>	<b>300.616</b>	<b>133.322</b>	<b>131.438</b>	<b>64.959</b>	<b>16.274</b>	<b>43.431</b>	<b>389.424</b>

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 30/09/2017 MUS\$	Vencimiento				Total No Corriente al 30/09/2017 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%	6.282	18.848	25.130	25.130	25.130	25.130	25.130	703.482	804.002
Chile	U.F.	5,75%	3.627	4.856	8.483	8.315	8.136	7.948	7.749	-	32.148
Perú	US\$	6,59%	624	11.439	12.063	9.590	11.212	634	634	13.382	35.452
Perú	Soles	6,32%	11.970	17.341	29.311	87.898	43.442	61.588	48.979	256.540	498.447
Colombia	\$ Col	8,09%	35.199	178.627	213.826	465.428	215.360	427.495	259.915	804.126	2.172.324
Brasil	Real	10,77%	51.164	118.844	170.008	127.354	-	-	-	-	127.354
<b>Total</b>			<b>108.866</b>	<b>349.955</b>	<b>458.821</b>	<b>723.715</b>	<b>303.280</b>	<b>522.795</b>	<b>342.407</b>	<b>1.777.530</b>	<b>3.669.727</b>

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2016 MUS\$	Vencimiento				Total No Corriente al 31/12/2016 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\$	4,23%	6.345	19.035	25.380	25.381	25.381	25.381	25.381	722.908	824.432
Chile	U.F.	9,04%	769	7.628	8.397	8.211	8.015	7.807	7.588	3.707	35.328
Perú	US\$	6,57%	626	1.879	2.505	11.899	9.428	11.062	637	13.865	46.891
Perú	Soles	6,33%	17.265	46.838	64.103	22.369	84.318	56.499	44.247	291.369	498.802
Colombia	\$ Col	11,23%	233.359	123.430	356.789	319.784	328.725	226.235	421.265	916.935	2.212.944
Brasil	Real	12,29%	11.468	184.735	196.203	162.356	77.477	-	-	-	239.833
<b>Total</b>			<b>269.832</b>	<b>383.545</b>	<b>653.377</b>	<b>550.000</b>	<b>533.344</b>	<b>326.984</b>	<b>499.118</b>	<b>1.948.784</b>	<b>3.858.230</b>

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 01/01/2016 MUS\$	Vencimiento				Total No Corriente al 01/01/2016 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%	4.247	262.332	266.579	55	55	55	55	1.188	1.409
Chile	U.F.	5,75%	921	7.365	8.286	8.067	7.835	7.590	7.331	10.478	41.302
Perú	US\$	6,59%	880	22.229	23.109	2.337	11.776	9.347	10.995	14.203	48.656
Perú	Soles	6,27%	18.348	26.255	44.603	47.409	17.343	78.347	50.931	233.955	427.986
Colombia	\$ Col	10,16%	78.434	95.224	173.657	290.254	256.560	201.451	153.966	998.868	1.901.099
Brasil	Real	13,50%	15.186	136.636	151.822	164.706	133.271	63.274	-	-	361.251
<b>Total</b>			<b>118.016</b>	<b>550.041</b>	<b>668.056</b>	<b>512.828</b>	<b>426.840</b>	<b>360.064</b>	<b>223.278</b>	<b>1.258.692</b>	<b>2.781.703</b>

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	30 de septiembre 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 18	Brasil	Real	12,35%	977	18.389	19.366	17.412	-	-	-	-	-	-	17.412
Extranjera	Enel Distribución Río S.A. ( ex Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjera	Bonos 2ª Serie 26	Brasil	Real	10,75%	782	29.864	30.646	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Río S.A. ( ex Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjera	Bonos 2ª Serie 27	Brasil	Real	8,74%	1.967	49.070	51.037	47.103	-	-	-	-	-	-	47.103
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. ( ex Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 2ª Serie 28	Brasil	Real	12,35%	977	18.389	19.366	17.412	-	-	-	-	-	-	17.412
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B103	Colombia	\$ Col	9,23%	663	1.990	2.653	27.905	-	-	-	-	-	-	27.905
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos B12-13	Colombia	\$ Col	8,52%	1.456	4.369	5.825	5.825	5.825	5.825	5.825	84.281	107.581	107.581	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos B5-13	Colombia	\$ Col	7,67%	1.235	3.706	4.941	62.683	-	-	-	-	-	-	62.683
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos B7-14	Colombia	\$ Col	7,29%	1.239	3.716	4.955	4.955	4.955	67.951	-	-	-	-	77.861
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos E4-16	Colombia	\$ Col	7,44%	574	1.722	2.296	2.295	32.942	-	-	-	-	-	35.237
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos E2-17	Colombia	\$ Col	6,82%	935	2.804	3.739	56.353	-	-	-	-	-	-	56.353
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos E5-17	Colombia	\$ Col	7,15%	1.699	5.096	6.795	6.795	6.795	95.338	-	-	-	-	115.723
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos E7-17	Colombia	\$ Col	6,28%	1.075	3.224	4.299	4.298	4.298	4.298	4.298	75.626	92.818	92.818	
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A. ( ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjera	Itaú 2	Brasil	Real	9,66%	46.641	3.132	49.593	45.427	-	-	-	-	-	-	45.427
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. ( ex Edeqel S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,31%	121	363	484	484	484	484	8.016	-	-	-	9.468
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. ( ex Edeqel S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,28%	120	361	481	8.054	-	-	-	-	-	-	8.054
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. ( ex Edeqel S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	6,34%	159	476	635	634	634	634	634	13.382	15.918	15.918	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. ( ex Edeqel S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	7,78%	159	476	635	634	634	634	634	13.382	15.918	15.918	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. ( ex Edeqel S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5,78%	144	433	577	578	10.578	-	-	-	-	-	11.156
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. ( ex Edeqel S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,47%	162	10.054	10.216	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	7,30%	172	515	687	687	9.812	-	-	-	-	-	10.499
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	5,49%	213	640	853	854	854	854	16.087	-	-	-	16.649
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	6,91%	108	325	433	6.266	-	-	-	-	-	-	6.266
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Interseguro Cia de Seguros	Perú	Soles	6,19%	194	581	775	775	775	775	12.696	-	-	-	15.021
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,97%	234	702	936	936	936	936	936	24.348	28.092	28.092	
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,06%	198	594	792	792	792	792	792	23.485	26.653	26.653	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	4,94%	153	460	613	614	614	614	614	14.188	16.644	16.644	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,40%	6.189	-	6.189	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,40%	259	778	1.037	1.037	16.255	-	-	-	-	-	17.292
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,15%	199	596	795	795	795	795	795	21.397	24.577	24.577	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,64%	250	749	999	999	15.471	-	-	-	-	-	17.469
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,24%	340	1.020	1.360	1.360	1.360	1.360	1.360	36.380	41.820	41.820	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,67%	521	1.562	2.083	2.083	2.083	31.824	-	-	-	-	35.990
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,25%	292	877	1.169	1.170	1.170	1.170	1.170	19.243	23.923	23.923	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,76%	449	1.346	1.795	31.955	-	-	-	-	-	-	31.955
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,25%	390	1.169	1.559	1.559	1.559	1.559	1.559	27.605	33.841	33.841	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,03%	329	988	1.317	22.524	-	-	-	-	-	-	22.524
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,97%	437	1.310	1.747	1.747	1.747	1.747	1.747	32.782	39.770	39.770	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,00%	468	1.404	1.872	1.872	1.872	1.872	1.872	32.169	39.657	39.657	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. ( ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,91%	334	1.001	1.335	1.335	1.335	1.335	1.335	24.943	30.283	30.283	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B09-09	Colombia	\$ Col	9,64%	1.902	78.740	80.642	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B10	Colombia	\$ Col	9,53%	1.331	3.994	5.325	56.723	-	-	-	-	-	-	56.723
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B12	Colombia	\$ Col	9,84%	796	2.387	3.183	3.182	3.182	33.156	-	-	-	-	39.520
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B15	Colombia	\$ Col	9,83%	476	1.427	1.903	1.903	1.903	1.903	1.903	21.595	29.207	29.207	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-13	Colombia	\$ Col	8,04%	1.100	3.299	4.399	56.339	-	-	-	-	-	-	56.339
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-14	Colombia	\$ Col	7,22%	837	2.512	3.349	3.349	46.865	-	-	-	-	-	50.214
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	9,11%	576	1.729	2.305	2.305	31.415	-	-	-	-	-	36.025
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos quimbo	Colombia	\$ Col	9,11%	4.141	12.424	16.565	16.565	16.565	225.758	-	-	-	-	258.888
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	7,32%	1.984	5.951	7.935	7.935	7.935	7.935	7.935	104.140	135.880	135.880	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	\$ Col	7,63%	1.255	3.764	5.019	5.019	5.019	5.019	5.019	71.849	91.925	91.925	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	\$ Col	8,77%	2.844	8.532	11.376	11.376	11.376	11.376	11.376	157.747	203.251	203.251	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	7,44%	1.343	4.028	5.371	5.370	5.370	5.370	5.370	96.299	117.779	117.779	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	\$ Col	7,94%	1.137	3.411	4.548	4.549	4.549	4.549	4.549	90.208	108.404	108.404	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	\$ Col	8,04%	356	1.069	1.425	18.261	-	-	-	-	-	-	18.261
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	\$ Col	7,22%	703	2.108	2.811	2.810	39.331	-	-	-	-	-	42.141
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B3-16	Colombia	\$ Col	7,50%	1.506	4.517	6.023	82.488	-	-	-	-	-	-	82.488
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B7-16	Colombia	\$ Col	8,47%	2.151	6.454	8.605	8.606	8.606	8.606	8.606	102.381	136.805	136.805	
Extranjero	Emesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos E7-16	Colombia	\$ Col	7,38%	1.885	5.654	7.539	7.539	7.539	7.539	7.539	109.696	132.313	132.313	
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Bonos UF 269	Chile	U.F.	5,75%	3.627	4.856	8.483	8.315	8.316	7.948	7.949	32.148	32.148	32.148	
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos Serie Unica U	E.E.U.U.	US\$	4,00%	6.267	18.802	25.069	25.069	25.069	25.069	25.069	702.364	802.640	802.640	
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US\$	6,60%	15	46	61	61	61	61	61	1.118	1.362	1.362	
			<b>Total</b>					<b>108.866</b>	<b>349.955</b>	<b>458.821</b>	<b>723.715</b>	<b>303.280</b>	<b>522.795</b>	<b>342.407</b>	<b>1.777.530</b>	<b>3.669.727</b>	<b>3.669.727</b>	







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	30 de septiembre 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%	80	-	80	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	11,78%	23	64	87	88	65	-	-	-	-	153
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	7,36%	12	24	36	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR	Colombia	\$ Col	9,48%	13	39	52	20	-	-	-	-	-	20
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	\$ Col	7,08%	118	336	454	38	38	-	-	-	-	76
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Equient S.A.	Colombia	\$ Col	9,54%	14	40	54	54	45	-	-	-	-	99
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,60%	435	872	1.307	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,13%	249	249	498	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Interbank	Perú	Soles	5,94%	22	136	158	364	361	265	-	-	-	1.347
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	5,68%	2.528	7.413	9.941	9.486	23.148	-	-	-	-	32.634
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	3,70%	8.144	8.406	16.550	10.851	10.442	10.033	4.863	-	-	36.189
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,58%	888	2.604	3.492	3.333	8.149	-	-	-	-	11.482
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	3,63%	563	1.689	2.252	2.768	1.672	-	-	-	-	4.440
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A	Colombia	\$ Col	11,69%	152	422	574	511	-	-	-	-	-	511
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	\$ Col	7,08%	4	11	15	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,98%	11	32	43	40	30	-	-	-	-	70
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	8,40%	4	12	16	2	-	-	-	-	-	2
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equient S.A.	Colombia	\$ Col	7,70%	82	236	318	254	72	1	-	-	-	327
<b>Total</b>								<b>13.342</b>	<b>22.585</b>	<b>35.927</b>	<b>27.809</b>	<b>44.022</b>	<b>10.391</b>	<b>5.128</b>	-	<b>87.350</b>	

  

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 2016									
								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%	181	439	619	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,98%	26	73	99	96	79	42	-	-	-	218
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	7,36%	19	37	56	21	-	-	-	-	-	21
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR	Colombia	\$ Col	9,48%	5	14	19	21	15	-	-	-	-	35
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	\$ Col	7,08%	109	314	423	310	-	-	-	-	-	310
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Equient S.A.	Colombia	\$ Col	9,54%	12	36	48	53	49	31	-	-	-	133
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,60%	427	1.276	1.703	848	-	-	-	-	-	848
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,13%	244	730	975	243	-	-	-	-	-	243
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	5,80%	2.594	7.616	10.210	9.767	9.324	20.811	-	-	-	39.902
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	3,75%	391	6.318	6.710	8.151	7.838	7.525	7.212	1.754	-	32.479
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,70%	889	2.610	3.499	3.347	3.195	7.128	-	-	-	13.669
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	2,75%	22.048	203	22.251	761	614	302	-	-	-	1.678
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR	Colombia	\$ Col	11,69%	149	420	569	563	363	-	-	-	-	926
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	\$ Col	7,08%	4	12	16	11	-	-	-	-	-	11
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,98%	12	33	45	45	40	20	-	-	-	105
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	8,40%	10	27	36	29	-	-	-	-	-	29
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equient S.A.	Colombia	\$ Col	7,70%	88	251	339	311	249	14	-	-	-	574
<b>Total</b>								<b>27.281</b>	<b>20.409</b>	<b>47.690</b>	<b>24.577</b>	<b>21.766</b>	<b>35.873</b>	<b>7.212</b>	<b>1.754</b>	<b>91.181</b>	

## Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero (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	1 de enero de 2016									
								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%	148	401	549	436	-	-	-	-	-	436
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,08%	5	16	21	20	9	-	-	-	-	29
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjera	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	7,27%	34	50	84	37	19	-	-	-	-	56
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjera	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,29%	157	-	157	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,95%	124	256	381	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,00%	115	345	460	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,99%	109	327	436	17	-	-	-	-	-	17
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,98%	97	290	386	32	-	-	-	-	-	32
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,67%	1	4	5	100	-	-	-	-	-	100
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,13%	246	731	977	961	-	-	-	-	-	961
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	5,80%	2.683	7.887	10.569	10.141	9.712	9.283	20.804	-	49.940	
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,70%	915	2.688	3.603	3.452	3.301	3.151	7.022	-	16.926	
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Peru	US\$	2,10%	3.640	10.818	14.458	22.029	-	-	-	-	22.029	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	10,80%	10	30	40	39	33	-	-	-	72	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	6,55%	10	28	38	39	28	-	-	-	67	
<b>Total</b>								<b>8.294</b>	<b>23.871</b>	<b>32.164</b>	<b>37.303</b>	<b>13.102</b>	<b>12.434</b>	<b>27.826</b>	<b>-</b>	<b>90.665</b>	

### 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	30 de septiembre 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	6,10%	801	2.234	3.035	2.685	2.190	1.771	942	568	8.156
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjera	Centrais Eletricas Brasileiras	Brasil	Real	7,00%	1.012	2.296	3.308	1.220	1.082	1.037	991	1.626	5.956
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjera	Mútuo CelgPar	Brasil	Real	6,80%	1.564	5.978	7.542	5.115	4.887	4.908	4.412	18.623	37.945
Extranjera	CELG Distribuição S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Séries A y B	Brasil	Real	12,00%	11.514	33.264	44.778	41.369	37.961	34.552	31.143	23.349	168.374
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	1.611	1.703	3.314	3.559	2.696	15.896	4.127	25.659	51.927
<b>Total</b>								<b>16.502</b>	<b>45.475</b>	<b>61.977</b>	<b>53.948</b>	<b>48.816</b>	<b>58.154</b>	<b>41.615</b>	<b>69.825</b>	<b>272.358</b>

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 2016								
								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 Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Eletrobras	Brasil	Real	6,08%	807	2.361	3.168	2.839	2.509	2.067	1.467	1.215	10.097
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	-	3.180	3.180	3.167	3.167	3.167	3.167	37.992	50.659
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Other	Argentina	US\$	2,53%	276	-	276	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>								<b>1.083</b>	<b>5.541</b>	<b>6.624</b>	<b>6.006</b>	<b>5.676</b>	<b>5.234</b>	<b>4.634</b>	<b>39.207</b>	<b>60.756</b>

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	1 de enero de 2016								
								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 Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	BNDES	Brasil	Real	9,17%	10.097	31.968	42.066	41.619	33.537	26.154	17.961	12.392	131.662
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	8,33%	420	1.223	1.643	1.541	1.439	1.336	630	-	4.945
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,85%	1.690	4.913	6.603	6.185	5.767	1.376	-	-	13.328
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Eletrobras	Brasil	Real	6,10%	977	2.210	3.186	2.645	2.368	2.092	1.723	2.266	11.095
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	BNDES	Brasil	Real	10,43%	3.259	10.768	14.026	14.291	13.213	7.792	5.532	52.961	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	US\$	52,56%	29	88	117	117	117	117	117	3.165	3.633
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	831	2.490	3.321	8.182	2.524	2.652	2.728	32.772	48.858
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Other	Argentina	\$ Arg	23,59%	3.306	19.736	23.042	6.137	959	-	-	-	7.096
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Other	Argentina	US\$	2,53%	1	276	277	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>								<b>20.610</b>	<b>73.672</b>	<b>94.281</b>	<b>80.717</b>	<b>59.924</b>	<b>45.861</b>	<b>30.951</b>	<b>56.127</b>	<b>273.578</b>

## 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	Moneda funcional	30-09-2017 MUS\$	31-12-2016 MUS\$	01-01-2016 MUS\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>						
Efectivo y Equivalentes al Efectivo		Peso Chileno	Dólar	-	-	-
		Dólar	Peso Chileno	-	511.464	9.303
		Dólar	Peso Colombiano	26.686	1.313	275
		Dólar	Soles	128.267	151.785	19.749
		Dólar	Peso Argentino	16.504	3.374	1.827
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>				<b>171.457</b>	<b>667.936</b>	<b>31.154</b>

		30-09-2017									
PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes					Total No Corriente MUS\$
			Hasta 90 días MUS\$	91 días a 1 año 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\$	
Otros pasivos financieros corrientes	Peso chileno	Dólares	3.522	2.973	6.495	6.288	6.650	7.032	6.864	-	26.834
	Dólares	Reales	1.362	1.152	2.514	113.719	232.572	75.151	-	2.759	424.201
	Dólares	Soles	11.575	34.669	46.244	29.159	43.525	9.582	4.791	10.010	97.067
	Dólares	Peso Colombiano	-	2.979	2.979	2.967	2.967	2.967	2.967	37.164	49.032
	Dólares	Peso Argentino	-	35.241	35.241	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL PASIVOS</b>			<b>16.459</b>	<b>77.014</b>	<b>93.473</b>	<b>152.133</b>	<b>285.714</b>	<b>94.732</b>	<b>14.622</b>	<b>49.933</b>	<b>597.134</b>

		31-12-2016									
PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes					Total No Corriente MUS\$
			Hasta 90 días MUS\$	91 días a 1 año 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\$	
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares	Pesos chileno	6.345	19.035	25.381	25.381	25.381	25.381	25.381	722.908	824.430
	Dólares	Reales	909	2.728	3.637	41.980	76.648	123	123	3.062	121.937
	Dólares	Soles	27.303	42.572	69.876	57.759	27.626	39.700	7.849	15.619	148.553
	Dólares	Peso Argentino	276	3.180	3.456	3.167	3.167	3.167	3.167	37.992	50.659
	<b>TOTAL PASIVOS</b>			<b>34.833</b>	<b>67.515</b>	<b>102.350</b>	<b>128.287</b>	<b>132.822</b>	<b>68.371</b>	<b>36.520</b>	<b>779.581</b>

		01-01-2016									
PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes					Total No Corriente MUS\$
			Hasta 90 días MUS\$	91 días a 1 año 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\$	
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares	Pesos chileno	4.247	262.332	266.579	55	55	55	55	1.188	1.409
	Dólares	Reales	29	88	117	117	117	117	117	3.165	3.633
	Dólares	Soles	44.809	45.498	90.307	40.462	48.659	19.052	31.799	14.203	154.174
	Dólares	Peso Argentino	6.326	2.766	9.092	8.182	2.524	2.652	2.728	32.772	48.858
	<b>TOTAL PASIVOS</b>			<b>55.411</b>	<b>310.684</b>	<b>366.095</b>	<b>48.816</b>	<b>51.355</b>	<b>21.876</b>	<b>34.699</b>	<b>51.328</b>

**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	30-09-2017					
	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	1.194.932	332.420	106.146	414.673	2.048.171	58.975
Provisión de deterioro	(816)	(6.459)	(46.180)	(355.024)	(408.479)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	574.965	-	-	-	574.965	701.180
Provisión de deterioro	(3.067)	-	-	-	(3.067)	-
<b>Total</b>	<b>1.766.014</b>	<b>325.961</b>	<b>59.966</b>	<b>59.649</b>	<b>2.211.590</b>	<b>760.155</b>

  

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	31-12-2016					
	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	915.190	258.556	65.137	253.979	1.492.862	115.564
Provisión de deterioro	(3.628)	(19.015)	(36.626)	(204.148)	(263.417)	(20.686)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	313.689	-	-	-	313.689	442.334
Provisión de deterioro	(4.277)	-	-	-	(4.277)	-
<b>Total</b>	<b>1.220.974</b>	<b>239.541</b>	<b>28.511</b>	<b>49.831</b>	<b>1.538.857</b>	<b>537.212</b>

  

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	01-01-2016					
	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	812.550	172.016	82.734	143.266	1.210.566	115.854
Provisión de deterioro	(1.976)	(6.004)	(46.428)	(93.621)	(148.029)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	471.282	-	-	-	471.282	445.563
Provisión de deterioro	(1.585)	-	-	-	(1.585)	-
<b>Total</b>	<b>1.280.271</b>	<b>166.012</b>	<b>36.306</b>	<b>49.645</b>	<b>1.532.234</b>	<b>561.417</b>

- Por tipo de cartera:

Tramos de Morosidad	30-09-2017					
	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	11.999.815	1.174.900	224.633	79.007	12.224.448	1.253.907
Entre 1 y 30 días	3.393.789	199.025	103.896	10.178	3.497.685	209.203
Entre 31 y 60 días	531.013	63.054	21.170	7.476	552.183	70.530
Entre 61 y 90 días	330.840	47.280	14.618	5.407	345.458	52.687
Entre 91 y 120 días	192.221	41.201	11.322	4.473	203.543	45.674
Entre 121 y 150 días	186.409	30.034	10.181	3.544	196.590	33.578
Entre 151 y 180 días	167.703	24.016	9.493	2.878	177.196	26.894
Entre 181 y 210 días	138.902	31.394	8.034	2.583	146.936	33.977
Entre 211 y 250 días	117.512	15.315	7.593	2.617	125.105	17.932
Superior a 251 días	451.370	340.505	28.507	22.259	479.877	362.764
<b>Total</b>	<b>17.509.574</b>	<b>1.966.724</b>	<b>439.447</b>	<b>140.422</b>	<b>17.949.021</b>	<b>2.107.146</b>

Tramos de Morosidad	31-12-2016					
	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	10.715.965	967.518	166.329	63.237	10.882.294	1.030.755
Entre 1 y 30 días	2.751.759	162.593	88.131	8.303	2.839.890	170.895
Entre 31 y 60 días	469.136	55.515	14.112	6.286	483.248	61.801
Entre 61 y 90 días	220.322	20.741	9.659	5.119	229.981	25.859
Entre 91 y 120 días	148.926	20.096	7.085	4.420	156.011	24.517
Entre 121 y 150 días	120.143	17.514	6.750	3.524	126.893	21.038
Entre 151 y 180 días	112.314	16.531	6.248	3.052	118.562	19.583
Entre 181 y 210 días	75.001	6.815	5.098	2.767	80.099	9.582
Entre 211 y 250 días	64.955	5.886	3.840	2.605	68.795	8.491
Superior a 251 días	185.801	222.684	41.014	13.221	226.815	235.905
<b>Total</b>	<b>14.864.322</b>	<b>1.495.893</b>	<b>348.266</b>	<b>112.534</b>	<b>15.212.588</b>	<b>1.608.426</b>

Tramos de Morosidad	01-01-2016					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto MUS\$	Número de clientes	Monto bruto MUS\$	Número de clientes	Monto bruto MUS\$
Al día	9.496.241	887.024	195.019	41.380	9.691.260	928.404
Entre 1 y 30 días	2.104.270	92.910	80.275	5.308	2.184.545	98.217
Entre 31 y 60 días	285.256	49.001	6.727	2.708	291.983	51.710
Entre 61 y 90 días	77.855	19.765	7.552	2.325	85.407	22.090
Entre 91 y 120 días	177.160	27.153	5.840	2.065	183.000	29.217
Entre 121 y 150 días	172.778	15.872	6.289	1.905	179.067	17.777
Entre 151 y 180 días	111.678	34.109	6.415	1.631	118.093	35.740
Entre 181 y 210 días	94.221	13.114	4.390	1.545	98.611	14.659
Entre 211 y 250 días	55.382	11.334	4.688	1.447	60.070	12.781
Superior a 251 días	618.700	110.935	8.092	4.890	626.792	115.825
<b>Total</b>	<b>13.193.541</b>	<b>1.261.217</b>	<b>325.287</b>	<b>65.204</b>	<b>13.518.828</b>	<b>1.326.420</b>

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 30-09-2017		Saldo al 31-12-2016		Saldo al 01-01-2016	
	Número de Clientes	Monto MUS\$	Número de Clientes	Monto MUS\$	Número de Clientes	Monto MUS\$
Documentos por cobrar protestados	580.670	96.941	1.876.256	39.358	1.872.073	32.886
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	7.176	38.856	5.309	25.738	4.219	22.593
<b>Total</b>	<b>587.846</b>	<b>135.797</b>	<b>1.881.565</b>	<b>65.096</b>	<b>1.876.292</b>	<b>55.479</b>

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



c) Provisiones y castigos.

Provisiones y Castigos	Saldo al		
	30-09-2017	31-12-2016	01-01-2016
	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Provisión cartera no repactada	85.615	100.539	36.395
Provisión cartera repactada	(7.959)	16.472	8.563
Castigos del período	-	-	(33.064)
Recuperos del período	29.252	15.559	21.069
<b>Total</b>	<b>106.908</b>	<b>132.570</b>	<b>32.963</b>

d) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al					
	30-09-2017		31-12-2016		01-01-2016	
	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\$	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre MUS\$	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual MUS\$
<b>Provisión deterioro y recuperos:</b>						
Número de operaciones	1.536.535	7.856.923	4.060.885	10.198.839	199.988	557.364
Monto de las operaciones	26.279	106.908	67.602	132.570	15.550	66.027

## 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	30-09-2017												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\$			
<b>Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión</b>	<b>318.831</b>	<b>22.298</b>	<b>7.964</b>	<b>4.625</b>	<b>14.883</b>	<b>4.730</b>	<b>1.018</b>	<b>15.884</b>	<b>1.460</b>	<b>8.223</b>	<b>98.471</b>	<b>498.387</b>	<b>6.195</b>	
-Grandes Clientes	111.955	9.700	217	200	200	203	209	14.693	491	5.238	939	144.045	-	
-Clientes Institucionales	111.129	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	111.129	4.950	
-Otros	95.747	12.598	7.747	4.425	14.683	4.527	809	1.191	969	2.985	97.532	243.213	1.245	
Provisión Deterioro	(85)	(65)	(166)	(205)	(196)	(203)	(208)	(15.122)	(488)	(4.703)	(79.086)	(100.527)	-	
Servicios no facturados	224.405	12.189	7.697	4.261	8.529	4.319	215	499	923	2.759	20.856	286.652	1.246	
Servicios facturados	94.426	10.109	267	364	6.354	411	803	15.385	537	5.464	77.615	211.735	4.949	
<b>Cuentas comerciales por cobrar Distribución</b>	<b>876.101</b>	<b>186.905</b>	<b>62.566</b>	<b>48.062</b>	<b>30.791</b>	<b>28.848</b>	<b>25.876</b>	<b>18.093</b>	<b>16.472</b>	<b>42.818</b>	<b>213.252</b>	<b>1.549.784</b>	<b>52.780</b>	
-Clientes Masivos	541.210	138.731	40.466	17.093	15.292	15.835	15.396	8.401	6.713	24.215	87.250	910.602	7.790	
-Grandes Clientes	208.787	30.676	10.223	8.607	7.327	4.265	3.639	3.063	2.625	6.727	46.887	332.826	11.457	
-Clientes Institucionales	126.104	17.498	11.877	22.362	8.172	8.748	6.841	6.629	7.134	11.876	79.115	306.356	33.533	
Provisión Deterioro	(731)	(2.948)	(1.437)	(1.638)	(13.686)	(15.105)	(16.782)	(11.736)	(13.547)	(35.404)	(194.938)	(307.952)	-	
Servicios no facturados	384.482	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	384.482	-	
Servicios facturados	491.619	186.905	62.566	48.062	30.791	28.848	25.876	18.093	16.472	42.818	213.252	1.165.302	52.780	
<b>Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos</b>	<b>1.194.932</b>	<b>209.203</b>	<b>70.530</b>	<b>52.687</b>	<b>45.674</b>	<b>33.578</b>	<b>26.894</b>	<b>33.977</b>	<b>17.932</b>	<b>51.041</b>	<b>311.723</b>	<b>2.048.171</b>	<b>58.975</b>	
Total Provisión Deterioro	(816)	(3.013)	(1.603)	(1.843)	(13.882)	(15.308)	(16.990)	(26.858)	(14.035)	(40.107)	(274.024)	(408.479)	-	
<b>Total Cuentas comerciales por cobrar Netos</b>	<b>1.194.116</b>	<b>206.190</b>	<b>68.927</b>	<b>50.844</b>	<b>31.792</b>	<b>18.270</b>	<b>9.904</b>	<b>7.119</b>	<b>3.897</b>	<b>10.934</b>	<b>37.699</b>	<b>1.639.692</b>	<b>58.975</b>	

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	31-12-2016												Total Corriente	Total No Corriente
	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\$	MUS\$		
<b>Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión</b>	<b>244.108</b>	<b>18.003</b>	<b>4.756</b>	<b>2.495</b>	<b>3.955</b>	<b>2.768</b>	<b>2.174</b>	<b>999</b>	<b>338</b>	<b>14.858</b>	<b>85.582</b>	<b>380.038</b>	<b>51.977</b>	
-Grandes Clientes	92.583	17.436	3.507	286	133	130	292	2	250	14.177	844	129.641	-	
-Clientes Institucionales	100.212	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.212	51.962	
-Otros	51.313	567	1.249	2.209	3.822	2.638	1.882	997	88	681	84.738	150.185	15	
Provisión Deterioro	(2.957)	(11.498)	(2)	(19)	-	(196)	-	(2)	-	(6.758)	(74.811)	(96.244)	-	
Servicios no facturados	97.360	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	97.360	-	
Servicios facturados	146.748	18.003	4.756	2.495	3.955	2.767	2.174	999	339	14.858	85.582	282.677	51.977	
<b>Cuentas comerciales por cobrar Distribución</b>	<b>671.082</b>	<b>152.893</b>	<b>57.046</b>	<b>23.364</b>	<b>20.561</b>	<b>18.270</b>	<b>17.408</b>	<b>8.583</b>	<b>8.152</b>	<b>35.320</b>	<b>100.145</b>	<b>1.112.825</b>	<b>63.588</b>	
-Clientes Masivos	441.271	111.365	37.488	13.994	13.617	11.524	11.038	4.521	3.219	28.276	35.967	712.280	26.779	
-Grandes Clientes	154.233	17.150	8.339	3.013	2.656	1.968	2.283	1.627	2.148	4.591	38.843	236.852	9.816	
-Clientes Institucionales	75.578	24.378	11.219	6.357	4.288	4.778	4.087	2.435	2.785	2.453	25.335	163.693	26.993	
Provisión Deterioro	(671)	(3.577)	(2.209)	(1.710)	(11.292)	(12.777)	(12.361)	(6.206)	(4.799)	(24.546)	(87.026)	(167.173)	(20.686)	
Servicios no facturados	326.350	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	326.350	-	
Servicios facturados	344.732	152.893	57.045	23.364	20.561	18.270	17.408	8.583	8.153	35.320	100.145	786.474	63.587	
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	915.190	170.896	61.802	25.859	24.516	21.038	19.582	9.582	8.490	50.178	185.727	1.492.863	115.565	
Total Provisión Deterioro	(3.628)	(15.075)	(2.211)	(1.729)	(11.292)	(12.973)	(12.361)	(6.208)	(4.799)	(31.304)	(161.837)	(263.417)	(20.686)	
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	911.562	155.821	59.591	24.130	13.224	8.065	7.221	3.374	3.691	18.874	23.890	1.229.446	94.879	

Cuentas Comerciales por Cobrar	01-01-2016												Total Corriente	Total No Corriente
	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\$	MUS\$		
<b>Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión</b>	302.074	14.526	5.477	5.575	5.293	5.170	5.448	7.350	167	66.800	-	417.880	78.267	
-Grandes Clientes	148.348	13.269	5.401	5.358	5.258	5.127	5.000	7.312	106	6.150	-	201.329	-	
-Clientes Institucionales	108.141	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	108.141	73.746	
-Otros	45.586	1.257	76	217	34	43	448	38	61	60.649	-	108.410	4.522	
Provisión Deterioro	(299)	-	-	(511)	-	-	(585)	(3.852)	-	(63.497)	-	(68.745)	-	
Servicios no facturados	126.343	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	126.343	46.460	
Servicios facturados	175.731	14.526	5.477	5.575	5.293	5.170	5.448	7.350	167	66.800	-	291.537	31.808	
<b>Cuentas comerciales por cobrar Distribución</b>	510.476	83.691	46.233	16.514	23.925	12.607	30.292	7.309	12.614	49.026	-	792.686	37.586	
-Clientes Masivos	305.733	51.007	29.636	11.048	7.534	8.086	25.938	3.659	8.670	14.374	-	465.684	18.368	
-Grandes Clientes	140.579	18.119	9.291	1.885	1.543	1.403	1.765	1.081	1.198	30.358	-	207.222	4.823	
-Clientes Institucionales	64.165	14.566	7.306	3.581	14.848	3.119	2.589	2.569	2.746	4.293	-	119.780	14.396	
Provisión Deterioro	(1.676)	(961)	(2.213)	(2.319)	(8.364)	(9.989)	(27.489)	(5.782)	(10.183)	(10.308)	-	(79.284)	-	
Servicios no facturados	244.726	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	244.726	-	
Servicios facturados	265.750	83.691	46.233	16.514	23.925	12.607	30.292	7.309	12.614	49.026	-	547.960	37.586	
<b>Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos</b>	812.550	98.217	51.710	22.090	29.217	17.777	35.740	14.659	12.781	115.825	-	1.210.566	115.854	
Total Provisión Deterioro	(1.976)	(961)	(2.213)	(2.830)	(8.364)	(9.989)	(28.075)	(9.634)	(10.183)	(73.805)	-	(148.029)	-	
<b>Total Cuentas comerciales por cobrar Netos</b>	810.574	97.256	49.497	19.260	20.853	7.788	7.665	5.025	2.599	42.020	-	1.062.537	115.854	

- Por tipo de cartera:

Tipos de Cartera	30-09-2017											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\$		
<b>GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN</b>													
<b>Cartera no repactada</b>	<b>309.852</b>	<b>22.094</b>	<b>7.926</b>	<b>4.554</b>	<b>14.825</b>	<b>4.670</b>	<b>958</b>	<b>15.834</b>	<b>1.421</b>	<b>105.211</b>	<b>-</b>	<b>487.345</b>	<b>6.195</b>
-Grandes Clientes	111.955	9.700	217	200	200	203	209	14.693	491	6.177	-	144.045	-
-Clientes Institucionales	111.129	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	111.129	4.950
-Otros	86.768	12.394	7.709	4.354	14.625	4.467	749	1.141	930	99.034	-	232.171	1.245
<b>Cartera repactada</b>	<b>8.979</b>	<b>204</b>	<b>38</b>	<b>71</b>	<b>58</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>50</b>	<b>39</b>	<b>1.483</b>	<b>-</b>	<b>11.042</b>	<b>-</b>
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	8.979	204	38	71	58	60	60	50	39	1.483	-	11.042	-
<b>DISTRIBUCIÓN</b>													
<b>Cartera no repactada</b>	<b>837.294</b>	<b>176.931</b>	<b>55.128</b>	<b>42.726</b>	<b>26.376</b>	<b>25.364</b>	<b>23.058</b>	<b>15.560</b>	<b>13.894</b>	<b>235.294</b>	<b>-</b>	<b>1.451.625</b>	<b>21.559</b>
-Clientes Masivos	529.076	133.201	36.548	14.630	13.373	14.326	14.296	7.543	5.937	109.018	-	877.948	5.608
-Grandes Clientes	200.923	28.506	8.870	7.887	6.882	4.031	3.465	2.939	2.423	52.673	-	318.599	3.029
-Clientes Institucionales	107.295	15.224	9.710	20.209	6.121	7.007	5.297	5.078	5.534	73.603	-	255.078	12.922
<b>Cartera repactada</b>	<b>38.807</b>	<b>9.974</b>	<b>7.438</b>	<b>5.336</b>	<b>4.415</b>	<b>3.484</b>	<b>2.818</b>	<b>2.533</b>	<b>2.578</b>	<b>20.776</b>	<b>-</b>	<b>98.159</b>	<b>31.221</b>
-Clientes Masivos	11.150	5.530	3.919	2.463	1.919	1.508	1.101	858	777	3.431	-	32.656	2.182
-Grandes Clientes	6.194	2.170	1.487	720	445	235	201	124	202	2.449	-	14.227	8.427
-Clientes Institucionales	21.463	2.274	2.032	2.153	2.051	1.741	1.516	1.551	1.599	14.896	-	51.276	20.612
<b>Total cartera bruta</b>	<b>1.194.932</b>	<b>209.203</b>	<b>70.530</b>	<b>52.687</b>	<b>45.674</b>	<b>33.578</b>	<b>26.894</b>	<b>33.977</b>	<b>17.932</b>	<b>362.764</b>	<b>-</b>	<b>2.048.171</b>	<b>58.975</b>

Tipos de Cartera	31-12-2016												
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días	Total Corriente	Total No Corriente
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
<b>GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN</b>													
<b>Cartera no repactada</b>	<b>235.410</b>	<b>17.955</b>	<b>4.720</b>	<b>2.479</b>	<b>3.920</b>	<b>2.707</b>	<b>2.113</b>	<b>976</b>	<b>313</b>	<b>99.110</b>	-	<b>369.702</b>	<b>51.977</b>
-Grandes Clientes	92.583	17.436	3.507	286	133	130	-	2	250	15.021	-	129.641	-
-Clientes Institucionales	100.212	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.212	51.962
-Otros	42.614	519	1.213	2.193	3.787	2.577	1.820	974	62	84.089	-	139.850	15
<b>Cartera repactada</b>	<b>8.698</b>	<b>48</b>	<b>36</b>	<b>16</b>	<b>35</b>	<b>61</b>	<b>62</b>	<b>23</b>	<b>26</b>	<b>1.330</b>	-	<b>10.335</b>	-
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	8.698	48	36	16	35	61	62	23	26	1.330	-	10.335	-
<b>DISTRIBUCIÓN</b>													
<b>Cartera no repactada</b>	<b>663.835</b>	<b>144.638</b>	<b>50.795</b>	<b>18.261</b>	<b>16.176</b>	<b>14.807</b>	<b>14.418</b>	<b>5.839</b>	<b>5.573</b>	<b>123.574</b>	-	<b>1.057.917</b>	<b>16.296</b>
-Clientes Masivos	435.534	106.954	33.949	11.521	11.721	10.017	9.765	3.495	2.325	59.644	-	684.924	3.251
-Grandes Clientes	153.523	15.747	7.472	2.153	1.895	1.735	1.233	1.465	1.996	42.587	-	230.696	2.081
-Clientes Institucionales	74.779	21.937	9.374	4.587	2.560	3.055	2.530	879	1.252	21.343	-	142.297	10.964
<b>Cartera repactada</b>	<b>7.247</b>	<b>8.255</b>	<b>6.250</b>	<b>5.103</b>	<b>4.385</b>	<b>3.463</b>	<b>2.990</b>	<b>2.744</b>	<b>2.579</b>	<b>11.891</b>	-	<b>54.908</b>	<b>47.291</b>
-Clientes Masivos	5.737	4.411	3.539	2.473	1.896	1.507	1.273	1.026	894	4.599	-	27.356	23.528
-Grandes Clientes	710	1.404	867	860	761	233	160	162	152	847	-	6.156	7.735
-Clientes Institucionales	800	2.441	1.844	1.770	1.727	1.724	1.557	1.555	1.533	6.445	-	21.396	16.028
<b>Total cartera bruta</b>	<b>915.190</b>	<b>170.895</b>	<b>61.801</b>	<b>25.859</b>	<b>24.517</b>	<b>21.038</b>	<b>19.583</b>	<b>9.582</b>	<b>8.491</b>	<b>235.905</b>	-	<b>1.492.862</b>	<b>115.564</b>

Tipos de Cartera	01-01-2016												
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días	Total Corriente	Total No Corriente
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
<b>GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN</b>													
<b>Cartera no repactada</b>	<b>295.301</b>	<b>14.494</b>	<b>5.401</b>	<b>5.540</b>	<b>5.258</b>	<b>5.127</b>	<b>5.407</b>	<b>7.312</b>	<b>106</b>	<b>66.250</b>	-	<b>410.196</b>	-
-Grandes Clientes	148.348	13.269	5.401	5.358	5.258	5.127	5.000	7.312	106	6.150	-	201.329	-
-Clientes Institucionales	108.141	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	108.141	-
-Otros	38.812	1.225	-	182	-	-	407	-	-	60.100	-	100.726	-
<b>Cartera repactada</b>	<b>6.773</b>	<b>32</b>	<b>76</b>	<b>36</b>	<b>34</b>	<b>43</b>	<b>42</b>	<b>38</b>	<b>61</b>	<b>549</b>	-	<b>7.684</b>	-
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	6.773	32	76	36	34	43	42	38	61	549	-	7.684	-
<b>DISTRIBUCIÓN</b>													
<b>Cartera no repactada</b>	<b>507.377</b>	<b>78.416</b>	<b>43.600</b>	<b>14.225</b>	<b>21.895</b>	<b>10.745</b>	<b>28.702</b>	<b>5.801</b>	<b>11.228</b>	<b>44.685</b>	-	<b>766.674</b>	-
-Clientes Masivos	303.648	48.322	27.965	9.601	6.269	6.976	25.030	2.829	7.927	12.196	-	450.763	-
-Grandes Clientes	139.884	16.259	8.924	1.581	1.319	1.170	1.592	907	1.037	5.784	-	178.457	-
-Clientes Institucionales	63.845	13.834	6.712	3.043	14.306	2.599	2.080	2.066	2.264	26.705	-	137.455	-
<b>Cartera repactada</b>	<b>3.099</b>	<b>5.275</b>	<b>2.632</b>	<b>2.289</b>	<b>2.030</b>	<b>1.862</b>	<b>1.590</b>	<b>1.508</b>	<b>1.386</b>	<b>4.341</b>	-	<b>26.012</b>	-
-Clientes Masivos	2.084	2.684	1.671	1.447	1.265	1.110	908	830	743	2.179	-	14.921	-
-Grandes Clientes	695	1.860	367	305	224	232	173	175	161	604	-	4.795	-
-Clientes Institucionales	320	731	594	538	541	520	508	503	482	1.558	-	6.296	-
<b>Total cartera bruta</b>	<b>812.550</b>	<b>98.217</b>	<b>51.710</b>	<b>22.090</b>	<b>29.217</b>	<b>17.777</b>	<b>35.740</b>	<b>14.659</b>	<b>12.781</b>	<b>115.825</b>	-	<b>1.210.566</b>	-

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

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

País	COLOMBIA						PERU						ARGENTINA						BRASIL						TOTAL					
	30-09-2017		31-12-2016		01-01-2016		30-09-2017		31-12-2016		01-01-2016		30-09-2017		31-12-2016		01-01-2016		30-09-2017		31-12-2016		01-01-2016		30-09-2017		31-12-2016		01-01-2016	
BALANCE	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\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$		
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	-	3.880	-	-	440	326	12.079	3.976	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	402	10	-	8	12.079	7.856	402	10	440	334
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	140.993	8.395	113.036	9.360	128.552	5.305	76.139	11.497	31.483	7.704	56.685	7.169	130.909	-	89.566	67	37.021	161	288.709	9.823	171.828	9.289	134.876	6.855	636.751	29.715	405.913	26.420	356.134	19.450
Total Activos Estimado	140.993	12.275	113.036	9.360	128.992	5.631	88.218	15.473	31.483	7.704	56.685	7.169	130.909	-	89.566	67	37.021	161	288.709	9.823	172.236	9.299	134.876	6.863	648.830	37.971	406.315	26.430	356.874	19.824
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	-	-	-	61	121	12.048	4.008	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.560	1.560	12.048	4.008	-	-	1.621	1.681
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	39.362	4.351	41.398	8.010	30.615	7.087	63.409	9.809	6.964	6.700	35.244	6.159	61.026	-	34.118	-	12.053	-	370.825	19.716	178.092	7.564	235.961	5.398	524.622	33.876	260.572	22.264	313.873	18.644
Total Pasivo Estimado	39.362	4.351	41.398	8.010	30.676	7.208	75.457	13.817	6.964	6.700	35.244	6.159	61.026	-	34.118	-	12.053	-	370.825	19.716	178.092	7.564	237.521	6.356	536.870	37.884	289.572	22.264	315.494	20.328

RESULTADO	COLOMBIA				PERU				ARGENTINA				BRASIL				TOTAL			
	30-09-2017		30-09-2016		30-09-2017		30-09-2016		30-09-2017		30-09-2016		30-09-2017		30-09-2016		30-09-2017		30-09-2016	
	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$	Energía y Potencia MUS\$	Peajes MUS\$
Ventas de Energía	140.822	8.385	129.081	7.634	77.364	11.825	50.064	6.351	141.303	-	168.019	83	290.026	9.868	139.243	8.690	649.515	30.078	486.407	22.758
Compras de Energía	39.314	8.221	33.951	8.869	75.453	13.778	25.780	6.532	54.890	-	68.432	-	358.385	19.807	160.116	3.701	528.042	41.806	288.279	19.102

## 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				Saldo al			
	30-09-2017				31-12-2016				01-01-2016			
	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$
Hasta 30 días	-	156.134	525.640	681.774	-	160.571	231.474	392.045	-	151.291	253.025	404.316
Entre 31 y 60 días	-	20.655	66.996	87.651	-	19.314	34.371	53.685	-	18.364	23.159	41.523
Entre 61 y 90 días	-	-	149	149	-	-	1.815	1.815	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	29	29	-	-	511	511	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	5.698	5.698	-	-	9.039	9.039	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	295.713	295.713	-	-	2.539	2.539	-	-	3.208	3.208
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>176.788</b>	<b>894.225</b>	<b>1.071.014</b>	<b>-</b>	<b>179.885</b>	<b>279.749</b>	<b>459.634</b>	<b>-</b>	<b>169.655</b>	<b>279.392</b>	<b>449.047</b>

  

Proveedores con plazos vencidos	Saldo al				Saldo al				Saldo al			
	30-09-2017				31-12-2016				01-01-2016			
	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$	Bienes MUS\$	Servicios MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$
Hasta 30 días	-	-	-	-	-	-	9.857	9.857	-	-	14.433	14.433
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	9.669	9.669	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	14.482	14.482	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	103.474	103.474	-	-	99.782	99.782	-	-	123.221	123.221
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>103.474</b>	<b>103.474</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>133.790</b>	<b>133.790</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>137.654</b>	<b>137.654</b>