

**ESTADOS FINANCIEROS  
CONSOLIDADOS INTERMEDIOS**  
correspondientes al periodo terminado  
al 30 de junio de 2016

**ENERSIS AMÉRICAS S.A. y FILIALES**

Miles de Pesos Chilenos

---

El presente documento consta de 2 secciones:

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

## **Informe de Revisión del Auditor Independiente**

Señores  
Accionistas y Directores de  
Enersis Américas S.A.

Hemos revisado el estado de situación financiera consolidado intermedio de Enersis Américas S.A. y filiales al 30 de junio de 2016 adjunto y los estados de resultados integrales consolidados intermedios por los períodos de seis y tres meses terminados el 30 de junio de 2016 y los correspondientes estados intermedios de cambios en el patrimonio neto consolidado y de flujos de efectivo consolidado por el período de seis meses terminados en esa fecha.

### **Responsabilidad de la Administración por estados financieros**

La Administración de Enersis Américas S.A. es responsable por la preparación y presentación razonable de la información financiera intermedia de acuerdo con la NIC 34 "Información Financiera Intermedia", incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y el mantenimiento de un control interno suficiente para proporcionar una base razonable para la preparación y presentación razonable de la información financiera intermedia, de acuerdo con el marco de preparación y presentación de información financiera aplicable.

### **Responsabilidad del auditor**

Nuestra responsabilidad es realizar nuestra revisión de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile aplicables a revisiones de la información financiera intermedia. Una revisión de la información financiera intermedia consiste principalmente en aplicar procedimientos analíticos y efectuar indagaciones a las personas responsables de los asuntos contables y financieros. Es substancialmente menor en alcance que una auditoría efectuada de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, cuyo objetivo es la expresión de una opinión sobre la información financiera. Por lo tanto, no expresamos tal tipo de opinión.

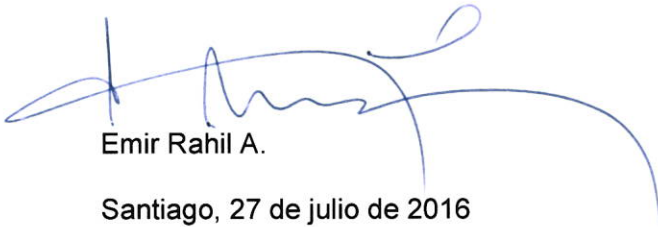
No hemos revisado los estados financieros intermedios de ciertas sociedades filiales, cuyos estados financieros intermedios reflejan activos que constituyen un 8,5% de los activos totales consolidados al 30 de junio de 2016, e ingresos que representan un 3,5% y un 6,0% de los ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por naturaleza totales por el periodo de seis y tres meses terminados el 30 de junio de 2016, respectivamente. Dichos estados financieros intermedios fueron revisados por otros auditores, cuyos informes nos han sido proporcionados y nuestro informe aquí presentado, en la medida en que se relaciona con las cifras de esas sociedades en los periodos que corresponda, está basado únicamente en tales informes.

## **Conclusión**

Basados en nuestra revisión, no tenemos conocimiento de cualquier modificación significativa que debiera hacerse a la información financiera intermedia para que esté de acuerdo con la NIC 34 "Información Financiera Intermedia", incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera.

## **Otros Asuntos, Estado de Situación Financiera Consolidado al 31 de diciembre de 2015**

Con fecha 26 de febrero de 2016, emitimos una opinión sin salvedades sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2015 de Enersis Américas S.A. y filiales, en los cuales se incluye el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2015 que se presenta en los estados financieros consolidados intermedios adjuntos, además de sus correspondientes notas.



Emir Rahil A.

Santiago, 27 de julio de 2016

EY LTDA.

## ENERSIS AMÉRICAS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

### Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios, Clasificado al 30 de junio de 2016 (No auditado) y al 31 de diciembre de 2015 (En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	1.113.569.619	1.185.163.344
Otros activos financieros corrientes	7	142.620.909	68.262.446
Otros activos no financieros corriente		89.840.199	101.989.057
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	8	1.189.121.678	1.088.131.567
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	9	144.502.911	3.566.930
Inventarios corrientes	10	75.897.505	95.057.897
Activos por impuestos corrientes	11	87.722.866	47.454.588
<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>2.843.275.687</b>	<b>2.589.625.829</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	5	-	5.323.935.881
<b>ACTIVOS CORRIENTES TOTALES</b>		<b>2.843.275.687</b>	<b>7.913.561.710</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros activos financieros no corrientes	7	609.738.969	489.528.204
Otros activos no financieros no corrientes		88.622.505	77.562.708
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	8	350.128.561	398.695.864
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	9	270.698	355.485
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	12	31.241.693	30.960.445
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	1.153.454.168	981.399.272
Plusvalía	14	479.483.670	444.199.047
Propiedades, planta y equipo	15	5.024.807.458	5.003.566.633
Activos por impuestos diferidos	16	137.434.192	109.325.023
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES</b>		<b>7.875.181.914</b>	<b>7.535.592.681</b>
<b>TOTAL DE ACTIVOS</b>		<b>10.718.457.601</b>	<b>15.449.154.391</b>

## ENERSIS AMÉRICAS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

### Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios, Clasificado al 30 de junio de 2016 (No auditado) y al 31 de diciembre de 2015

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>			
Otros pasivos financieros corrientes	17	819.420.506	687.873.508
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	20	1.396.855.255	1.452.824.207
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	9	40.131.196	109.897.508
Otras provisiones corrientes	21	103.068.360	127.299.176
Pasivos por impuestos corrientes	11	68.867.984	142.607.960
Otros pasivos no financieros corrientes		35.420.253	39.226.339
<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>2.463.763.554</b>	<b>2.559.728.698</b>
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5	-	1.945.652.102
<b>PASIVOS CORRIENTES TOTALES</b>		<b>2.463.763.554</b>	<b>4.505.380.800</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros pasivos financieros no corrientes	17	1.964.388.249	1.847.296.592
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	20	293.476.435	283.544.254
Otras provisiones no corrientes	21	237.782.799	183.848.284
Pasivo por impuestos diferidos	16	226.689.740	231.904.615
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	22	206.274.254	187.270.474
Otros pasivos no financieros no corrientes		19.085.817	20.100.992
<b>PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES</b>		<b>2.947.697.294</b>	<b>2.753.965.211</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>5.411.460.848</b>	<b>7.259.346.011</b>
<b>PATRIMONIO</b>			
Capital emitido	23.1	3.575.339.010	5.804.447.986
Ganancias acumuladas		2.148.192.728	3.380.661.523
Otras reservas	23.5	(1.976.890.178)	(3.158.960.224)
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>		<b>3.746.641.560</b>	<b>6.026.149.285</b>
Participaciones no controladoras	23.6	1.560.355.193	2.163.659.095
<b>PATRIMONIO TOTAL</b>		<b>5.306.996.753</b>	<b>8.189.808.380</b>
<b>TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS</b>		<b>10.718.457.601</b>	<b>15.449.154.391</b>

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

Por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2016 y 2015 (No auditados)

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS Ganancia (pérdida)	Nota	enero - junio		abril - junio	
		2016 M\$	2015 (*) M\$	2016 M\$	2015 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	24	2.372.703.395	2.326.408.562	1.158.322.090	1.155.438.464
Otros ingresos, por naturaleza	24	192.623.824	273.377.059	141.467.192	140.687.232
<b>Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza</b>		<b>2.565.327.219</b>	<b>2.599.785.621</b>	<b>1.299.789.282</b>	<b>1.296.125.696</b>
Materias primas y consumibles utilizados	25	(1.253.797.824)	(1.354.621.833)	(622.380.259)	(711.024.080)
<b>Margen de Contribución</b>		<b>1.311.529.395</b>	<b>1.245.163.788</b>	<b>677.409.023</b>	<b>585.101.616</b>
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	3 a) 3 d.1	28.356.711	31.370.216	14.837.384	18.589.958
Gastos por beneficios a los empleados	26	(210.765.124)	(235.948.555)	(108.171.879)	(118.509.874)
Gasto por depreciación y amortización	27	(156.418.639)	(158.408.444)	(80.364.108)	(77.401.038)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	27	(25.357.805)	(21.055.862)	(13.406.422)	(11.192.526)
Otros gastos por naturaleza	28	(256.847.713)	(259.738.453)	(137.855.609)	(125.058.470)
<b>Resultado de Explotación</b>		<b>690.496.825</b>	<b>601.382.690</b>	<b>352.448.389</b>	<b>271.529.666</b>
Otras ganancias (pérdidas)	29	244.906	634.877	2.889.656	623.420
Ingresos financieros	30	94.269.058	135.398.929	47.431.421	94.857.658
Costos financieros	30	(273.722.881)	(185.034.745)	(111.530.836)	(91.260.458)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	12	1.587.758	2.772.325	901.171	2.449.451
Diferencias de cambio	30	1.193.234	(5.583.256)	(9.135.682)	(7.242.064)
Resultado por unidades de reajuste	30	(419.802)	(3.105.519)	(237.112)	(3.546.942)
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuestos</b>		<b>513.649.098</b>	<b>546.465.301</b>	<b>282.767.007</b>	<b>267.410.731</b>
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	16	(161.250.646)	(182.683.107)	(103.074.543)	(99.642.264)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>		<b>352.398.452</b>	<b>363.782.194</b>	<b>179.692.464</b>	<b>167.768.467</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	5.1.II.iii	115.130.387	97.358.857	1.228.150	62.288.424
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>		<b>467.528.839</b>	<b>461.141.051</b>	<b>180.920.614</b>	<b>230.056.891</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a</b>					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		268.568.018	288.007.544	92.130.910	134.933.109
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	23.6	198.960.821	173.133.507	88.789.704	95.123.782
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>		<b>467.528.839</b>	<b>461.141.051</b>	<b>180.920.614</b>	<b>230.056.891</b>
<b>Ganancia por acción básica</b>					
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	3,88	4,16	1,85	1,62
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones discontinuadas	\$ / acción	1,59	1,70	0,03	1,12
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	5,47	5,87	1,88	2,75
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	49.092.772,76	49.092.772,76	49.092.772,76	49.092.772,76
<b>Ganancias por acción diluidas</b>					
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	3,88	4,16	1,85	1,62
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	\$ / acción	1,59	1,70	0,03	1,12
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	5,47	5,87	1,88	2,75
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	49.092.772,76	49.092.772,76	49.092.772,76	49.092.772,76

(\*) Resultados de las operaciones en Chile presentados como operaciones discontinuadas (ver Nota 5.1) y otros resultados integrales (ver Nota 5.1)

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

Por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2016 y 2015 (No auditados)

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS	Nota	enero - junio		abril - junio	
		2016 M\$	2015 (*) M\$	2016 M\$	2015 M\$
<b>Ganancia (Pérdida)</b>		<b>467.528.839</b>	<b>461.141.051</b>	<b>180.920.614</b>	<b>230.056.891</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	22.2.b	(8.688.325)	-	(8.688.325)	-
<b>Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período</b>		<b>(8.688.325)</b>	<b>-</b>	<b>(8.688.325)</b>	<b>-</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		180.792.987	(243.173.564)	191.530.639	112.111.350
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		850.653	(567.731)	83.393	(302.268)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		(14.085.388)	147.178	(263.281)	147.833
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		18.454.210	(52.416.617)	8.866.383	(20.661.873)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		4.645.415	4.141.202	(148.538)	2.224.109
<b>Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período</b>		<b>190.657.877</b>	<b>(291.869.532)</b>	<b>200.068.596</b>	<b>93.519.151</b>
<b>Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>		<b>181.969.552</b>	<b>(291.869.532)</b>	<b>191.380.271</b>	<b>93.519.151</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		2.965.488	-	2.965.488	-
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período</b>		<b>2.965.488</b>	<b>-</b>	<b>2.965.488</b>	<b>-</b>
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período</b>					
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		(6.023.539)	12.820.167	(2.837.162)	4.776.838
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros disponibles para la venta		-	(1.031)	4	136
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período</b>		<b>(6.023.539)</b>	<b>12.819.136</b>	<b>(2.837.158)</b>	<b>4.776.974</b>
<b>Total Otro resultado integral</b>		<b>178.911.501</b>	<b>(279.050.396)</b>	<b>191.508.601</b>	<b>98.296.125</b>
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>		<b>646.440.340</b>	<b>182.090.655</b>	<b>372.429.215</b>	<b>328.353.016</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		427.403.290	79.138.853	246.363.764	217.712.652
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		219.037.050	102.951.802	126.065.451	110.640.364
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>		<b>646.440.340</b>	<b>182.090.655</b>	<b>372.429.215</b>	<b>328.353.016</b>

(\*) Resultados de las operaciones en Chile presentados como operaciones discontinuadas (ver Nota 5.1) y otros resultados integrales (ver Nota 5.1)

## ENERSIS AMÉRICAS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

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

Por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2016 y 2015 (No auditados)

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	Capital emitido	Prima de Emisión	Cambios en Otras Reservas							Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta (1)	Otras reservas				
<b>Saldo Inicial al 01/01/2016</b>	5.804.447.986	-	(418.992.914)	(9.826.557)	-	(167.739)	(2.628.536.018)	(101.436.996)	(3.158.960.224)	3.380.661.523	6.026.149.285	2.163.659.095	8.189.808.380
<b>Cambios en patrimonio</b>													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										268.568.018	268.568.018	198.960.821	467.528.839
Otro resultado integral			161.299.327	3.395.773	(4.232.664)	321.451	(127.415)	(1.821.200)	158.835.272		158.835.272	20.076.229	178.911.501
Resultado integral											427.403.290	219.037.050	646.440.340
Dividendos										(81.949.701)	(81.949.701)	(182.545.254)	(264.494.955)
Disminución (incremento) por otras distribuciones a los propietarios	(2.229.108.976)						915.743.914	103.258.196	1.019.002.110	(1.414.854.448)	(2.624.961.314)	(639.795.698)	(3.264.757.012)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	4.232.664	-	-	-	4.232.664	(4.232.664)	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	(2.229.108.976)	-	161.299.327	3.395.773	-	321.451	915.616.499	101.436.996	1.182.070.046	(1.232.468.795)	(2.279.507.725)	(603.303.902)	(2.882.811.627)
<b>Saldo Final al 30/06/2016</b>	3.575.339.010	-	(257.693.587)	(6.430.784)	-	153.712	(1.712.919.519)	-	(1.976.890.178)	2.148.192.728	3.746.641.560	1.560.355.193	5.306.996.753

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	Capital emitido	Prima de Emisión	Cambios en 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	Otras reservas				
<b>Saldo Inicial al 01/01/2015</b>	5.804.447.986	-	35.154.874	(69.404.677)	-	14.046	(2.619.970.627)	-	(2.654.206.384)	3.051.734.445	6.201.976.047	2.077.242.699	8.279.218.746
<b>Cambios en patrimonio</b>													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										288.007.544	288.007.544	173.133.507	461.141.051
Otro resultado integral			(187.334.364)	(21.321.141)	-	(213.186)	-	-	(208.868.691)		(208.868.691)	(70.181.705)	(279.050.396)
Resultado integral											79.138.853	102.951.802	182.090.655
Dividendos										(122.031.673)	(122.031.673)	(89.840.826)	(211.872.499)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	(652.632)	-	(652.632)		(652.632)	777.945	125.313
Total de cambios en patrimonio	-	-	(187.334.364)	(21.321.141)	-	(213.186)	(652.632)	-	(209.521.323)	165.975.871	(43.545.452)	13.888.921	(29.656.531)
<b>Saldo Final al 30/06/2015</b>	5.804.447.986	-	(152.179.490)	(90.725.818)	-	(199.140)	(2.620.623.259)	-	(2.863.727.707)	3.217.710.316	6.158.430.595	2.091.131.620	8.249.562.215

(1) Ver nota 5.1.II. ii)



**ENERSIS AMÉRICAS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES**
**Estados de Flujos de Efectivo Consolidados Intermedios Directo**

Por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2016 y 2015 (No auditados)

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - junio	
		2016 M\$	2015 M\$
<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		3.765.011.065	4.272.577.726
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		20.379.912	17.194.824
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		10.221.739	8.104.240
Otros cobros por actividades de operación		195.132.973	344.500.918
<b>Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación</b>			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.890.406.909)	(2.372.420.889)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(244.089.250)	(285.869.652)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(8.705.284)	(14.661.471)
Otros pagos por actividades de operación		(802.799.318)	(925.485.954)
<b>Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)</b>			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(279.949.761)	(312.257.287)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(40.072.744)	(40.773.892)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>		<b>724.722.423</b>	<b>690.908.563</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>			
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	6.d	-	6.639.653
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		204.841.478	218.239.481
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(259.207.107)	(220.590.653)
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		-	(2.295.000)
Préstamos a entidades relacionadas		(22.315)	-
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		15.230.409	7.100
Compras de propiedades, planta y equipo		(301.334.375)	(621.018.144)
Compras de activos intangibles		(106.154.587)	(115.314.105)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(3.921.792)	(2.342.493)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		6.353.243	8.062.035
Cobros a entidades relacionadas		33.096.816	-
Dividendos recibidos		916.602	5.236.063
Intereses recibidos		41.789.443	29.765.506
Otras entradas (salidas) de efectivo		(9.443.640)	6.307.226
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>		<b>(377.855.825)</b>	<b>(687.303.331)</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>			
Pagos por cambios en las participaciones en la propiedad en subsidiarias que no dan lugar a la pérdida de control		-	(2.374.346)
Pagos por adquirir o rescatar las acciones de la entidad		(1.804.507)	-
<b>Total importes procedentes de préstamos</b>		<b>461.575.018</b>	<b>182.979.268</b>
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		338.061.762	43.637.133
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		123.513.256	139.342.135
Préstamos de entidades relacionadas		71.070.731	-
Pagos de préstamos		(320.409.669)	(214.313.507)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(9.634.327)	(9.602.214)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(70.338.379)	-
Dividendos pagados		(368.865.295)	(532.035.365)
Intereses pagados		(128.397.449)	(142.858.007)
Otras entradas (salidas) de efectivo	6.e	(198.696.900)	(13.978.913)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>		<b>(565.500.777)</b>	<b>(732.183.084)</b>
<b>Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa</b>		<b>(218.634.179)</b>	<b>(728.577.852)</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		2.778.609	(9.541.910)
<b>Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>		<b>(215.855.570)</b>	<b>(738.119.762)</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	6.c	1.329.425.189	1.704.775.193
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período</b>	6.c	<b>1.113.569.619</b>	<b>966.655.431</b>

## ENERSIS AMÉRICAS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

### NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

ENERSIS AMÉRICAS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES .....	13
1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO .....	13
2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS .....	14
2.1 Principios contables .....	14
2.2 Nuevos pronunciamientos contables .....	15
2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas .....	17
2.4 Sociedades filiales .....	18
2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación .....	18
2.4.2 Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50% .....	19
2.5 Entidades asociadas .....	19
2.6 Acuerdos conjuntos .....	19
2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio .....	20
3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS .....	22
a) Propiedades, planta y equipo .....	22
b) Plusvalía .....	24
c) Activos intangibles distintos de la plusvalía .....	24
c.1) Concesiones .....	24
c.2) Gastos de investigación y desarrollo .....	25
c.3) Otros activos intangibles .....	25
d) Deterioro del valor de los activos no financieros .....	25
e) Arrendamientos .....	27
f) Instrumentos financieros .....	27
f.1) Activos financieros no derivados .....	27
f.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes .....	28
f.3) Deterioro de valor de los activos financieros .....	28
f.4) Pasivos financieros excepto derivados .....	28
f.5) Derivados y operaciones de cobertura .....	29
f.6) Baja de activos y pasivos financieros .....	30
f.7) Compensación de activos y pasivos financieros .....	30
f.8) Contratos de garantías financieras .....	30
g) Medición del valor razonable .....	30
h) Inversiones contabilizadas por el método de participación .....	31
i) Inventarios .....	32
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 .....	32
k) Acciones propias en cartera .....	33
l) Provisiones .....	33
l.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares .....	33
m) Conversión de saldos en moneda extranjera .....	34
n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes .....	34
o) Impuesto a las ganancias .....	34
p) Reconocimiento de ingresos y gastos .....	35
q) Ganancia (pérdida) por acción .....	36
r) Dividendos .....	36
s) Gastos de emisión y colocación de acciones .....	37
t) Estado de flujos de efectivo .....	37
u) Estados Financieros Intermedios .....	37
4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO .....	38
a) Marco regulatorio: .....	38
b) Revisiones tarifarias: .....	48
5. ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA O MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y OPERACIONES DISCONTINUADAS .....	53
6. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO .....	57
7. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS .....	58
8. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR .....	58

9.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	60
9.1	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	60
a)	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	60
b)	Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	61
c)	Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:.....	62
9.2	Directorio y personal clave de la gerencia.....	63
9.3	Retribución del personal clave de la gerencia.....	65
a)	Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia.....	65
b)	Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.....	65
9.4	Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	66
10.	INVENTARIOS.....	66
11.	ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.....	66
12.	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	67
12.1	Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	67
13.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.....	69
14.	PLUSVALÍA.....	71
15.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	72
16.	IMPUESTO A LAS GANANCIAS.....	76
a)	Impuesto a las ganancias.....	76
b)	Impuestos diferidos.....	77
17.	OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	79
17.1	Préstamos que devengan intereses.....	79
17.2	Obligaciones con el Público No Garantizadas.....	81
17.3	Obligaciones con el Público Garantizadas.....	81
17.4	Deuda de cobertura.....	84
17.5	Otros aspectos.....	84
18.	POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	84
18.1	Riesgo de tasa de interés.....	84
18.2	Riesgo de tipo de cambio.....	85
18.3	Riesgo de “commodities”.....	85
18.4	Riesgo de liquidez.....	85
18.5	Riesgo de crédito.....	86
18.6	Medición del riesgo.....	87
19.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	88
19.1	Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.....	88
19.2	Instrumentos derivados.....	89
19.3	Jerarquías del valor razonable.....	91
20.	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.....	92
21.	PROVISIONES.....	93
22.	OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	95
22.1	Aspectos generales:.....	95
22.2	Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:.....	96
23.	PATRIMONIO.....	101
23.1	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.....	101
23.1.1	.....	101
23.2	Reservas por diferencias de cambio por conversión.....	102
23.3	Gestión del capital.....	103
23.4	Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.....	103
23.5	Otras Reservas.....	103
23.6	Participaciones no controladoras.....	104
24.	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.....	106
25.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.....	107
26.	GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	107
27.	GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.....	107
28.	OTROS GASTOS POR NATURALEZA.....	108
29.	OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).....	108
30.	RESULTADO FINANCIERO.....	109
31.	INFORMACIÓN POR SEGMENTO.....	110
31.1	Criterios de segmentación.....	110
31.2	Generación y Transmisión, Distribución y otros.....	112
31.3	Países.....	115
31.4	Generación y Distribución por países.....	118

32. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.....	124
32.1 Garantías directas.....	124
32.2 Garantías Indirectas.....	124
32.3 Litigios y arbitrajes.....	125
32.4 Restricciones financieras.....	145
32.5 Otras informaciones.....	151
33. DOTACIÓN.....	160
34. SANCIONES.....	160
35. MEDIO AMBIENTE.....	165
36. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES.....	167
37. HECHOS POSTERIORES.....	169
ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS AMÉRICAS.....	170
ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN.....	171
ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS.....	171
ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA.....	173
ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA.....	178
ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012.....	179
ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES.....	182
ANEXO N°6.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE.....	186
ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES.....	187

## ENERSIS AMÉRICAS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

### ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTES AL Y POR EL PERÍODO DE SEIS MESES TERMINADO AL 30 DE JUNIO DE 2016 (En miles de pesos)

---

#### 1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO

Enersis Américas S.A. (en adelante, la “Sociedad Matriz” o la “Sociedad”) y sus sociedades filiales, integran el Grupo Enersis Américas (en adelante, “Enersis Américas” o el “Grupo”).

Enersis 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.

Enersis 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, mediante modificación de los estatutos, la compañía pasó a llamarse Enersis S.A. La existencia de la compañía bajo su actual nombre, Enersis Américas S.A., data del 1 de marzo de 2016, cuando se modificó su razón social mediante reforma de estatutos, en el contexto del proceso de reorganización societaria que está llevando a cabo el Grupo (ver Nota 5.1). Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo Rol Único Tributario N° 94.271.000-3.

La dotación del Grupo alcanzó los 10.149 trabajadores al 30 de junio de 2016. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el primer semestre de 2016 fue de 10.271 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica ver Nota 33.

Enersis 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 Enersis Américas correspondientes al ejercicio 2015 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 26 de febrero de 2016, y posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas, celebrada con fecha 28 de abril de 2016, 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 Enersis Américas al 30 de junio de 2016, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 27 de julio de 2016, 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 Enersis Américas y sus filiales al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los periodos terminados al 30 de junio de 2016 y 2015.

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 Nota 3.g).

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 pesos chilenos (salvo mención expresa) por ser ésta la moneda funcional de la Sociedad Matriz y de presentación del Grupo. Las operaciones en el extranjero se incluyen de conformidad con las políticas contables establecidas en las Notas 2.7 y 3.m.

## 2.2 Nuevos pronunciamientos contables.

### a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2016:

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Enmienda a NIIF 11: Adquisiciones de intereses en operaciones conjuntas</p> <p><i>Esta enmienda a NIIF 11 "Acuerdos Conjuntos" requiere que los principios relevantes de la contabilidad de las combinaciones de negocios, contenidos en la NIIF 3 y otros estándares, deben ser aplicados en la contabilidad para la adquisición de un interés en una operación conjunta, cuando la operación constituye un negocio.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p>Mejoras a las NIIF (Ciclo 2012-2014)</p> <p><i>Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 5 "Activos no Corrientes Disponibles para la Venta y Operaciones Discontinuas", NIIF 7 "Instrumentos Financieros: Información a Revelar", NIC 19 "Beneficios a los Empleados" y NIC 34 "Información Financiera Intermedia".</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p>Enmienda a NIC 16 y NIC 38: Métodos aceptables de depreciación y amortización</p> <p><i>La enmienda a NIC 16 "Propiedades, Planta y Equipo" prohíbe de manera explícita la depreciación basada en los ingresos ordinarios para propiedades, plantas y equipos. En el caso de la NIC 38 "Activos Intangibles", la enmienda introduce la presunción refutable de que para los activos intangibles el método de amortización basado en los ingresos ordinarios es inapropiado, estableciendo dos excepciones limitadas.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p>Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los estados financieros separados</p> <p><i>Esta modificación a la NIC 27 "Estados Financieros Separados" permite a las entidades utilizar el método de la participación para contabilizar las inversiones en filiales, negocios conjuntos y asociadas en sus estados financieros separados. El objetivo de esta enmienda es minimizar los costos de cumplir con las NIIF, especialmente para quienes aplican NIIF por primera vez, sin reducir la información disponible para los inversores.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p>Enmienda a NIC 1: Iniciativa sobre información a revelar</p> <p><i>El IASB emitió enmiendas a la NIC 1 "Presentación de Estados Financieros", como parte de su principal iniciativa para mejorar la presentación y revelación de información en los estados financieros. Estas modificaciones están diseñadas con el objetivo de alentar a las empresas a aplicar el juicio profesional para determinar qué tipo de información revelar en sus estados financieros.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p>Enmienda a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28: Entidades de inversión, aplicación de la excepción de consolidación</p> <p><i>Estas modificaciones de alcance restringido a la NIIF 10 "Estados Financieros Consolidados", NIIF 12 "Información a Revelar sobre Participaciones en Otras Entidades" y NIC 28 "Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos" aclaran la aplicación de la excepción de consolidación para las entidades de inversión y sus subsidiarias. Las modificaciones además disminuyen las exigencias en circunstancias particulares, reduciendo los costos de la aplicación de las Normas.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>

Las enmiendas y mejoras a la normativa, que han entrado en vigor a partir del 1 de enero de 2016, no han tenido efectos significativos en los estados financieros consolidados intermedios de Enersis Américas y filiales.

**b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2017 y siguientes:**

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

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<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>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2017</p>
<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>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2017</p>
<p>NIIF 9: Instrumentos Financieros</p> <p><i>Corresponde a la versión final de la norma, publicada en julio de 2014, y completa el proyecto del IASB de reemplazar a la NIC 39 "Instrumentos financieros: reconocimiento y medición". Este proyecto fue dividido en tres etapas:</i></p> <p><i>Fase 1 - Clasificación y medición de los activos y pasivos financieros: introduce un enfoque lógico para la clasificación de los activos financieros, basado en las características del flujo de efectivo y en el modelo de negocio. Este nuevo modelo también resulta en un único modelo de deterioro para todos los instrumentos financieros.</i></p> <p><i>Fase 2 - Metodología del deterioro de valor: con el objetivo de reconocer las pérdidas crediticias de manera oportuna, la norma exige a las entidades dar cuenta de las pérdidas crediticias esperadas desde el momento en que los instrumentos financieros son reconocidos en los estados financieros.</i></p> <p><i>Fase 3 - Contabilidad de coberturas: establece un nuevo modelo que está orientado a reflejar una mejor alineación entre la contabilidad y la gestión de los riesgos. Se incluyen además mejoras en las revelaciones requeridas.</i></p> <p><i>Esta versión final de la NIIF 9 reemplaza a las versiones anteriores de la norma.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2018</p>
<p>NIIF 15: Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes</p> <p><i>Esta nueva norma y las aclaraciones posteriores emitidas por el IASB, son aplicables a todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros. Su objetivo es mejorar la comparabilidad de la información financiera, proporcionando un nuevo modelo para el reconocimiento de ingresos y requerimientos más detallados para contratos con elementos múltiples. A demás exige un mayor desglose de información. Esta norma reemplazará a la NIC 11 "Contratos de Construcción" y NIC 18 "Ingresos de Actividades Ordinarias", y a las interpretaciones relacionadas con ellas (CINIIF 13, CINIIF 15, CINIIF 18 y SIC 31).</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2018</p>
<p>Enmienda a NIIF 15: Aclaración de Requerimientos</p> <p><i>Enmienda emitida con el objetivo de clarificar los requisitos de la NIIF 15 "Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes" y proporcionar un alivio transitorio adicional para las compañías que están implementando el nuevo estándar.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2018</p>



---

#### Enmienda a NIIF 2: Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones

*Estas modificaciones especifican los requerimientos contables respecto a: i) los efectos de las condiciones de irrevocabilidad de la concesión, y de las otras condiciones distintas a la irrevocabilidad, en la medición de los pagos basados en acciones liquidados en efectivo; ii) transacciones de pago basados en acciones con características de liquidación neta en la retención de las obligaciones tributarias; 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.*

Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2018

---

#### NIIF 16: Arrendamientos

*Establece la definición de un contrato de arrendamiento y especifica el tratamiento contable de los activos y pasivos originados por estos contratos desde el punto de vista del arrendador y arrendatario. La nueva norma no difiere significativamente de la norma que la precede, NIC 17 "Arrendamientos", con respecto al tratamiento contable desde el punto de vista del arrendador. Sin embargo, desde el punto de vista del arrendatario, la nueva norma requiere el reconocimiento de activos y pasivos para la mayoría de los contratos de arrendamientos.*

Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2019

---

#### Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos

*La enmienda corrige una inconsistencia existente entre la NIIF 10 "Estados Financieros Consolidados" y la NIC 28 "Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos" respecto al tratamiento contable de la venta y aportaciones entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto.*

*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.*

Aplazada indefinidamente

---

El Grupo está evaluando el impacto que tendrá la NIIF 9, NIIF 15 y NIIF 16 en la fecha de su aplicación efectiva. La Administración estima que el resto de enmiendas pendientes de aplicación no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados de Enersis Américas y filiales.

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

La información contenida en estos estados financieros consolidados intermedios es responsabilidad del Directorio de 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 3.c.1).
- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro (ver Nota 3.d).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 3.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 3.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 3.1.1 y 22).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.c).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.g y 19).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores.
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver Anexo 6.2).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.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 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados intermedios. (ver Nota 3.o).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.

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

## 2.4 Sociedades filiales

Se consideran entidades filiales a aquellas sociedades controladas por Enersis 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.

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

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

En el Anexo N° 1 de los presentes estados financieros consolidados intermedios, denominado “Sociedades que componen el Grupo Enersis Américas”, se describe la relación de Enersis Américas 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 5.1, se ha producido la baja de la totalidad de las sociedades que formaban parte del negocio de generación y distribución en Chile. El impacto de esta operación sobre los estados financieros consolidados al 30 de junio de 2016 se detalla en la nota 5.1.

Con fecha 9 de enero de 2015, Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile S.A.), filial de Enersis Américas, formalizó la venta del 100% de sus acciones en la Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A., por un monto de M\$ 25.000.000.

La salida de Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. del perímetro de consolidación de Enersis Américas supuso una reducción en el estado de situación financiera consolidado de M\$ 871.022 en los activos corrientes, M\$ 7.107.941 en los activos no corrientes, M\$ 3.698.444 en los pasivos corrientes y de M\$ 1.789.703 en los pasivos no corrientes. Esta sociedad no representaba una línea de negocio independiente para Enersis Américas.

#### 2.4.2 Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50%

Aunque el Grupo posee menos del 50% de participación económica en las sociedades Comercializadora de Energía S.A. (en adelante “Codensa”) y Empresa Generadora de Energía Eléctrica S.A. (en adelante “Emgesa”) en Colombia, en concreto 48.40% y 37.73%, respectivamente, estas compañías tienen la consideración de “sociedades filiales” ya que Enersis 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 Enersis 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 periodo, teniendo en cuenta igualmente los derechos de voto potenciales poseídos por Enersis 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 3.h.

En el Anexo N° 3 de los presentes estados financieros consolidados intermedios, denominado “Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos”, se describe la relación de Enersis 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 3.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.

Enersis 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 Enersis 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 valores provisionales para los elementos cuyo valor no ha podido ser determinado. 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 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.

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 periodo.

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 extranjeras con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:
  - a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
  - b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio 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 23.2).
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. 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 15.b.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 15.b.2)
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 21).

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	1 – 90
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>Instalaciones de generación:</b>	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	10 – 90
Equipo electromecánico	10 – 80
Centrales de Carbón/Fuel	10 – 40
Centrales Ciclo Combinado	10 – 50
<b>Instalaciones distribución:</b>	
Red de alta tensión	15 – 50
Red de baja y media tensión	30 – 50
Equipos de medida y telecontrol	10 – 28
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	71 años
Hidroeléctrica El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	1993	30 años	7 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	71 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	71 años
Central Eléctrica Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	11 años
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A (Generación)	Brasil	2001	30 años	15 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN - Línea 1)	Brasil	2000	20 años	4 años
Compañía de Interconexión Energética S.A CIEN (Línea 2)	Brasil	2002	20 años	6 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 periodo 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 3.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 (menor valor de inversiones o fondos de comercio), surgida en combinaciones de negocios y reflejada en la consolidación, representa el exceso de valor de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora sobre los activos netos adquiridos de la filial, todo medido a valor razonable en la fecha de adquisición. En el caso de que la determinación definitiva de la plusvalía se realice en los estados financieros del año siguiente al de la adquisición de la participación, los rubros del ejercicio anterior que se presentan a efectos comparativos se modifican para incorporar el valor de los activos adquiridos y los pasivos asumidos y de la plusvalía definitiva desde la fecha de adquisición de la participación.

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

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 ajuste por deterioro en el resultado del periodo (ver Nota 3.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 junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, 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 ejercicios 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 periodo 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.

El reconocimiento inicial de los activos intangibles se realiza al costo, entendiendo por éste el valor razonable de la contraprestación entregada, más otros costos que sean directamente atribuibles a la operación. Posteriormente, los intangibles se amortizan dentro del periodo de duración de la concesión.

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 3.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. Durante los periodos terminados al 30 de junio de 2016 y 2015 no se activaron gastos financieros.

Las filiales de Enersis 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
Ampla Energia e Serviços S.A. (*) (Distribución)	Brasil	1996	30 años	11 años
Companhia Energética do Ceará S.A. (*) (Distribución)	Brasil	1997	30 años	12 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 3.f.1 y Nota 7).

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 periodo 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, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, en el caso de las UGEs a las que se han asignado plusvalías o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor recuperable de las propiedades, plantas y equipos, de la plusvalía, y del activo intangible a nivel de cada UGE, el valor en uso es el enfoque utilizado por el Grupo en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, el Grupo prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Gerencia del Grupo sobre los ingresos y costos de las UGEs utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Estas proyecciones cubren, en general, 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 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones fueron las que a continuación se detallan:

País	Moneda	Tasas de crecimiento (g)	
		30-06-2016 (*)	31-12-2015
Argentina	Peso argentino	11,1% - 12,6%	11,1%
Brasil	Real	5,0% - 6,0%	4,1% - 5,6%
Perú	Sol	3,2% - 4,6%	3,1% - 4,8%
Colombia	Peso colombiano	4,1% - 5,3%	3,5% - 5,2%

(\*) Ver nota 5.1.

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el costo de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica.

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicadas al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, fueron las siguientes:

País	Moneda	Junio 2016 (*)		Diciembre 2015	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Argentina	Peso argentino	25,5%	46,9%	32,7%	39,4%
Brasil	Real	13,0%	22,9%	11,1%	21,1%
Perú	Sol	7,7%	13,9%	7,3%	13,5%
Colombia	Peso colombiano	10,0%	15,0%	8,5%	15,1%

(\*) Ver nota 5.1.

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 periodos anteriores para un activo, distinto de la plusvalía, son revertidas 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 periodos anteriores. En el caso de las plusvalías, los ajustes contables por deterioro que se hubieran realizado no son reversibles.

## e) Arrendamientos

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, Enersis 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 3.h y 12) y los activos no corrientes mantenidos para la venta (Ver Nota 3.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 7).

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 periodo.

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 8).
- Para el caso de los activos financieros con origen financiero, que se incluyen dentro de las categorías “Préstamos y cuentas por cobrar” e “Inversiones mantenidas hasta el vencimiento”, la determinación de la necesidad de deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, y se mide como la diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados, descontados a la tasa de interés efectiva original (ver Notas 7 y 19).
- En el caso de las inversiones financieras disponibles para la venta, los criterios de deterioro se detallan en la Nota 3.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 3.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 19, 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, aún 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 3.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, entendiéndose como tales las garantías concedidas por el Grupo a favor de terceros, se reconocen inicialmente por su valor razonable, ajustando los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la emisión de la garantía.

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

- el valor del pasivo determinado de acuerdo con la política contable de provisiones de la Nota 3.I; y
- el valor del activo inicialmente reconocido menos, cuando proceda, la amortización acumulada registrada de acuerdo con política de reconocimientos de ingresos (ver Nota 3.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 19.3.

#### **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 Enersis 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 constituyen 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 periodo. Al 30 de junio de 2016 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado durante el primer semestre de 2016 y ejercicio 2015 transacciones con acciones propias.

#### **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 periodo 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 periodo, 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 periodo, 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 periodo, 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 periodo, 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 ejercicio 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 periodo 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 periodo, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder del Grupo.

Durante el primer semestre de 2016 y ejercicio 2015, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

#### 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 Enersis 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 periodo, 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

Estos estados financieros consolidados intermedios de Enersis Américas al y por el período de seis meses terminados el 30 de junio de 2016 y 2015, han sido preparados de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad N° 34, Información Financiera Intermedia.

#### 4. 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 120 Ar\$/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 10 dólares estadounidenses a 10 pesos por MWhrp. Posteriormente, el pago por capacidad ha aumentado ligeramente a 12 pesos.

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 (Central Costanera, Hidroeléctrica El Chocón, y Dock Sud) adhirieron a los términos de la Resolución SE 95/2013

La citada Resolución marca el final del concepto marginalista como sistema de remuneración en el mercado de generación de electricidad argentino y define, 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 determinarán en función de la energía generada). Parte de la remuneración adicional se consolidará en un fideicomiso para inversiones futuras.

En principio la gestión comercial y el despacho de combustible se centralizarán 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 a través de la Nota SE 1807/13 abrió la posibilidad de que los Generadores 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 Central Costanera, están vigentes los Contratos de Disponibilidad firmados en 2012, de los Ciclos Combinados (hasta el año 2015) y de las Unidades Turbo vapor (hasta el año 2019), que permitirán a la empresa implementar un plan de inversiones en las unidades de generación de la Central Costanera, a efectos de optimizar la confiabilidad y disponibilidad de dicho equipamiento. Los acuerdos también contemplan el pago de las obligaciones del contrato de mantenimiento (Long Term Service Agreement – LTSA-) de los ciclos combinados de la central.

La Secretaría de Energía mediante la Resolución N° 529/2014, actualizó la remuneración de los generadores que estaba vigente desde Febrero 2013 según Resolución 95/2013. Se incrementó en 25% el reconocimiento de los costos fijos de los ciclos combinados y grandes centrales hidráulicas. Los costos variables se ajustaron 41% para

plantas térmicas y 25% para hidráulicas y se fijó una remuneración variable nueva por operar con biodiesel. La remuneración adicional aumentó 25% para los térmicos y se creó un nuevo cargo para mantenimientos no recurrentes de 21\$Arg/MWh para los ciclos combinados y 24\$Ar/MWh para el resto de la generación térmica. Esta resolución es retroactiva desde Febrero de 2014.

La Secretaría de Energía mediante la Resolución N° 482/2015, actualizó la remuneración de los generadores que estaba vigente desde Febrero 2014 según Resolución 529/2014. Se incrementó en 28% el reconocimiento de los costos fijos de los ciclos combinados y grandes centrales hidráulicas y un 64% para centrales hidráulicas medianas. Los costos variables se ajustaron 23%, se exceptúa del pago del cargo variable de transporte eléctrico a las centrales hidroeléctricas y se establece un nuevo esquema de incentivos a la producción y la eficiencia operativa para centrales térmicas. La remuneración adicional aumentó 26% para los térmicos y 10% para las centrales hidráulicas medianas. El cargo para mantenimientos no recurrentes de centrales térmicas se incrementan un 17% y se crea el mismo concepto para las centrales hidráulicas en 8 \$/MWh. Finalmente, crea un nuevo cargo, de 15,8 \$/MWh para centrales térmicas y 6,3 \$/MWh para centrales hidráulicas, con el objetivo de financiar inversiones, el cual será de aplicación de febrero de 2015 hasta diciembre de 2018 solo para aquellos generadores que participen en los proyectos. La nueva generación tendrá una remuneración adicional igual al 50% de la remuneración adicional directa según tecnología por el lapso de 10 años. Esta resolución es retroactiva desde Febrero de 2015.

El 30 de marzo de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica, dependiente del Ministerio de Energía y Minería, mediante Resolución N°22/2016, actualizó los valores remunerativos de la Resolución SE N° 482/2015. Es de destacar que los aumentos fueron practicados sobre los conceptos remunerativos que son cobrados por los generadores en forma retroactiva a febrero 2016. Los incrementos en la remuneración de los costos fijos son para las unidades térmicas de 70% y para las centrales hidroeléctricas de 120%. En el caso de la remuneración por los costos variables, el aumento en los generadores térmicos e hidroeléctricos es del 40%. La Remuneración Mantenimiento No Recurrente se incrementó un 60% y 25% para los térmicos e hidroeléctricos respectivamente, mientras que la remuneración adicional no tuvo variaciones. Como se enuncia en los considerandos, la norma resulta una medida transitoria a la espera del nuevo marco regulatorio anunciado por el gobierno.

Por otro lado, el 22 de marzo de 2016 se sanciona la Resolución SEE N°21/16, la cual convoca a ofertar nueva capacidad de generación térmica para los períodos Verano 2016/17; Invierno 2017 y Verano 2017/18. Bajo la misma no podrán ofertarse unidades preexistentes a la fecha de publicación de la resolución; que ya estén 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 por entre 5 a 10 años con CAMMESA en representación de los agentes del MEM, con una remuneración por la potencia en US\$/MW-mes, y por la energía eléctrica generada en US\$/MWh con cada combustible, siendo la prioridad de pago equivalente a la del pago de los combustibles líquidos. El suministro y/o 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 función de los costos crecientes debiendo estar las fórmulas de evaluación disponibles para los oferentes.

El 14 de junio se ha publicado 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 proponen entregar la nueva energía (545 MW de potencia) al Sistema Interconectado Nacional en el mes de diciembre de 2016; 10 (685 MW) plantean hacerlo en el primer trimestre de 2017 y cuatro más en el segundo trimestre del año próximo (229 MW). Además, unas 26 ofertas se comprometen a entrar en servicio en el último semestre de 2017, y otras cinco en 2018. Así mismo mediante Nota SEE 355 se instruye 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. El límite para la entrega de los sobres con los nuevos precios fue el 04 de julio. A la fecha no hay información oficial sobre el resultado.

## Brasil

Las legislaciones de 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 conlleven 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 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).

Los agentes de Generación están habilitados 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 apunta al segmento de grandes usuarios, con límite 3.000 kW o 500 si compran ERNC.

En el ambiente de contratación libre, las condiciones para la compra de energía son negociables entre los proveedores y sus clientes. En cambio, en el ambiente de contratación regulado, donde operan las empresas de distribución, la compra de energía debe llevarse a cabo en virtud de un proceso de licitación coordinado por 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. Estos últimos 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 vieja 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 autoridad 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.

El 25 de noviembre de 2014, ANEEL aprobó los nuevos límites del PLD para el año 2015. Se cambiarán los límites máximo (disminución de 823 para 388 R\$/MWh) y mínimo (aumento de 16 para 30 R\$/MWh). La decisión fue resultado de un amplio debate, que comenzó con la Consulta Pública n. 09/2014 y más tarde la Audiencia Pública n. 54/2014.

El principal efecto del nuevo límite es reducir el impacto financiero de las distribuidoras a posibles riesgos futuros de exposición contractual de energía al mercado spot, donde en 2014 el precio spot estuvo al máximo en gran parte del año. Desde el punto de vista de generación el nuevo precio máximo también resulta en mitigación de riesgos de exposición económica y financiera no recuperable, cuando la producción está por debajo de los valores contractuales. Por otro lado se reduce la posibilidad de vender energía libre con mayores precios, los generadores hoy pueden dividir su energía libre entre los meses del año (racionalización) de modo a poder potenciar sus ingresos poniendo más energía en los meses donde se prevé mayores precios, con la bajada del techo.

Anualmente, ANEEL ratifica vía resolución los valores mínimos y máximos del PLD, con lo que para 2016 los máximo y mínimo de PLD están fijados en R\$422,56/MWh y R\$30,25/MWh, respectivamente. Dichos PLDs consideran la estimación de costos de la mega hidro de Itaipú, la cual tendrá en 2016 una tarifa de 25,78 USD/kW.

Los mecanismos regulatorios aseguran la creación de activos regulatorios, cuya recomposición tarifaria para los déficits en 2014, ocurrirá a partir de los reajustes tarifarios en 2015 (Marzo para Ampla y Abril para Coelce). Dicho mecanismo existe desde 2001, y se llama Cuenta de Compensación de Valores de la Parcela A (CVA) Objetivan 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 Ampla y Coelce, firmaron una adición 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, de acuerdo con las reglas del IFRS, se permiten la contabilización de los dichos activos/pasivos regulatorios.

En 2014, Brasil siguió con sequía. En noviembre el sistema alcanzó el máximo riesgo de racionamiento de energía. Los niveles promedios de los embalses atingirán un 1% debajo de lo último racionamiento. Sin embargo, el Gobierno afirma la existencia de no riesgo en el suministro.

Para cubrir el sobrecosto de energía el gobierno ha creado la cuenta ACR a través de préstamos bancarios a abonar dentro de dos años por la tarifa. Hasta el 31 de diciembre de 2014 los distribuidores utilizaron un monto aproximado de 18 mil millones de reales 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. Fue aprobado también un alargamiento del plazo de pago de todos los préstamos, que ahora deberán ser pagos en 54 meses a partir de noviembre 2015.

En función de los descalces entre los costes reconocidos en tarifa y el real ajenos a la gestión de la distribuidora, e intensificados por los costes implícitos de la sequía, ANEEL, en Enero de 2015, empezó a aplicar un sistema (conocido por las Banderas Tarifarias) de cobro mensual adicional sobre la tarifa de los consumidores, siempre que el coste marginal del sistema alcance niveles por encima del estándar reglamentario. El objetivo del regulador es



darle al consumidor una señal económica del costo de la generación ya en el mes subsecuente, anticipándole al Distribuidor un monto (de derecho) que éste solo lo tendría en el próximo evento tarifario.

Dicho mecanismo, descrito abajo, está compuesto por tres niveles de banderas: el rojo, amarillo y verde.

	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 hasta el momento, los valores han estado cambiando en función de nuevas expectativas de costes futuro de la generación.

En resumen, con este mecanismo 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. O sea, los consumidores se den cuenta de un reajuste tarifario menor, puesto que ya están pagando un mayor valor durante el mes. Es decir, 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 cambió para tener 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 de 2016, la cual vuelve a montar el depósito hidroeléctrica, combinado con la reducción de la demanda y la adición de nuevas plantas para el sistema eléctrico brasileño, permitieron el cambio de banderas de tarifas en los últimos meses, así que en marzo/16 la bandera es de color amarillo y abr/ 16 es de color verde.

En 2015, debido los impactos incurridos por la sequía, tenía una gran parte de generadores con decisiones judiciales preliminares que limitan su riesgo y transfieren parte de los costes para los consumidores. En búsqueda de una solución, ANEEL aprobó en noviembre de 2015 las condiciones para una "renegociación" del riesgo hidrológico con los agentes de generación participantes del Mecanismo de Reasignación de Energía (MRE) que hasta entonces estaba pendiente.

Respecto a las subastas de energía en régimen regulado, con el objetivo de recomponer la oferta de energía, se han realizado en 2015 en Brasil 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 200 R\$/MWh;
  - 233 MW-medios, asignados al Solar a un precio promedio 301,8 R\$/MWh;
  - 314,3 MW-medios, asignados a las Eólicas (72%), Hidro (15%), Gas (7%) y Biomasa (6%) a un precio promedio 189 R\$/MWh.
  - 508 MW-medios, asignados a las Eólicas (52%) y Solar (48%), a un precio promedio 249 R\$/MWh.
- 01 subasta A-5: con 1.147 MW-medios, asignados a Gas (76%), Hidro (18%) y Biomasa (7%) a un precio promedio 259,2 R\$/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 una subasta de A-5 con el siguiente resultado:

- 202 MW-medios, asignados a Gas (2%), Hidro (58%) y Biomasa (40%) a un precio promedio 198,59 R\$/MWh.

#### **Cuenta de Desarrollo Energético (CDE)**

Creada por la Ley 10.438/2002, 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.

### Prorratio por temas judiciales

A finales de septiembre ANEEL, en función de algunas decisiones judiciales referente a la suspensión de cobro de parte del cargo CDE hacia algunos industriales (los asociados de Abrace), ANEEL tuvo que recalcular el prorratio entre los demás. 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.

### CDE 2016

El 15 de Diciembre de 2015, ANEEL inició una audiencia pública para discutir, con los agentes y sociedad, el presupuesto económico del fondo CDE para el 2016.

La propuesta preliminar de ANEEL es reducir un 36% el presupuesto del cargo CCC debido a cortes por eficiencia, conllevando hacia un menor cargo en la tarifa final del consumidor.

El plazo para las contribuciones es hasta el 15 de enero de 2016.

Entre los factores que inciden en la disminución del presupuesto se encuentran la reducción de los costos de funcionamiento de la Cuenta de Consumo de Combustible (CCC), y los valores de los premios del año anterior que aún no han sido cancelados.

### ***Prórroga de los Contratos de Concesión de Distribuidoras***

A partir de septiembre de 2012, las concesiones de distribución bajo el Art22 de la Ley 9.074/1995 podrán ser prorrogadas a criterio del Poder Concedente, por única vez, por un plazo máximo de 30 años, de forma a asegurar la continuidad, la eficiencia en la prestación del servicio, la modalidad tarifaria y el atendimento a criterios de racionalidad operacional y económica.

La mantención de la concesión para dichas distribuidoras estará condicionada a la prestación de un servicio de calidad, bajo criterios referentes a la eficiencia operacional y a la gestión económica/financiera.

El 20 de octubre ANEEL, en ámbito de audiencia pública, aprueba el "borrador" de aditivo al Contrato de Concesión y recomienda al Ministerio de Minas y Energía la prórroga de las concesiones. El 28 de Diciembre, el gobierno amplía el plazo para firma del contrato de prórroga de las concesiones debido a la complejidad de evaluación por parte de los controladores actuales - aprobando solamente la de CELG.

### ***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 y 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 hidros y 5MW para otras fuentes) en locales distintos de donde está la carga.

El 24 de Noviembre de 2015, ANEEL aprobó vía Audiencia Pública la normativa de Microgeneración y minigeneración distribuida vía un mecanismo de compensación de energía (Resolución normativa N° 687/15).

Bajo las nuevas reglas, que empezaron a contar el 1 de marzo de 2016, se permite el uso de cualquier fuente de energía renovable, así como la cogeneración calificada, llamando microgeneración distribuida, la planta de generación con una potencia instalada de hasta 75 kilovatios (kW) y distribuido minigeneración 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. De acuerdo con la nueva normativa, el período de validez de los créditos de energía se incrementó de 36 a 60 meses, y también pueden ser utilizados para derribar 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.

### Personal Compartido y contratos entre partes relacionadas

ANEEL aprobó, el 28/01/2016, nueva regla para compartir personal e infra estructura entre empresas del mismo grupo, como la regla para aprobación de contratos entre partes relacionadas.

Nueva regla para personal compartido e infraestructura administrativas entre empresas del mismo grupo:

- Permite compartir personal e infra estructura administrativas entre empresas de distintas actividades (generación, distribución, transmisión, comercialización y holdings).
- Para contratación de personal debe ser comparada las modalidades de prestación de servicio y compartimiento de recursos humanos debiendo ser utilizada la opción más viable económicamente. Los contratos de prestación de servicio tienen plazo máximo de 5 años, pudiendo ser prorrogado mediante requerimiento y comprobación de ventajas económicas;
- Utiliza el Activo Inmovilizado Bruto (AIB) como criterio regulatorio para división de la totalidad de los costes de personal y servicios de terceros, bien como la infraestructura compartida entre las empresas participantes. La cuota compartida de costes de personal para las distribuidoras está limitada a 40% de sus costos totales con personal registrado en sus registros contables.
- Los contratos para compartir personal e infra estructura administrativas deben aplicar los principios de individualidad económica, financiera, administrativa y operacional de las empresas:
  - ✓ Los principios deben ser comprobados en la solicitud encaminada a ANEEL;
  - ✓ Los contratos para compartir personal e infra estructura administrativas tienen plazo máximo de 5 años, pudiendo ser prorrogado mediante requerimiento y comprobación de ventajas económicas;
  - ✓ Los contratos deben contener cláusula de salida para que en una situación de intervención administrativa el interventor pueda mantener las condiciones del contrato por plazo no inferior a 1 año.
- La estructura a ser propuesta a ANEEL, para las empresas de distribución, debe considerar:
  - ✓ Los procesos de operación, ingeniería y defensa del pueblo (no se puede compartir);
  - ✓ Los procesos de compras, contabilidad, mercado, financiero, auditoría y otros, se pueden compartir, a criterio de ANEEL, después de la análisis de la solicitud de aprobación previa;

Nueva regla para aprobación de contratos entre partes relacionadas

- Los contratos entre partes relacionadas de compra y venta de energía en el ambiente libre (CCEAL), que serán revisados y autorizados por la ANEEL con posterioridad al acuerdo inicial de las partes, tienen que cumplir las siguientes condiciones:

Recepta Operación Neta Anual – ROL	Límite anual de desembolso del contrato
Mayor que 3,5 mil millones de reales	650 mil reales
Menor que 3,5 mil millones de reales y mayor que mil millones de reales	350 mil reales
Menor que mil millones de reales	150 mil reales

- Los contratos de préstamo entre partes relacionadas, es una condición de quien toma el préstamo, deben tener plazo máximo de 4 años.

### 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 ministerio 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 la Asociación Brasileña de las Distribuidoras de Energía (“ABRADEE”) junto al Ministro de Minas y Energía (“MME”).

### Medica 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 Eletrobrás como la encargada de realizar 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 que se encuentra la concesión. Entre el 1 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2029 se definirá una reducción gradual y uniforme hasta la eliminación de la proporción actual (4.53 para las cuotas de las regiones Sur, Sureste y las cuotas de las regiones Norte y Noreste)
- A partir del 1 de enero de 2030, el costo por MWh de las cuotas anuales de CDE pagados por los consumidores será prorrateado de acuerdo con su nivel de tensión en la siguiente proporción:
  - Alta Tensión = 1/3 x costo de Baja Tensión
  - Media Tensión = 2/3 x costo de Baja Tensión
- Entre el 1 de enero de 2017 al 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 Art. N°6 de la medida Provisional N° 735, estableció una nueva tasa de traspaso de energía de Itaipú la que será incluida en la tarifa 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, que se faculta al Gobierno Federal promover la oferta de venta/subasta de la nueva concesión por el período de 30 años .

### 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.

### 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 Tarifas de Uso del Sistema de Distribución y de Transmisión: 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; ó
  - 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 cambiará la Res. N°77/2004). A medida que estos descuentos dan como resultado un aumento significativo en los valores que están subvencionados por el CDE (descuentos de tarifas) implicaría un aumento en las tarifas de los consumidores de Ampla y Coelce, ANEEL propone un porcentaje fijo del 50% para el descuento para estos nuevos desarrollos (el mínimo estipulado por la ley).

## Colombia

Para el establecimiento del nuevo marco ordenado por la Constitución, se expidió la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994) y la Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994), mediante las cuales se definen los criterios generales y las políticas que deberán regir la prestación de los servicios públicos domiciliarios en el país 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 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

La Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28.832), la Ley Antimonopolio y Oligopolio del Sector Eléctrico, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, la Ley de Creación del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) y su Reglamento, el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, y el Decreto Legislativo 1221 que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú son las normas principales que integran el marco regulatorio para el desarrollo de las actividades eléctricas en Perú.

La Ley 28.832, tiene como objetivos asegurar en forma suficiente una generación eficiente que reduzca el riesgo de volatilidad de precios y el racionamiento, propiciando un establecimiento de precios de mercado basados en la competencia, planificar y asegurar un mecanismo que garantice la expansión de la red de transmisión, así como

permitir también la participación de los Grandes Usuarios Libres y Distribuidores en el mercado de corto plazo. En este sentido, con la finalidad de incentivar las inversiones en generación eficiente y la contratación con empresas distribuidoras, se promovieron licitaciones de contratos de suministro de electricidad de largo plazo con precios firmes. Al respecto, las empresas distribuidoras deben iniciar los procesos de licitación por lo menos con tres años de anticipación a fin de evitar que la demanda de sus Usuarios Regulados quede sin cobertura.

La expansión de la transmisión debe ser planificada mediante un Plan de Transmisión de carácter vinculante, elaborado por el COES SINAC y aprobada por el Ministerio de Energía y Minas previa opinión favorable de Osinergmin. Se distinguen dos tipos de instalaciones: a) El Sistema Garantizado de Transmisión, que es remunerado por la demanda y b) El Sistema Complementario de Transmisión, que es remunerado en forma compartida por los generadores y la demanda.

En cuanto al COES SINAC, éste organismo tiene por finalidad coordinar la operación al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, planificar la Transmisión y administrar el Mercado de Corto Plazo. Está conformado por los Generadores, Transmisores, Distribuidores y Grandes Usuarios Libres (usuarios con demandas iguales o superiores a 10 MW), integrantes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Los generadores pueden vender su energía a: (i) Empresas Distribuidoras por medio de contratos licitados o contratos bilaterales regulados, (ii) Clientes libres y (iii) Mercado Spot donde se transan excedentes de energía entre compañías generadoras. Los generadores también obtienen un pago por la potencia firme que aportan al sistema y que cubre la demanda máxima más un margen de reserva, pago que es independiente de su despacho.

La formación del precio spot en Perú no refleja necesariamente los costos del sistema, al definirse un costo marginal idealizado y al tener las centrales a gas natural la posibilidad de declarar precios de gas menores a sus costos reales. En relación al costo marginal idealizado, considera, que no existen restricciones del sistema de transporte de gas y electricidad; y, además define un precio techo para el mercado. Esto fue establecido en una normativa de emergencia surgida en 2008 (Decreto de Urgencia 049 de 2008) y se mantendrá, al menos, hasta finales de 2016.

El Decreto Legislativo 1221, publicado el 24 de septiembre de 2015, modifica aspectos del marco vigente, entre los cuales se mencionan los siguientes:

- En las tarifas de distribución, el cálculo del VAD (Valor Agregado de Distribución) y de la Tasa Interna de Retorno (TIR) se efectuará individualmente para cada empresa de Distribución con más de 50 mil clientes.
- El Ministerio definirá una Zona de Responsabilidad Técnica (ZRT) para cada Distribuidor, considerando preferentemente el ámbito de las Regiones donde opera (próximas a su zona de concesión). Las obras ejecutadas en las ZRT deberán ser aprobadas por el Distribuidor, y éste tendrá la prioridad para ejecutarlas o podrán serles transferidas posteriormente. Se reconocerá un VAD por inversión y costos reales auditados (con un tope máximo).
- Incorpora al VAD un cargo para la Innovación Tecnológica y/o Eficiencia Energética en Distribución.
- Incorpora un factor de ajuste al VAD que promueve la calidad del servicio en Distribución.
- Establece la obligación de los Distribuidores de garantizar por 24 meses su demanda regulada.
- Obligación del Distribuidor de efectuar obras de electrificación de habilitaciones urbanas o efectuar la devolución de la contribución a partir de que se alcance un 40% de habitabilidad.
- En cuanto a las concesiones, limita a 30 años aquellas derivadas de licitaciones, necesidad de informe favorable de gestión de cuencas para la generación hidráulica, otorgamiento y caducidad por Resolución Ministerial.
- Establece condiciones para la generación distribuida de energías renovables no convencionales y cogeneración, que les permita inyectar excedentes al sistema de distribución sin afectar la seguridad operacional.

Se espera que la publicación de los reglamentos derivados de este Decreto sea efectuada durante el 2016, para su posterior implementación.

### Energías renovables no convencionales

- *En Brasil*, ANEEL realiza subastas por tecnología teniendo en consideración el plan de expansión fijado por 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 2001 se expidió la Ley 697 que creó el PROURE (Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de Energías No Convencionales - ERNC), posteriormente se definieron sendas indicativas para las ERNC del 3.5% en 2015 y del 6.5% en 2020. En 2014 se promulgó la Ley 1715, 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 2469 de 2014 el cual estableció los

lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración. Así mismo, la CREG publicó la resolución 24 de 2015 que regula la actividad de autogeneración a gran escala, y la UPME publicó la resolución 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. En 2015 la CREG publicó la Resolución 138 que modifica el esquema de remuneración del cargo por confiabilidad para las plantas menores. La nueva normativa establece que dichas plantas pertenecerán al esquema centralizado del cargo y deberán declarar ENFICC para tener asignaciones de OEF. Si la diferencia entre la generación real y programada de dichas plantas es menor al +/-5%, podrán mantener el esquema de remuneración actual. Mediante la Resolución CREG 177 de 2015 se definió un periodo de transición hasta junio 2016 para la aplicación de esta medida. El Ministerio de minas y Energía expidió en 2015 el Decreto 1623 que reglamenta las políticas de expansión de cobertura y el Decreto 2143 de 2015 que define los lineamientos para la aplicación de los incentivos fiscales y tributarios establecidos en la Ley 1715. En 2016 la UPME expidió la resolución 45 de 2016, que define los procedimientos para solicitar los certificados que avalan los proyectos de FNCE y la lista de bienes y servicios exentos de arancel o IVA.

- *En Perú*, existe un porcentaje objetivo del 5% de participación de ERNC en la matriz energética del país. Es un objetivo no vinculante y la autoridad regulatoria, el OSINERGMIN, realiza subastas diferenciadas por tecnología y con precios límites para cumplirlo.
- *En Argentina*, el 21 de octubre de 2015 se publicó en el Boletín Oficial la nueva ley 27.191 de Energías Renovables en la Argentina, modificatoria de la ley vigente Ley N° 26.190. La nueva regulación pospone para el 31/12/2017 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 de en el año 2025 fijando objetivos intermedios del 12%, 16% y 18% para finales de los años 2019, 2021 y 2023. La sancionada Ley 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 31/12/2025. 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 113 US\$/MWh, y fijando penalidades a quienes no cumplan con los objetivos.

El decreto 531/16 publicado el 30 de marzo de 2016, reglamenta la Ley 26.190 y su modificatoria 27.191 sobre energía renovable. Básicamente reglamenta ciertas formalidades a saber:

- Designa la autoridad de aplicación en el Ministerio de Energía y Minería
- Se habilita a generadores / comercializadores a realizar contratos con la Demanda => 300 KW o con Distribuidoras que actúen en su nombre.
- CAMMESA realizará licitaciones públicas para abastecer a Demanda < 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 Ministerio / CAMMESA / Comité Ejecutivo, estarán a cargo de la definición de metodología de determinación de multas, cumplimiento de objetivos, uso del Fondo Fiduciario (FODER) y pliego de licitaciones.

Las Resoluciones MEyM 71/2016 y 72/2016, ambas del 17 de mayo de 2016, continuando con la Ley 27.191 y su Decreto Reglamentario 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 1000 MW bajo el denominado "Programa Renovar-Ronda 1" divididos de la siguiente manera:

- o Eólico: 600MW
- o Solar: 300 MW
- o Biomasa: 65 MW
- o MiniHidro: 20 MW
- o Biogas: 15 MW

La subasta está organizada en base a sobre cerrado con precio máximo por tecnología definido por el gobierno.

Se publicó para comentarios el Prepliego de Bases y Condiciones y el modelo preliminar de Contrato de Abastecimiento de Energía. El Prepliego contiene un cronograma de la convocatoria donde se establecen las fechas en que se publicarán los pliegos definitivos (1 de julio de 2016), la presentación de las Ofertas (22 de agosto de 2016), la adjudicación de las Ofertas (28 de septiembre de 2016) y la firma de los Contratos (28 de octubre de 2016). CAMMESA es el comprador de la energía con precios en USD/MW (sin indexación) y con contratos por un plazo de 20 años.

Mediante la Resolución MEyM 106/2016, del 13 de junio de 2016, se prorrogó la fecha de consulta pública del prepliego hasta el 1 de julio de 2016. A la fecha se espera la publicación del pliego definitivo y la confirmación del cronograma del proceso.

### 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. 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): En abril de 2009 se estableció que los clientes entre 200 y 2.500 kW pueden optar entre mercado regulado o libre. Los mayores 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 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, 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 por las notas Secretaria de Energía N°6852/2013, N° 4012 N°486 y N° 1136 hasta diciembre 2014. 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.

En marzo del 2015 la Secretaría de Energía emitió la Resolución SE N°32/2015 en la cual se establece a partir del 1° de febrero de 2015 un NUEVO CUADRO TARIFARIO TEÓRICO sin traslado del mismo a las tarifas de los clientes. La diferencia entre el cuadro teórico y el aplicado a usuarios se constituye en un ingreso adicional provisorio de la distribuidora y, siendo, está determinada por el ENRE, y CAMMESA la encargada de transferir dichos fondos. La resolución establece que los mismos son considerados a cuenta de la futura RTI. Instruyendo a su vez al ENRE a comenzar a efectuar las acciones previas para la realización de la misma.

De igual forma, y a partir de la misma fecha, la norma establece que los fondos originados en el PUREE pasen a ser un ingreso genuino de la distribuidora como reconocimiento de mayores costos. Adicionalmente mantiene la financiación de las inversiones a través del Cargo ENRE 347/12 y de presentamos enmarcados en la Resolución SE 10/2014.

En lo que se refiere a la situación anterior al 31 de enero 2015 la norma extendió la compensación MMC- PUREE a dicha fecha y permitiendo la cancelación efectiva entre el crédito de la distribuidora con la deuda por la Factura de Energía con CAMMESA. El saldo remanente se deberá cancelar mediante un plan de pago a definir. En cuanto a la definición de la deuda entre EDESUR y CAMMESA la Secretaría de Energía definió que se determinen usando la tasa activa del Banco de la Nación Argentina tanto para los créditos como las deudas de Edesur, y sin considerar los recargos de CAMMESA previstos en Los Procedimientos.

La norma requirió a la Compañía la presentación de un Plan de Inversiones para su aprobación y realización durante el año 2015. Así como, presentar el desistimiento de las acciones judicial que se hubieran iniciado y el Compromiso sobre el Uso de los ingresos adicionales recibidos (entre ellos el no pago de dividendos).

Posteriormente, mediante la Nota SE N° 1208, la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA el método para calcular las deudas que EDESUR mantiene con el MEM por las transacciones económicas de energía devengadas al 31 de enero de 2015, y su compensación con los créditos que surgen de la aplicación del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC). Como consecuencia de ello, durante el primer semestre de 2015 se reconocieron ingresos financieros netos por \$628,6 millones de pesos argentinos.

Si bien la Resolución SE N° 32/2015 representa un primer paso hacia la mejora de la situación económica de la Sociedad, 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 2008.

Adicionalmente, el ENRE informó a la Secretaria de Energía las variaciones correspondientes al Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) de los períodos nov14-abr15 (6,85%) y may15-oct15 (8,92%) en cumplimiento de lo establecido en el Artículo 2° de la Resolución SE 32/15 con el fin de que dicha Secretaría proceda a actualizar los Ingresos Transitorios establecidos por el Artículo 5° de dicha resolución, en función de las variaciones producidas. Hecho que se produjo mediante las notas SE 2097 y 2157. Por otra parte, a través de la nota SE 2158 se produjo el reconociendo de los mayores costos salariales correspondientes al año 2014 que fueron efectivizados al personal durante el año 2015 (pauta por productividad año 2014).

En un cambio de paradigma, el día 16 de diciembre de 2015, mediante el Decreto N° 134/2015 el Poder Ejecutivo Nacional declaró la emergencia para el Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017, instruyendo al recién creado MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA a que 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 N° 06 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA la cual aprueba la Reprogramación Trimestral de Verano febrero 2016 - abril 2017 para el Mercado Eléctrico Mayorista, 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 un recorte en los subsidios y la creación de esquemas de precios diferenciales para los clientes residenciales que ahorre 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, la resolución N° 07 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA dirigida específicamente a las Distribuidoras EDESUR S.A. y EDENOR S.A., la cual resuelve instruir al ENRE para que en ejercicio de facultades que le son propias efectúe, a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), un ajuste del valor agregado de distribución en los cuadros tarifarios de las Distribuidoras, aplicando para ello el Régimen Tarifario de Transición. Adicionalmente instruye 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 a que se lleve a cabo todos los actos que fueren necesarios a efectos de proceder a la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de las Distribuidoras, la que deberá entrar en vigencia antes del 31 de diciembre de 2016.

Reflejando la intención de la nueva administración de volver a los fundamentos de la Ley 24.065 y de normalización del sector eléctrico, con fecha 29 de enero de 2016 el ENRE emitió las resoluciones N° 01 y 02. La primera de ellas contiene el nuevo cuadro tarifario que se debe aplicar a cada categoría de clientes a partir del 01/2/2016 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 segunda establece la finalización del FOCEDA el día 31/01/2012 y establece un nuevo régimen para los fondos cobrados por la Resolución ENRE N°347/12 dejando de ser depositados los mismos en un fideicomiso para pasar a una cuenta corriente en alguna entidad bancaria reconocida por el BCRA.

Avanzando con el proceso, el día martes 5 de abril de 2016 se dictan las resoluciones N° 54 y 55 del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD. La primera aprueba el Pliego de Bases y Condiciones Particulares para la contratación del Consultor para la RTI de EDESUR y EDENOR con fecha de adjudicación prevista 27 de mayo de 2015. Por su parte la segunda aprueba el cronograma y emite Lineamientos para la misma, indicando que ENRE definirá los Parámetros de Calidad y la TASA. Y estableciendo que la primer presentación de los informes de las Distribuidoras deberá ser el 20 de julio de 2016 y la presentación final de los mismos el 1° de septiembre de 2016, encontrándose previsto emitir la resolución para llamado a Audiencia Pública el 5 de septiembre de 2016.

Con fecha 27 de abril de 2016 la Secretaría de Energía Eléctrica publicó la Resolución SEE 0041/2016 por la cual aprueba la Programación Estacional de Invierno para el Mercado Eléctrico Mayorista elevada por CAMMESA, correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo de 2016 y el 31 de octubre de 2016, con valores coincidentes a los establecidos en la resolución N° 06 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA el día 27 de enero de 2016.

Mediante la Resolución ENRE 0290/2016 de aplicación a Edenor S.A. y Edesur S.A., el ENRE resuelve instruir a las empresas distribuidoras a eliminar el recargo del seis por mil (6%) establecido por el Artículo 1 de la Ley 23.681, a partir de las facturaciones que incluyan fechas de lectura de medidores posteriores a la entrada en vigencia del Decreto 695/2016 e instruir a efectuar las adecuaciones necesarias en sus sistemas de facturación, realizando los ajustes que correspondan (créditos), a fin de garantizar la correcta aplicación del mencionado Decreto.

Posteriormente el ENRE con fecha 7 de junio publicó la Resolución ENRE 0321/2016 para Edenor S.A. y Edesur S.A., en la cual resuelve aprobar el Concurso Público de Etapa Múltiple Nacional 1/2016 tendiente a la contratación de los servicios de consultoría para la realización de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de las empresas distribuidoras.

A la fecha de cierre del presente informe, el organismo regulador no ha emitido las resoluciones complementarias conteniendo los parámetros de calidad y valores de costo de energía no suministrada requeridos para la realización de la RTI.

## Brasil

Por su parte, en Brasil existen tres tipos de modificación tarifaria: (i) Revisiones periódicas, las cuales se realizan según lo establecido en los contratos de concesión (en Coelce cada 4 años y en Ampla 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 han producido eventos relevantes que pueden alterar el equilibrio económico financiero de las distribuidoras.

En septiembre de 2012 el Gobierno aprobó la Medida Provisoria 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 serán 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 -18% en todo el país. Para Ampla y Coelce esta reducción tarifaria tuvo efecto desde final de enero, hasta abril de 2013 (momento en el cual entraron en vigencia los reajustes anuales respectivos).

ANEEL culminó en abril de 2014 el proceso de revisión periódica de tarifas de Ampla para el período 2014-2019, con efecto retroactivo al 15 de marzo de 2014.

El 1 de marzo de 2015, a través de la Resolución N° 1858/2015, Coelce tuvo revisión extraordinaria, cuando su tasa se incrementó en 10,28% para hacer frente a los aumentos en los cargos (Cuenta de Desarrollo Energético CDE ) y los costos de compra de energía.

La última revisión tarifaria periódica de Coelce se realizó en 2015 (la primera de nuestras empresas distribuidoras en usar la nueva metodología del cuarto ciclo tarifario) para el período 2015-2019, 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.

Ampla 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 4º ciclo, se aprobó, el 17 de noviembre, el módulo 2.3 de los Procedimientos de Revisión Tarifaria -que todavía seguía pendiente-, 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.

Respecto a CIEN, ANEEL aprobó el resultado de la primera revisión periódica de la interconectora. Desde el 1 de julio de 2015, las tasas se ajustaron por -7,49%, según el aprobado en la Resolución n° 1.902/2015.

En reunión de Directorio de 08/03/16, ANEEL homologó el reajuste tarifario de Ampla a partir de 15/03/16. El reajuste fue 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).

Con respecto a la solicitud de cambio de la tasa de reliquidación fue decidida la creación de un grupo de estudio para definir los nuevos valores con plazo de 6 meses.

ANEEL aprobó los resultados definitivos de la cuarta revisión tarifaria periódica ("RTP") de la Compañía Energética del Ceará (Coelce), a través de la Resolución N° 2061 del 12 de abril de 2016, cuyos efectos fueron incluidos en el reajuste de 2016.

ANEEL ha establecido, por la Resolución N° 2065 del 19 de abril de 2016, las tarifas de energía de Coelce resultante del proceso de reajuste de tarifas 2016, donde aumento medio percibido por los consumidores fue de 12,97%.

## Colombia

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es la entidad que decide y define el método por el que las redes de distribución son remuneradas. Los cargos de distribución se revisan cada cinco años y se actualizan mensualmente de acuerdo con el Índice de Precios al Productor (IPP). Hoy en día, estos cargos incluyen el valor nuevo de reposición de todos los activos existentes en funcionamiento, el AOM, así como los activos no eléctricos utilizados en el negocio de distribución.

En Colombia, los cargos de distribución vigentes para Codensa fueron publicados por la CREG en octubre de 2009.

La revisión 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 043 de 2013. Dichas bases fueron complementadas con el desarrollo de los Propósitos y Lineamientos para la Remuneración de la Actividad Distribución para el periodo 2015-2019 contenidos en la resolución CREG 079 de 2014.

En febrero de 2015, la CREG expidió el proyecto de Resolución 179 de 2014, en el cual se propone la metodología de remuneración de la actividad de distribución. La metodología se basa en un esquema de Ingreso Regulado. Los ingresos anuales estarán determinados por una Base Regulada de Activos (BRA) Neta y una tasa de retorno (Por

definir en resolución separada) más la Recuperación del Capital. 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 095 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 Distribución y Transporte de Gas Natural.

En marzo de 2016, la CREG propone un nuevo proyecto de Metodología de remuneración a través de la Resolución 024 de 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 plantea un factor de mensualización de los ingresos.

En lo relacionado con el cargo de comercialización regulado, en enero de 2015, la CREG expidió la Resolución 180 de 2014, en la que se definió la nueva metodología de remuneración de comercialización. La aprobación de un nuevo costo base de comercialización para Codensa se realizó en Diciembre de 2015 mediante resolución CREG 120 y 191 de 2015.

Con respecto a la fórmula tarifaria, la Comisión publicó la resolución CREG 135 de 2014. Esta resolución establece las bases sobre las cuales se efectuarán los estudios para determinar la fórmula del costo unitario de prestación del servicio para el siguiente periodo tarifario.

## Perú

Al igual que en Chile, en Perú se realiza un proceso para la determinación de VAD cada 4 años, también utilizando la metodología de empresa modelo según área típica. En octubre de 2013 el OSINERGMIN publicó la Resolución 203/2013 que fija las tarifas de distribución de Edelnor para el periodo noviembre 2013 a octubre 2017.

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

### 5.1.- 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.

Esta reorganización societaria consta de dos fases:

- La división de Enersis, y sus filiales Empresa Nacional de Electricidad S.A. (“Endesa Chile”) y Chilectra S.A. (“Chilectra”) de forma que quedaron separados, por un lado los negocios de generación y distribución en Chile y, por otro, las actividades fuera de Chile, y
- De aprobarse, la ulterior fusión de las sociedades que sean propietarias de participaciones sociales en negocios fuera de Chile, las cuales se denominarían Enersis Américas S.A., Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A.. En este sentido, Enersis Américas S.A., si así se aprobara, absorbería por incorporación a las otras dos sociedades.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis Américas celebrada el 18 de diciembre de 2015, los accionistas aprobaron la división de Enersis Américas 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 Américas 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 Américas en la misma proporción que les corresponde en el capital de Enersis Américas por un número de acciones igual al que tenían en la sociedad dividida (relación 1 a 1); permaneciendo en la sociedad dividida Enersis 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 producto de la División desde la suma de \$5.804.447.986.000, dividido en 49.092.772.762 acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal, a la nueva suma de \$3.575.339.011.549, dividido en 49.092.772.762 acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal; (ii) establecer el capital de Enersis Chile en la suma de \$2.229.108.974.451, 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.

De igual manera, se aprobaron otras modificaciones a los estatutos de Enersis como consecuencia de la División, en lo relativo a (i) su razón social, pasando a denominarse Enersis Américas S.A.; y (ii) su objeto social, ampliándolo para incluir préstamos a empresas relacionadas.

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 6 de mayo de 2016, Enersis Américas informó a la SVS mediante un hecho esencial que la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada en la misma fecha, acordó dar inicio formal al proceso de fusión, mediante el cual Enersis Américas absorbería por incorporación a Endesa Américas y Chilectra Américas, las que se disolverían sin liquidación, sucediéndolas en todos sus derechos y obligaciones. La fusión está sujeta al cumplimiento de condiciones suspensivas y otros acuerdos adoptados por la Junta y, de ser aprobada por ésta, podría materializarse durante el segundo semestre del año en curso.

## 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 3.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 31 de diciembre de 2015:

	01-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$
<b>ACTIVOS</b>		
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>		
Efectivo y equivalentes al efectivo	161.018.932	144.261.845
Otros activos financieros corrientes	568.475	16.313.194
Otros activos no financieros corriente	5.815.999	3.984.943
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	583.273.636	596.364.468
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	32.782.254	23.611.569
Inventarios	42.865.038	42.616.615
Activos por impuestos corrientes	27.567.612	20.306.212
<b>ACTIVOS CORRIENTES TOTALES</b>	<b>853.891.946</b>	<b>847.458.846</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>		
Otros activos financieros no corrientes	25.145.235	21.750.452
Otros activos no financieros no corrientes	5.631.227	4.769.885
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	14.550.780	14.392.223
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	32.780.878	45.716.371
Activos intangibles distintos de la plusvalía	42.372.945	42.879.326
Plusvalía	887.257.655	887.257.655
Propiedades, planta y equipo	3.444.874.361	3.429.167.797
Propiedad de inversión	8.152.496	8.150.987
Activos por impuestos diferidos	21.513.079	22.392.339
<b>TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>4.482.278.656</b>	<b>4.476.477.035</b>
<b>TOTAL DE ACTIVOS</b>	<b>5.336.170.602</b>	<b>5.323.935.881</b>
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>		
Otros pasivos financieros corrientes	27.396.476	27.921.725
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	512.636.625	554.915.972
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	59.888.535	55.238.930
Otras provisiones corrientes	9.265.833	16.329.195
Pasivos por impuestos corrientes	20.652.997	15.119.789
Otros pasivos no financieros corrientes	9.168.651	6.120.658
<b>PASIVOS CORRIENTES TOTALES</b>	<b>639.009.117</b>	<b>675.646.269</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>		
Otros pasivos financieros no corrientes	905.387.924	917.197.790
Otras cuentas por pagar no corrientes	4.883.177	6.034.216
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	251.527	97.186
Otras provisiones no corrientes	56.116.139	56.116.140
Pasivo por impuestos diferidos	238.227.605	235.101.356
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	55.697.489	55.023.456
Otros pasivos no financieros no corrientes	435.673	435.689
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>1.260.999.534</b>	<b>1.270.005.833</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>1.900.008.651</b>	<b>1.945.652.102</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 M\$	31-12-2015 M\$
Diferencias de cambio por conversión	10.192.702	11.328.513
Coberturas de flujo de caja	(112.912.093)	(120.517.197)
Remediación de activos disponibles para la venta	14.841	14.835
Otras reservas	(553.646)	7.736.853
<b>Total</b>	<b>(103.258.196)</b>	<b>(101.436.996)</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 y 30 de junio de 2015:

ESTADO DE RESULTADOS Ganancia (pérdida)	29-02-2016 M\$	30-06-2015 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	402.810.199	1.136.808.856
Otros ingresos, por naturaleza	2.561.433	6.499.552
<b>Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza</b>	<b>405.371.632</b>	<b>1.143.308.408</b>
Materias primas y consumibles utilizados	(236.672.086)	(814.234.859)
<b>Margen de Contribución</b>	<b>168.699.546</b>	<b>329.073.549</b>
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	3.367.108	10.560.312
Gastos por beneficios a los empleados	(16.099.065)	(68.973.871)
Gasto por depreciación y amortización	-	(72.997.041)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(968.888)	(1.918.335)
Otros gastos por naturaleza	(16.591.065)	(53.645.749)
<b>Resultado de Explotación</b>	<b>138.407.636</b>	<b>142.098.865</b>
Otras ganancias (pérdidas)	-	7.382.408
Ingresos financieros	2.563.118	7.093.810
Costos financieros	(8.616.990)	(32.081.475)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	1.293.725	4.026.458
Diferencias de cambio	(21.263)	(4.140.139)
Resultado por unidades de reajuste	267.856	1.383.865
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuestos, operaciones discontinuadas</b>	<b>133.894.082</b>	<b>125.763.792</b>
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones discontinuadas	(18.763.695)	(28.404.932)
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS</b>	<b>115.130.387</b>	<b>97.358.860</b>
<b>Ganancia (Pérdida) operaciones discontinuadas atribuibles a:</b>		
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a los propietarios de la controladora	77.879.507	83.572.691
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a participaciones no controladoras	37.250.880	13.786.169
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL OPERACIONES DISCONTINUADAS</b>	<b>115.130.387</b>	<b>97.358.860</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 31 "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 y 30 de junio de 2015, dichos resultados forman parte de los Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2016 y 2015:

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	29-02-2016 M\$	30-06-2015 M\$
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS</b>	<b>115.130.387</b>	<b>97.358.860</b>
<b>Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, neto de impuestos</b>		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión	(1.875.159)	470.259
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta	10	2.786
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	(13.822.107)	147.178
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	12.652.797	(29.720.482)
<b>Total Otro Resultado Integral de Operaciones Discontinuadas</b>	<b>(3.044.459)</b>	<b>(29.100.259)</b>
<b>RESULTADO INTEGRAL TOTAL OPERACIONES DISCONTINUADAS</b>	<b>112.085.928</b>	<b>68.258.601</b>
<b>Resultado integral de operaciones discontinuadas atribuible a:</b>		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	76.058.307	65.907.344
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	36.027.621	2.351.257
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL OPERACIONES DISCONTINUADAS</b>	<b>112.085.928</b>	<b>68.258.601</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 y 30 de junio de 2015:

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO RESUMIDOS	29-02-2016 M\$	30-06-2015 M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	151.998.467	196.509.698
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(46.141.505)	(184.165.680)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(88.197.076)	(67.364.445)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	<b>17.659.886</b>	<b>(55.020.427)</b>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(902.799)	2.973.962
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	<b>16.757.087</b>	<b>(52.046.465)</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	144.261.845	133.015.629
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	<b>161.018.932</b>	<b>80.969.164</b>



## 6. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

- a) La composición del rubro al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Efectivo en caja	9.611.686	7.718.308
Saldos en bancos	164.176.352	194.453.214
Depósitos a corto plazo	678.067.293	573.985.007
Otros instrumentos de renta fija	261.714.288	409.006.815
<b>Total</b>	<b>1.113.569.619</b>	<b>1.185.163.344</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 saldo anterior es el siguiente:

Moneda	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
\$ Chilenos	596.695.650	835.468.993
\$ Argentinos	77.722.984	44.883.600
\$ Colombianos	125.119.890	156.731.922
Real Brasileño	216.966.974	91.204.686
Nuevo Sol Peruano	35.977.118	34.749.661
US\$ Estadounidenses	61.087.003	22.124.482
<b>Total</b>	<b>1.113.569.619</b>	<b>1.185.163.344</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 junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

	Saldo al	
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado situación financiera)	1.113.569.619	1.185.163.344
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para distribuir a los propietarios (*)	-	144.261.845
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	<b>1.113.569.619</b>	<b>1.329.425.189</b>

(\*) Ver nota 5.1.II.i).

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

Pérdida de control en subsidiarias	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$
Importe recibido por la venta de subsidiarias	-	25.000.000
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en entidades vendidas	-	(18.360.347)
<b>Total neto</b>	<b>-</b>	<b>6.639.653</b>

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

Como consecuencia de la materialización de la división de la Enersis Américas (ver nota 5.1), con fecha 1 de marzo de 2016, se distribuyeron saldos de efectivo y efectivo equivalente al Grupo Enersis Chile por un total de M\$161.018.932. Este monto corresponde a parte de saldo que a dicha fecha mantenía la sociedad Matriz, más la totalidad de los saldos que poseían las filiales chilenas. Esta salida de efectivo se presenta como una actividad de Financiamiento, en la línea "Otras Salidas de Efectivo".

## 7. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición de este rubro al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es la siguiente:

Otros activos financieros (*)	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	1.498.113	616.296
Activos financieros disponibles para la venta CINIIF 12 (2)	-	-	607.460.392	487.893.679
Activos mantenidos hasta el vencimiento (1)	123.487.629	27.195.496	40.486	39.673
Instrumentos derivados de cobertura	1.038.429	1.172.125	1.699	978.556
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado (1)	17.594.085	35.467.539	738.279	-
Instrumentos derivados de no cobertura	500.766	4.427.286	-	-
<b>Total</b>	<b>142.620.909</b>	<b>68.262.446</b>	<b>609.738.969</b>	<b>489.528.204</b>

(\*) ver nota 19.1.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 3.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 Ampla y Coelce. 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 3.f).

## 8. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

a) La composición de este rubro al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	30-06-2016		31-12-2015	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
<b>Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto</b>	<b>1.311.191.011</b>	<b>365.562.389</b>	<b>1.194.381.502</b>	<b>398.695.864</b>
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	1.056.856.713	233.917.786	859.695.602	257.022.423
Otras cuentas por cobrar, bruto (1)	254.334.298	131.644.603	334.685.900	141.673.441

Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	30-06-2016		31-12-2015	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
<b>Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto</b>	<b>1.189.121.678</b>	<b>350.128.561</b>	<b>1.088.131.567</b>	<b>398.695.864</b>
Cuentas comerciales por cobrar, neto	936.198.387	218.483.958	754.571.268	257.022.423
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	252.923.291	131.644.603	333.560.299	141.673.441

(1) Incluye principalmente al 30 de junio de 2016, cuentas por cobrar al personal por M\$ 23.247.303 (M\$ 14.081.204 al 31 diciembre de 2015); Resolución SE 32/2015 (aplicable en Argentina) por M\$ 0 (M\$ 28.174.339 al 31 de diciembre de 2015) (ver nota 4); impuestos por recuperar (IVA) por M\$ 40.088.158 (M\$ 62.451.442 al 31 de diciembre de 2015); cuentas por cobrar de nuestras filiales brasileñas Ampla y Coelce 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 M\$ 74.169.910 (M\$ 150.798.761 al 31 de diciembre de 2015), las cuales se encuentran garantizadas por el estado brasileño; cuentas por cobrar por M\$98.608.513 (M\$83.800.187 al 31 de

diciembre de 2015) 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”. El Estado brasileño compensa a nuestras filiales Ampla y Coelce ese descuento a título de subsidio estatal; cuentas por cobrar relacionadas con proyecto VOSA en Argentina por M\$62.539.598 (M\$62.677.143 al 31 de diciembre de 2015) (Ver Nota 32.5).

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

El grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por el período terminado al 30 de junio de 2016 y 2015.

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

b) Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, 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	
	30-06-2016	31-12-2015
	M\$	M\$
Con antigüedad menor de tres meses	193.293.242	117.895.535
Con antigüedad entre tres y seis meses	44.327.967	25.783.187
Con antigüedad entre seis y doce meses	43.514.194	28.220.570
Con antigüedad mayor a doce meses	16.775.223	7.034.592
<b>Total</b>	<b>297.910.626</b>	<b>178.933.884</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 M\$
<b>Saldo al 1 de enero de 2015</b>	<b>162.340.986</b>
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	46.890.017
Montos castigados	(23.480.578)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(43.623.000)
Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	(35.877.490)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>106.249.935</b>
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	25.357.805
Montos castigados	(8.847.204)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	14.621.255
Otros movimientos	121.370
<b>Saldo al 30 de junio de 2016</b>	<b>137.503.161</b>

(\*) Ver Nota 27. Pérdidas por deterioro de activos financieros.

El aumento de las provisiones por deterioro de cuentas comerciales, relacionadas con las operaciones continuadas de Enersis Américas, ascendió a M\$ 18.961.532 durante el período terminado al 30 de junio de 2015 (Ver Nota 27).

### Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En el caso de nuestro negocio de Generación, para los pocos casos que ocurren en cada país, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones. En nuestro negocio de Distribución, considerando las casuísticas propias de cada país, el proceso supone al menos 6 meses en Argentina y Brasil, 12 meses en Colombia y Perú y 24 meses en Chile. Con todo, el riesgo de incobrabilidad, y por lo tanto el castigo de nuestros clientes, es limitado. (Ver notas 3.f.3 y 18.5).

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.

## 9. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.

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

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

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

La controladora de Enersis Américas es la sociedad italiana Enel, S.p.A..

### 9.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre 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			
							Corrientes		No corrientes	
							30-06-2016	31-12-2015	30-06-2016	31-12-2015
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	21.079	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Más de 90 días	12.748	13.077	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Más de 90 días	20.279	28.828	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Más de 90 días	5.635	5.833	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	28.673	30.373	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	106.838	114.758	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	33.993	42.003	270.698	355.485
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	13.581	3.276	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	861.658	931.267	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Venta de Energía	Menos de 90 días	1.116.823	553.472	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	50.402	216.682	-	-
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Dividendos	Menos de 90 días	256.155	-	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	36.067	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	145.675	-	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	42.992	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	696.243	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A. (1)	Chile	Matriz Común	CH\$	Préstamos	Menos de 90 días	132.274.000	-	-	-
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapaca S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	5.366	-	-	-
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapaca S.A.	Chile	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	85.642	-	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	124.046	-	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	64.275	-	-	-
78.970.360-4	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	4.445	-	-	-
76.003.204-3	Central Eólico Canela S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	773	-	-	-
76.014-570-K	GasAtacama Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	6.436	-	-	-
Extranjera	Central Térmica Manuel Belgrano	Argentina	Matriz Común	\$ Arg	Cuenta Corriente Mercantil	Menos de 90 días	6.148	-	-	-
Extranjera	Central Térmica Manuel Belgrano	Argentina	Matriz Común	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	21.764	-	-	-
Extranjera	Central Térmica San Martín	Argentina	Matriz Común	\$ Arg	Cuenta Corriente Mercantil	Menos de 90 días	4.736	-	-	-
Extranjera	Central Térmica San Martín	Argentina	Matriz Común	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	16.762	-	-	-
76.536.353-5	Enersis Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	4.929.890	-	-	-
76.536.353-5	Enersis Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Cuenta Corriente Mercantil	Menos de 90 días	16.448	-	-	-
76.536.353-5	Enersis Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de materiales	Menos de 90 días	3.018.006	-	-	-
76.536.353-5	Enersis Chile S.A.	Chile	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	5.481	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	14.736	-	99.972	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	145.858	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	172.244	116.940	-	-
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	988	-	-	-
96.806.130-5	E.E. de Collina Ltda.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	976	-	-	-
77.047.280-6	Cameros	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	48	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Cristal Eólica	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	387	-	343	-
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	34.119	-	460	-
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	521	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	24.724	-	460	-
Extranjera	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	521	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	52.415	-	538	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	608	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	35.108	-	469	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	530	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Primavera Eolica	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	389	-	344	-
Extranjera	Enel Green Power SAO Judas Eolica	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	386	-	341	-
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	16.318	-	263	-
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	298	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	41.042	-	429	-
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	485	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	43.515	-	429	-
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	485	-	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	México	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	20.077	-	15.306	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia	Colombia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	18.332	-	978.185	-
Extranjera	Enel Green Power Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	24.528	-	21.454	-
Extranjera	Enel Soluções Energéticas	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	61	-	54	-
Extranjera	Enel Green Power Maniçoba	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	708	-	626	-
Extranjera	Enel Green Power Esperança	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	662	-	585	-
Extranjera	Enel Green Power Damascena	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	708	-	624	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	207.814	-	-
<b>Total</b>							<b>144.502.911</b>	<b>3.566.930</b>	<b>270.698</b>	<b>355.485</b>

(1) Corresponde a préstamo de Enersis Américas a Endesa Chile por un valor nominal de US\$250 millones, a una tasa fija anual de 1,38% con vencimiento el 5 de diciembre de 2016.

## b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
							30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	48.086	59.416	-	-
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	-	58.897.984	-	-
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	94.669	40.920	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	129.445	161.015	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	53.366	28.617	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	-	29.658.243	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	CH\$	Cuenta Corriente Mercantil	Menos de 90 días	105.420	-	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	178.922	302.025	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	299.786	414.397	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	-	384.082	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	16.553	173.687	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	\$ Arg	Cuenta Corriente Mercantil	Menos de 90 días	131.064	-	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	17.831	-	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	165.489	194.151	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	203.646	-	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	295.724	184.373	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	Euros	Cuenta Corriente Mercantil	Menos de 90 días	814.696	-	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	716.972	1.513.001	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	192.920	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.259.971	1.121.851	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	317.028	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	53.175	74.089	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	279.210	-	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	38.750	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Cuenta Corriente Mercantil	Menos de 90 días	1.115.705	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	302.289	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	930.217	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A.	Chile	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	30.371	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A.	Chile	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	437.616	-	-	-
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapaca S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	64.837	-	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	2.882.798	-	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	361.123	-	-	-
76.536.353-5	Enersis Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Cuenta Corriente Mercantil	Menos de 90 días	732.893	-	-	-
76.536.353-5	Enersis Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	596.480	-	-	-
76.536.353-5	Enersis Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	14.950	-	-	-
76.536.353-5	Enersis Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	8.929	-	-	-
76.536.353-5	Enersis Chile S.A.	Chile	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	13.496	-	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	50.874	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	16.383.280	12.027.207	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	788.722	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	4.492.016	2.841.305	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.614.391	9.039	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	8.732	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	189.689	59.242	-	-
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	187.486	152.859	-	-
Extranjera	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	135.928	110.781	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	254.015	234.876	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	169.966	157.329	-	-
Extranjera	Enel Green Power Dois Riachos SA	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	293.995	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	97.318	72.411	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	244.581	183.859	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	259.355	195.699	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	1.571.091	-	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	191.945	82.220	-	-
Extranjera	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda.	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	327.227	286.224	-	-
Extranjera	Enel Green Power Brasil	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	-	19.140	-	-
Extranjera	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	21.882	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	137.196	64.546	-	-
<b>Total</b>							<b>40.131.196</b>	<b>109.897.508</b>	-	-

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

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

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	30-06-2016	30-06-2015
					M\$	M\$
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	24.053	21.075
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(51.803)	(75.577)
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	(11.478.600)	(11.632.231)
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(27.321)	(69.949)
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Derivados de commodities	-	(2.099.320)
76.418.940-k	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	Consumo de Gas	(13.704.410)	(96.722.332)
76.418.940-k	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	Transporte de Gas	(6.923.783)	(26.261.159)
76.418.940-k	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	Otros ingresos financieros	1.103	29.826
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	Venta de Energía	444.523	1.749.120
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	Pajes de Electricidad	(150.802)	(44.924)
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	Otros gastos fijos de explotación	(37.162)	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	-	236.907
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	Servicios externalizados	(842.407)	(913.670)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(1.484.096)	(3.201.221)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Pajes de Electricidad	(42.756)	(136.301)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	59.824	162.971
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	131.409	201.047
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(237.607)	(40.612)
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Otros ingresos de explotación	1.986	19.876
96.806.130-5	Electrogas S.A. (*)	Chile	Asociada	Pajes de Gas	(885.381)	(1.710.334)
96.806.130-5	Electrogas S.A. (*)	Chile	Asociada	Consumo de Combustible	174.832	(361.510)
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	74.609	82.863
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	(20.057)
Extranjera	Enel Ingeniería e Ricerca	Italia	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	6.074	17.816
Extranjera	Enel Ingeniería e Ricerca	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(452.296)	(376.633)
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Venta de Energía	3.837.973	1.981.634
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Otras prestaciones de servicios	1.475.158	1.453.490
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Pajes de Electricidad	(840.523)	(824.883)
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quilota Ltda. (*)	Chile	Negocio Conjunto	Pajes de Electricidad	(245.968)	(705.500)
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	-	38.227
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(63.486)	(217.029)
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	48.233	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(156.280)	(131.508)
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(817.159)	(939.843)
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz Común	Pajes de Electricidad	(40.520)	(29.945)
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	35.765	2.846
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	34.820	483
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(2.809.400)	(7.083.316)
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	139.003	69.768
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(8.057.817)	(6.389.676)
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Otros ingresos de explotación	52.289	154.094
Extranjera	Enel Italia	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(105.613)	(25.931)
Extranjera	Enel Italia	Italia	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	-	126.187
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(4.382.025)	(13.287.293)
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	25.545	121.801
Extranjera	Quatiara Energía S.A.	Brasil	Matriz Común	Compras de Energía	10	(69.650)
Extranjera	Enel Green Power Cristal Eolica	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	2.109	482
Extranjera	Enel Green Power SAO Judas Eolica	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	1.792	484
Extranjera	Enel Green Power Primavera Eolica	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	2.119	484
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(875.082)	(993.686)
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	2.835	638
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	197.950	-
Extranjera	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(650.964)	(720.152)
Extranjera	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	2.834	638
Extranjera	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	143.259	-
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(1.063.775)	(1.202.530)
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	2.662	-
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	249.201	-
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(999.809)	(1.195.205)
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	3.142	-
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	229.832	-
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(396.563)	(470.712)
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	1.681	-
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	92.304	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(1.191.018)	(1.526.847)
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	4.045	747
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	305.176	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(798.878)	(1.022.740)
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	2.909	652
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	203.405	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(17.010)	(231.498)
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	México	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	-	5.390
Extranjera	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	4.440	-
Extranjera	Enel Green Power Damascena S.A.	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	(69.897)	-
Extranjera	Enel Green Power Damascena S.A.	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	3.855	-
Extranjera	Enel Green Power Esperança S.A.	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	3.604	-
Extranjera	Enel Green Power Manicoba S.A.	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	3.855	-
Extranjera	Enel Solucoes Energeticas Ltda	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	330	-
Extranjera	Enel Green Power Dois Riachos Eolica S.A.	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(1.621.712)	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Materiales	3.519.163	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(57.835)	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	Matriz Común	Otros ingresos financieros	27.106	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	(6.806)	-
96.806.130-5	E.E. de Colina Ltda.	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	975	-
91.081.000-6	Endesa S.A.	Chile	Matriz Común	Otros ingresos financieros	689.396	-
91.081.000-6	Endesa S.A.	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	126.979	-
91.081.000-6	Endesa S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(233.560)	-
96.783.220-0	Pehuenche S.A.	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	3.793	-
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(232.251)	-
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	5.387	-
76.003.204-3	Eolica Canela	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	988	-
76.107.186-6	ICT Servicios Informáticos Ltda.	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	133.011	-
76.107.186-6	ICT Servicios Informáticos Ltda.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(995.559)	-
76.788.080-4	Gas Atacama Chile	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	6.577	-
76.536.353-5	Energis Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos financieros	(317.781)	-
76.536.353-5	Energis Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	2.650.751	-
76.536.353-5	Energis Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(1.092.333)	-
Extranjera	Yacylec	Argentina	Asociada	Otras Prestaciones de Servicios	5.308	-
Extranjera	Yacylec	Argentina	Asociada	Otros Gastos financieros	(42.059)	-
Extranjera	Enel Green Power Paranapanema S.A	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(99.345)	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(17.369)	-
77.047.280-6	Cameros	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	47	58.329
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA (*)	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	39.708	(278.012)
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA (*)	Chile	Matriz Común	Compra de Energía	(101.565)	-

(\*) Por el período terminado el 30 de junio de 2016 y 2015, los efectos en resultados de las transacciones con estas compañías en Chile han sido clasificados como operaciones discontinuadas en el estado de resultados integrales (ver Nota 5.1).

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

## 9.2 Directorio y personal clave de la gerencia

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

El Directorio vigente al 30 de junio de 2016, 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 Enersis 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 Enersis 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.

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, en tanto que la del Vicepresidente del Directorio será un 50% más de la que le corresponda 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 2015.

En el evento que un Director de Enersis 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 Enersis 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 Enersis 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 Enersis 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 2015.

A continuación se detallan las retribuciones del directorio de Enersis Américas al 30 de junio de 2016 y 2015:

RUT	Nombre	Cargo	30-06-2016			
			Periodo de desempeño M\$	Directorio de Enersis M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga (1)	Presidente	enero - junio 2016	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras (2)	Vicepresidente	mayo - junio 2016	-	-	-
Extranjero	Francesco Starace	Vicepresidente	enero - abril 2016	-	-	-
4.975.992-4	Herman Chadwick Piñera (3)	Director	enero - junio 2016	25.349	-	8.445
Extranjero	Enrico Viale (5)	Director	mayo - junio 2016	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo (4)	Director	mayo - junio 2016	-	-	-
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - abril 2016	25.349	-	8.445
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - junio 2016	46.716	-	14.422
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini (6)	Director	mayo - junio 2016	26.030	-	7.531
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui (7)	Director	mayo - junio 2016	26.030	-	7.531
Extranjero	Alberto de Paoli	Director	enero - abril 2016	-	-	-
Extranjero	Francesca Di Carlo	Director	enero - abril 2016	-	-	-
<b>TOTAL</b>				<b>149.474</b>	-	<b>46.374</b>

RUT	Nombre	Cargo	30-06-2015			
			Periodo de desempeño M\$	Directorio de Enersis M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
6.243.657-3	Jorge Rosenblut Ratinoff	Presidente	enero - junio 2015	69.889	-	-
Extranjero	Borja Prado Eulate	Vicepresidente	enero - abril 2015	27.127	-	-
7.052.890-8	Carolina Schmidt Zaldivar	Director	enero - junio 2015	28.798	-	7.806
4.975.992-4	Herman Chadwick Piñera	Director	junio 2015	6.146	-	-
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - junio 2015	34.945	-	9.854
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - junio 2015	34.945	-	9.854
Extranjero	Andrea Brentan	Director	enero - abril 2015	19.716	-	-
Extranjero	Alberto de Paoli	Director	enero - junio 2015	-	-	-
<b>TOTAL</b>				<b>221.566</b>	-	<b>27.514</b>

(1) Con fecha 30 de junio de 2015 el Sr. Francisco de Borja Acha Besg 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) Con fecha 30 de junio de 2015, el Sr. Herman Chadwick Piñera asumió como Director, fue nombrado nuevamente como miembro del Directorio con fecha 29 de abril de 2016.
- (4) El Sr. Livio Gallo fue nombrado como Director el 28 de abril de 2016. No percibe honorarios.
- (5) El Sr. Enrico Viale fue nombrado como Director con fecha 28 de abril de 2016. No percibe honorarios.
- (6) El Sr. Patricio Gómez Sabaini fue nombrado como Director con fecha 28 de abril de 2016.
- (7) 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.

**9.3 Retribución del personal clave de la gerencia**

**a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia**

Personal clave de la gerencia		
Rut	Nombre	Cargo
Extranjero	Luca D'Agnese (1)	Gerente General
7.750.368-4	Daniel Fernandez Koprlich (2)	Subgerente General
24.852.381-6	Francisco Galán Allué (5)	Gerente Administración, Finanzas y Control
Extranjero	Marco Fadda	Gerente de Planificación y Control
Extranjero	Alain Rosolino	Gerente de Auditoría
24.852.388-3	Francesco Giorgianni (6)	Gerente de Relaciones Institucionales
15.307.846-7	José Miranda Montecinos (3)	Gerente de Comunicación
10.664.744-5	Paola Visintini Vaccarezza (4)	Gerente de Recursos Humanos y Organización
7.625.745-0	Antonio Barreda Toledo (7)	Gerente de Aprovisionamiento
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto	Fiscal y Secretario del Directorio

Los señores Alain Rosolino, José Miranda Montecinos, Paola Visintini Vaccarezza, Domingo Valdés Prieto, ejecutivos principales de Enersis Américas, son remunerados exclusivamente por la sociedad Enersis 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 Enersis Américas, prestando sus servicios hasta esa misma fecha. El Sr. Luigi Ferraris había asumido el 12 de noviembre de 2014 como Gerente General en reemplazo del Sr. Ignacio Antoñanzas.
- (2) El Sr. Daniel Fernández Koprlich asumió el 12 de noviembre de 2014 como Subgerente General en reemplazo del Sr. Massimo Tambosco. El Sr. Daniel Fernández dejó de prestar sus servicios a contar del 29 de abril de 2016.
- (3) 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 Enersis Américas, prestando sus servicios hasta el día 1 de diciembre de 2014.
- (4) La Sra. Paola Visintini Vaccarezza asumió el 12 de diciembre de 2014 como Gerente de Recursos Humanos y Organización en reemplazo del Sr. Carlos Niño, quien presentó su renuncia voluntaria a Enersis Américas, prestando sus servicios hasta el día 25 de noviembre de 2014.
- (5) 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.
- (6) El Sr. Francesco Giorgianni asumió el 15 de diciembre de 2014 como Gerente de Relaciones Institucionales.
- (7) El Sr. Antonio Barreda Toledo asumió el 29 de enero de 2015 como Gerente de Aprovisionamiento en reemplazo del Sr. Eduardo López Miller.

**Planes de incentivo al personal clave de la gerencia**

Enersis Américas tiene para sus ejecutivos un plan de bonos anuales por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la empresa. Este plan incluye una definición de rango de bonos según el nivel jerárquico de los ejecutivos. Los bonos que eventualmente se entregan a los ejecutivos consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Las Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia son las siguientes:

	Saldo al	
	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$
Remuneración	1.789.680	737.052
Beneficios a corto plazo para los empleados	163.843	142.263
Otros beneficios a largo plazo	11.399	336.999
<b>Total</b>	<b>1.964.922</b>	<b>1.216.314</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.

#### 9.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

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

### 10. INVENTARIOS.

La composición de este rubro al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Mercaderías	674.240	872.084
Suministros para la producción	<b>16.384.589</b>	<b>16.060.887</b>
Petróleo	11.989.166	13.602.708
Carbón	4.395.423	2.458.179
Otros inventarios (*)	58.838.676	78.124.926
<b>Total</b>	<b>75.897.505</b>	<b>95.057.897</b>
<b>Detalle de otros inventarios</b>		
<b>(*) Otros inventarios</b>	<b>58.838.676</b>	<b>78.124.926</b>
Repuestos	18.880.995	22.871.137
Materiales eléctricos	39.957.681	55.253.789

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 30 de junio de 2016 las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a M\$ 154.503.794 (M\$ 110.649.904 al 30 de junio de 2015). Ver Nota 25.

Al 30 de junio de 2016 y 2015, no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

### 11. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al	
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Pagos provisionales mensuales (*)	59.512.334	45.274.710
Crédito por utilidades absorbidas	25.435.195	47.244
Créditos por gastos de capacitación	5.000	80.000
Otros	2.770.337	2.052.634
<b>Total</b>	<b>87.722.866</b>	<b>47.454.588</b>

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

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es la siguiente:

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Impuesto a la renta	68.867.984	142.607.960
<b>Total</b>	<b>68.867.984</b>	<b>142.607.960</b>

## 12. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.

### 12.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación

- a. A continuación se presenta un detalle de las sociedades participadas por el Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante los períodos terminados el 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015:

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 30/06/2016	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	Saldo al 30/06/2016
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	22,22%	243.409	-	(220.237)	-	(29.394)	-	6.222	-	-	-
Extranjera	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	50,00%	15.027	-	16.090	-	(18.008)	-	-	13.109	-	13.109
Extranjera	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso argentino	25,60%	623.075	-	377.890	(504.174)	(109.058)	-	-	387.733	-	387.733
Extranjera	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso argentino	25,60%	573.257	-	305.339	(465.976)	(96.903)	-	-	315.717	-	315.717
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	40,90%	11.209	-	-	-	(2.137)	-	-	9.072	-	9.072
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Negocio Conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%	29.494.468	-	1.108.676	(269.231)	445.430	(263.281)	-	30.516.062	-	30.516.062
<b>TOTALES</b>						<b>30.960.445</b>	<b>-</b>	<b>1.587.758</b>	<b>(1.239.381)</b>	<b>189.930</b>	<b>(263.281)</b>	<b>6.222</b>	<b>31.241.693</b>	<b>-</b>	<b>31.241.693</b>

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2015	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida) (1)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado Integral	Otros incrementos (decrementos)	Saldo al 31/12/2015	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	Saldo al 31/12/2015
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	22,22%	453.015	-	(132.598)	-	(77.008)	-	-	243.409	-	243.409
Extranjera	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	50,00%	19.657	-	34.434	-	(39.064)	-	-	15.027	-	15.027
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Negocio Conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%	32.795.615	-	752.621	-	(4.079.210)	25.442	-	29.494.468	-	29.494.468
Extranjera	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso argentino	25,60%	-	9.127	1.415.471	(619.792)	(181.731)	-	-	623.075	-	623.075
Extranjera	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso argentino	25,60%	-	9.127	1.263.043	(531.712)	(167.201)	-	-	573.257	-	573.257
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	40,90%	-	14.509	-	-	(3.300)	-	-	11.209	-	11.209
96.806.130-5	Electrogas S.A. (2)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	10.777.659	-	5.121.427	(4.398.423)	1.120.075	(577.862)	-	12.042.876	(12.042.876)	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (2)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	15.198.935	-	4.534.344	(4.449.179)	1.852.923	-	-	17.137.023	(17.137.023)	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A. (2)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	1.818.168	-	495.389	-	348.472	-	-	2.662.029	(2.662.029)	-
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,00%	6.144.557	2.550.000	(2.414.264)	-	-	-	-	6.280.293	(6.280.293)	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	6.426.004	-	1.168.149	-	-	-	-	7.594.153	(7.594.153)	-
<b>TOTALES</b>						<b>73.633.610</b>	<b>2.582.763</b>	<b>12.238.016</b>	<b>(9.999.106)</b>	<b>(1.226.044)</b>	<b>(552.420)</b>	<b>-</b>	<b>76.676.819</b>	<b>(45.716.374)</b>	<b>30.960.445</b>

- (1) La participación en ganancia (pérdida) correspondiente a las Operaciones Continuas fue de M\$2.772.325 al 30 de junio de 2015 y M\$ 3.332.971 al 31 de diciembre de 2015.
- (2) Al 31 de diciembre de 2015, estas inversiones en asociadas fueron traspasadas a activos mantenidos para distribuir a los propietarios. Con fecha 1 de marzo de 2016, estas inversiones dejaron de pertenecer al Grupo (ver Nota 5.1).

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 junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	30 de junio de 2016									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral M\$
Yacylec S.A.	22,22%	895.137	121.662	1.017.747	27.052	475.160	(1.466.327)	(991.167)	(29.394)	(1.020.561)

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2015									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral M\$
GNL Chile S.A. (*)	33,33%	73.289.529	19.843.392	59.207.958	25.938.077	655.759.390	(654.273.074)	1.486.316	1.045.519	2.531.835
GNL Quintero S.A. (*)	20,00%	154.169.202	679.246.875	22.104.679	725.626.283	130.540.774	(107.869.054)	22.671.720	9.264.617	31.936.337
Electrogas S.A. (*)	42,50%	9.800.478	46.815.192	12.191.561	16.087.931	23.546.048	(10.624.229)	12.921.819	1.275.795	14.197.614
Yacylec S.A.	22,22%	1.810.275	193.569	868.193	40.198	1.377.810	(1.974.559)	(596.749)	(346.568)	(943.317)

(\*) Al 31 de diciembre de 2015, estas inversiones en asociadas fueron traspasadas a activos mantenidos para distribuir a los propietarios. Con fecha 1 de marzo de 2016, estas inversiones dejaron de pertenecer al Grupo (ver Nota 5.1)

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 junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 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.	
	51,0%	51,0%	50,0%	50,0%	48,997%	48,997%
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Total de Activos corrientes	-	502.938	-	5.336.516	17.069.745	14.988.328
Total de Activos no corrientes	-	15.159.321	-	12.148.544	129.579.833	127.123.136
Total de Pasivos corrientes	-	3.290.947	-	466.485	15.696.386	16.616.178
Total de Pasivos no corrientes	-	56.685	-	1.830.272	58.536.482	55.374.521
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	428.440	-	4.884.645	4.351.902	2.789.518
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	-	-	812.849	1.081.545
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	-	26.419.869	23.230.972
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	-	2.852.803	43.669.064	86.666.633
Gasto por depreciación y amortización	-	-	-	(748.171)	(3.702.140)	(8.773.063)
Pérdidas por deterioro de valor	-	-	-	-	-	-
Ingresos procedentes de intereses	-	20.009	-	1.678.801	400.024	633.204
Gastos por intereses	-	-	-	-	(1.718.880)	(3.100.381)
Gasto por impuestos a las ganancias	-	(8.586)	-	(679.715)	(2.449.100)	(5.237.742)
<b>Ganancia (pérdida)</b>	-	<b>(4.733.482)</b>	-	<b>2.336.297</b>	<b>2.746.742</b>	<b>1.926.420</b>
Otro resultado integral	-	-	-	-	371.755	(8.273.502)
<b>Resultado integral</b>	-	<b>(4.733.482)</b>	-	<b>2.336.297</b>	<b>3.118.497</b>	<b>(6.347.082)</b>

(\*) Al 31 de diciembre de 2015, estas inversiones en negocios conjuntos fueron traspasadas a activos mantenidos para distribuir a los propietarios. Con fecha 1 de marzo de 2016, estas inversiones dejaron de pertenecer al Grupo (ver Nota 5.1).

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.

### 13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

Activos intangibles	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
<b>Activos Intangibles netos</b>	<b>1.153.454.168</b>	<b>981.399.272</b>
Servidumbre y Derechos de Agua	28.453.135	27.572.798
Concesiones Neto (1) (*)	1.074.303.633	905.374.088
Costos de Desarrollo	16.705.689	17.805.648
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	5.293.838	2.431.516
Programas Informáticos	17.951.950	28.105.416
Otros Activos Intangibles Identificables	10.745.923	109.806

Activos intangibles	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
<b>Activos Intangibles bruto</b>	<b>2.258.336.985</b>	<b>1.943.902.048</b>
Servidumbre y Derechos de Agua	38.162.707	36.770.284
Concesiones	2.095.223.792	1.788.421.395
Costos de Desarrollo	25.182.410	26.126.552
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	14.584.158	11.285.432
Programas Informáticos	72.645.716	79.169.384
Otros Activos Intangibles Identificables	12.538.202	2.129.001

Activos intangibles	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
<b>Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor</b>	<b>(1.104.882.817)</b>	<b>(962.502.776)</b>
<b>Activos Intangibles Identificables</b>	<b>(1.104.882.817)</b>	<b>(962.502.776)</b>
Servidumbre y Derechos de Agua	(9.709.572)	(9.197.486)
Concesiones	(1.020.920.159)	(883.047.307)
Costos de Desarrollo	(8.476.721)	(8.320.904)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(9.290.320)	(8.853.916)
Programas Informáticos	(54.693.766)	(51.063.968)
Otros Activos Intangibles Identificables	(1.792.279)	(2.019.195)

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

Empresa titular de la concesión	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Ampla Energia e Serviços S.A. (Distribución)	646.773.970	543.414.668
Companhia Energetica do Ceara S.A. (Distribución)	427.529.663	361.959.420
<b>TOTAL</b>	<b>1.074.303.633</b>	<b>905.374.088</b>

(\*) Ver nota 3c.1)

La composición y movimientos de los activos intangibles durante el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, han sido los siguientes:

### 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
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Saldo Inicial al 01/01/2016</b>	17.805.648	27.572.798	905.374.088	2.431.516	28.105.416	109.806	981.399.272
<b>Movimientos en activos intangibles identificables</b>							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	668.190	1.493.069	105.342.334	3.052.939	1.170.795	1.666.327	113.393.654
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(317.653)	(50.144)	133.267.867	107.037	(188.957)	316.836	133.134.986
Amortización (1)	(41.251)	(562.588)	(36.208.960)	(305.190)	(2.584.996)	-	(39.702.985)
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>	<b>(64.449)</b>	<b>-</b>	<b>(25.198.390)</b>	<b>7.536</b>	<b>(8.550.308)</b>	<b>8.716.556</b>	<b>(25.089.055)</b>
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(64.449)	-	-	7.536	(8.550.308)	8.607.221	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios (3)	-	-	(25.198.390)	-	-	109.335	(25.089.055)
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	<b>(1.344.796)</b>	<b>-</b>	<b>(8.273.306)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(63.602)</b>	<b>(9.681.704)</b>
Disposiciones	(1.344.796)	-	(8.273.306)	-	-	(63.602)	(9.681.704)
Retiros de servicio	-	-	-	-	-	-	-
Otros incrementos (disminuciones)	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total movimientos en activos intangibles identificables</b>	<b>(1.099.959)</b>	<b>880.337</b>	<b>168.929.545</b>	<b>2.862.322</b>	<b>(10.153.466)</b>	<b>10.636.117</b>	<b>172.054.896</b>
<b>Saldo Final Activos Intangibles al 30/06/2016</b>	<b>16.705.689</b>	<b>28.453.135</b>	<b>1.074.303.633</b>	<b>5.293.838</b>	<b>17.951.950</b>	<b>10.745.923</b>	<b>1.153.454.168</b>

### Período 2015

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
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Saldo inicial al 01/01/2015</b>	14.833.312	44.841.692	1.055.986.162	2.206.341	49.549.321	795.228	1.168.212.056
<b>Movimientos en activos intangibles identificables</b>							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	5.588.626	317.865	230.687.290	1.208.396	19.091.097	-	256.893.274
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(540.471)	(2.335.864)	(236.814.024)	(303.835)	(3.107.703)	15.908	(243.085.989)
Amortización (1)	(36.351)	(1.152.144)	(74.777.866)	(780.678)	(9.285.111)	(20.145)	(86.052.295)
Pérdida por deterioro de valor reconocidas en el resultado del período (1)	-	-	-	-	-	-	-
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>	<b>(1.090.419)</b>	<b>556.721</b>	<b>(62.920.004)</b>	<b>101.292</b>	<b>(264.122)</b>	<b>(201.424)</b>	<b>(63.817.956)</b>
Incrementos (disminuciones) por transferencias	38.538	556.721	-	101.292	(139.831)	(556.720)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(1.128.957)	-	(62.920.004)	-	(124.291)	355.296	(63.817.956)
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	<b>(949.049)</b>	<b>(80.001)</b>	<b>(6.787.470)</b>	<b>-</b>	<b>(53.972)</b>	<b>-</b>	<b>(7.870.492)</b>
Disposiciones	-	-	-	-	-	-	-
Retiros de servicio	(949.049)	(80.001)	(6.787.470)	-	(53.972)	-	(7.870.492)
<b>Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios (2)</b>	<b>-</b>	<b>(14.575.471)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(27.824.094)</b>	<b>(479.761)</b>	<b>(42.879.326)</b>
<b>Total movimientos en activos intangibles identificables</b>	<b>2.972.336</b>	<b>(17.268.894)</b>	<b>(150.612.074)</b>	<b>225.175</b>	<b>(21.443.905)</b>	<b>(685.422)</b>	<b>(186.812.784)</b>
<b>Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2015</b>	<b>17.805.648</b>	<b>27.572.798</b>	<b>905.374.088</b>	<b>2.431.516</b>	<b>28.105.416</b>	<b>109.806</b>	<b>981.399.272</b>

(1) Ver Nota 27.

(2) Ver Nota 5.1.II.i.

(3) Corresponde principalmente al traspaso al rubro activos financieros durante el período 2016 de nuestras filiales Ampla y Coelce, en conformidad con lo establecido en CINIIF 12.

Las principales adiciones a activos intangibles provienen principalmente de Ampla y Coelce 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 3.c.1). Las adiciones de activos intangibles por el período terminado al 30 de junio de 2016 fueron de M\$113.393.654.

Al 31 de diciembre de 2015, las adiciones relacionadas con las operaciones continuadas ascendieron a M\$ 246.286.301. Por otra parte, la amortización de activos intangibles relacionada con las Operaciones Continuas ascendió a M\$ 38.108.731, por el período de seis meses terminado al 30 de junio de 2015 (Ver Nota 27).

Durante los períodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2016 y 2015, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso en el rubro de concesiones de acuerdo a CINIIF 12 por un monto de M\$ 7.317.184 y M\$ 5.439.738, respectivamente, los cuales corresponden en su totalidad a Operaciones Continuas.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrado al 30 de junio de 2016 y al 31 de diciembre de 2015 (Ver Nota 3.d).

Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, la Sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

## 14. PLUSVALÍA.

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía (fondos de comercio) por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial 01/01/2015 M\$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios M\$ (1)	Saldo Final 31/12/2015 M\$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 30/06/2016 M\$
Ampla Energia e Serviços S.A.	Ampla Energia e Serviços S.A.	194.647.043	(42.267.975)	-	152.379.068	21.829.098	174.208.166
Empresa Eléctrica de Colina Ltda. (*)	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	2.240.478	-	(2.240.478)	-	-	-
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	11.045.731	(1.357.767)	-	9.687.964	134.699	9.822.663
Hidroeléctrica el Chocón S.A.	Hidroeléctrica el Chocón S.A.	7.622.438	(1.799.525)	-	5.822.913	(1.110.425)	4.712.488
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (*)	Generación Chile	4.656.105	-	(4.656.105)	-	-	-
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	46.881.632	1.249.194	-	48.130.826	(1.638.255)	46.492.571
Cachoeira Dourada S.A.	Cachoeira Dourada S.A.	71.372.291	(15.498.627)	-	55.873.664	8.004.195	63.877.859
Edegel S.A.A	Edegel S.A.A	88.241.039	2.351.245	-	90.592.284	(3.083.539)	87.508.745
Emgesa S.A. E.S.P.	Emgesa S.A. E.S.P.	4.886.065	(600.606)	-	4.285.459	59.584	4.345.043
Chilectra S.A. (*)	Chilectra S.A.	128.374.362	-	(128.374.362)	-	-	-
Empresa Nacional de Electricidad S.A. (*)	Generación Chile	731.782.459	-	(731.782.459)	-	-	-
Inversiones Distrilima S.A.	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	13.944	372	-	14.316	(487)	13.829
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	906.166	(196.776)	-	709.390	101.624	811.014
Compañía Energética Do Ceará S.A.	Compañía Energética Do Ceará S.A.	97.979.623	(21.276.460)	-	76.703.163	10.988.129	87.691.292
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (*)	Inversiones Gasatacama Holding	20.204.251	-	(20.204.251)	-	-	-
<b>Total</b>		<b>1.410.853.627</b>	<b>(79.396.925)</b>	<b>(887.257.655)</b>	<b>444.199.047</b>	<b>35.284.623</b>	<b>479.483.670</b>

(\*) Operaciones discontinuadas. Con fecha 1 de marzo de 2016, estas compañías dejaron de pertenecer al Grupo (ver Nota 5.1.II.i)

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 junio de 2016 (Ver Nota 3.d).

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

### 1.- Ampla Energia e Serviços S.A.

Con fecha 20 de Noviembre de 1996, Enersis Américas S.A. y Chilectra S.A., en conjunto con Endesa, S.A. y Electricidad de Portugal adquirieron el control de la sociedad Cerj S.A. (hoy Ampla Energía) del estado de Río de Janeiro en Brasil. Enersis Américas S.A. y Chilectra 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, Enersis Américas S.A. y Chilectra S.A. compraron el 18,5% alcanzando un total de 60,5% directa e indirectamente.

### 2.- Compañía Energética Do Ceará S.A. (Coelce)

Entre los años 1998 y 1999, Enersis Américas S.A. y Chilectra S.A., en conjunto con Endesa, S.A., adquirieron la Compañía de Distribución Eléctrica del Estado de Ceará (Coelce) 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, Enersis Américas S.A. y Chilectra 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.- Hidroeléctrica el Chocón S.A.

Con fecha 31 de agosto del año 1993, Endesa Chile se adjudicó el 59% de la propiedad de Hidroeléctrica el Chocón en licitación pública internacional convocada por el Gobierno Argentino.

### 5.- Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.

Con fecha 15 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima, Enersis Américas S.A. adquirió un 24% de participación adicional del capital social de Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A. (Edelnor).

#### 6.- Cachoeira Dourada S.A.

Con fecha 05 de Septiembre del año 1997, nuestra filial Endesa Chile se adjudicó el 79% de la sociedad Cachoeira Dourada S.A. en el estado de Goias, por llamado a licitación pública del Gobierno Brasileño.

#### 7.- Edegel S.A.A.

Con fecha 09 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima (Perú), nuestra filial Endesa Chile adquirió un 29,3974% de participación adicional del capital social de Edegel S.A.

#### 8.- Emgesa S.A. E.S.P.

Con fecha 23 de octubre del año 1997 nuestra filial Endesa Chile adquirió en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de la Emgesa S.A.E.S.P. en Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

### 15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

A continuación se presentan los saldos de las propiedades, planta y equipo al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30-06-2016	31-12-2015
	M\$	M\$
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Neto</b>	<b>5.024.807.458</b>	<b>5.003.566.633</b>
Construcción en Curso	618.826.143	607.250.238
Terrenos	101.190.499	100.503.005
Edificios	64.522.065	71.001.964
Planta y Equipo	4.068.080.987	4.055.483.055
Instalaciones Fijas y Accesorios	84.733.338	75.919.162
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	87.454.426	93.409.209

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30-06-2016	31-12-2015
	M\$	M\$
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Bruto</b>	<b>8.226.712.818</b>	<b>8.112.003.524</b>
Construcción en Curso	618.826.143	607.250.238
Terrenos	101.190.499	100.503.005
Edificios	121.465.105	124.231.301
Planta y Equipo	7.079.266.102	6.986.028.809
Instalaciones Fijas y Accesorios	190.125.818	174.119.689
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	115.839.151	119.870.482

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30-06-2016	31-12-2015
	M\$	M\$
<b>Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo</b>	<b>(3.201.905.360)</b>	<b>(3.108.436.891)</b>
Edificios	(56.943.040)	(53.229.337)
Planta y Equipo	(3.011.185.115)	(2.930.545.754)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(105.392.480)	(98.200.527)
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	(28.384.725)	(26.461.273)



La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2016 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015, han sido los siguientes:

Movimientos período 2016		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2016</b>		607.250.238	100.503.005	71.001.964	4.055.483.055	75.919.162	93.409.209	5.003.566.633
Movimientos	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	231.331.864	84.900	34.745	6.704.096	848.101	-	239.003.706
	Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(49.353.613)	290.418	(833.237)	(50.698.553)	4.700.815	(3.119.417)	(99.013.587)
	Depreciación (1)	-	-	(1.344.267)	(107.624.485)	(4.927.764)	(2.819.138)	(116.715.654)
	Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (1)	-	-	-	-	-	-	-
	<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>	<b>(169.786.058)</b>	<b>312.179</b>	<b>(4.336.960)</b>	<b>166.281.994</b>	<b>7.528.845</b>	-	-
	Incrementos (disminuciones) por transferencias	(169.786.058)	312.179	(4.336.960)	166.281.994	7.528.845	-	-
	Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(169.786.058)	312.179	(4.336.960)	166.281.994	7.528.845	-	-
	Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	-
	<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	<b>(59.791)</b>	<b>(3)</b>	<b>(180)</b>	<b>(2.183.225)</b>	<b>(73.117)</b>	<b>(16.228)</b>	<b>(2.332.544)</b>
	Disposiciones	(59.791)	(3)	(180)	(2.183.225)	(73.117)	(16.228)	(2.332.544)
	Retiros	(59.791)	(3)	(180)	(2.183.225)	(73.117)	(16.228)	(2.332.544)
	Otros incrementos (disminución)	(556.497)	-	-	118.105	737.296	-	298.904
	<b>Total movimientos</b>	<b>11.575.905</b>	<b>687.494</b>	<b>(6.479.899)</b>	<b>12.597.932</b>	<b>8.814.176</b>	<b>(5.954.783)</b>	<b>21.240.825</b>
<b>Saldo final al 30 de junio de 2016</b>		<b>618.826.143</b>	<b>101.190.499</b>	<b>64.522.065</b>	<b>4.068.080.987</b>	<b>84.733.338</b>	<b>87.454.426</b>	<b>5.024.807.458</b>

Movimientos año 2015		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2015</b>		1.735.117.241	106.233.186	81.981.704	6.097.991.766	96.320.714	116.571.108	8.234.215.719
Movimientos	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	1.068.754.499	48.234.359	(702.915)	3.400.169	11.053.860	1.108.095	1.131.848.067
	Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(156.856.597)	(7.426.335)	(11.054.890)	(391.213.355)	(11.521.067)	2.429.439	(575.642.805)
	Depreciación (1)	-	-	(4.818.708)	(364.968.158)	(16.893.517)	(6.749.401)	(393.429.784)
	Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (1)	(2.522.445)	-	-	12.655.608	-	-	10.133.163
	<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>	<b>(1.412.625.340)</b>	<b>21.088.932</b>	<b>19.204.944</b>	<b>1.367.821.944</b>	<b>35.491.552</b>	<b>278.467</b>	<b>31.260.499</b>
	Incrementos (disminuciones) por transferencias	(1.412.281.354)	11.060.086	14.938.905	1.377.186.537	12.022.038	(2.926.212)	-
	Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(1.412.281.354)	11.060.086	14.938.905	1.377.186.537	12.022.038	(2.926.212)	-
	Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(343.986)	10.028.846	4.266.039	(9.364.593)	23.469.514	3.204.679	31.260.499
	<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	<b>(3.410.468)</b>	<b>(713.987)</b>	<b>(679)</b>	<b>(1.235.840)</b>	<b>(278.404)</b>	<b>(11.051)</b>	<b>(5.650.429)</b>
	Disposiciones	(3.410.468)	(713.987)	(679)	(1.235.840)	(278.404)	(11.051)	(5.650.429)
	Retiros	(3.410.468)	(713.987)	(679)	(1.235.840)	(278.404)	(11.051)	(5.650.429)
	Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios (2)	(621.206.652)	(66.913.150)	(13.607.492)	(2.668.969.079)	(38.253.976)	(20.217.448)	(3.429.167.797)
	<b>Total movimientos</b>	<b>(1.127.867.003)</b>	<b>(5.730.181)</b>	<b>(10.979.740)</b>	<b>(2.042.508.711)</b>	<b>(20.401.552)</b>	<b>(23.161.899)</b>	<b>(3.230.649.086)</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2015</b>		<b>607.250.238</b>	<b>100.503.005</b>	<b>71.001.964</b>	<b>4.055.483.055</b>	<b>75.919.162</b>	<b>93.409.209</b>	<b>5.003.566.633</b>

(1) Ver Nota 27.

(2) Ver Nota 5.1.II.i.

## Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

### a) Principales inversiones

Las principales adiciones a propiedad, planta y equipo son las inversiones en plantas en funcionamiento y los nuevos proyectos por M\$ 239.003.706 al 30 de junio de 2016 (M\$ 1.131.848.067 al 31 de diciembre 2015). En el negocio de generación destacan las inversiones en centrales de ciclo combinado en las filiales Edegel, Emgesa y Central Costanera que implicaron adiciones al 30 de junio de 2016 por M\$41.726.972 (Al 31 de diciembre 2015 destacan las inversiones a central hidráulica de El Quimbo en Colombia (400 MW) por M\$ 287.285.701), 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 M\$ 136.190.163 al 30 de junio de 2016 (M\$ 437.227.477 al 31 de diciembre 2015).

Las adiciones a propiedad, planta y equipo relacionadas con las operaciones continuadas al 31 de diciembre de 2015 ascienden a M\$ 864.703.125. Por otra parte, la depreciación de propiedad, planta y equipo relacionada con las operaciones continuadas ascendió a M\$ 120.299.713 por el período de seis meses terminados el 30 de junio de 2015 (Ver Nota 27).

### b) Costos capitalizados

#### b.1) Gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los períodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2016 y 2015 ascendió a M\$ 15.427.814 y M\$ 36.614.401, respectivamente (Ver Nota 30). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 30,99% al 30 de junio de 2016 (43,65% al 31 de diciembre de 2015).

## 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 de seis meses terminados el 30 de junio de 2016 y 2015 ascendió a M\$ 21.039.527 y M\$ 25.930.478, respectivamente.

## c) Arrendamiento financiero

Al 30 de junio de 2016, las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$ 87.454.426 correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero (M\$ 113.626.656 al 31 de diciembre de 2015, de los cuales M\$ 93.409.209 correspondían a Operaciones Continuas).

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

	30-06-2016			31-12-2015		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	31.916.167	2.333.865	29.582.302	23.011.723	3.343.287	19.668.436
Entre un año y cinco años	55.737.525	4.554.882	51.182.643	44.954.548	5.582.380	39.372.168
Más de cinco años	-	-	-	19.822.444	524.712	19.297.732
<b>Total</b>	<b>87.653.692</b>	<b>6.888.747</b>	<b>80.764.945</b>	<b>87.788.715</b>	<b>9.450.379</b>	<b>78.338.336</b>

Los activos en leasing de las operaciones continuadas, provienen principalmente de:

1. Edegel S.A.: corresponde a los 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 junio de 2016.

Asimismo, la empresa cuenta con 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%. El importe en libros de estos activos en leasing alcanzan a M\$ 31.175.297 al 30 de junio de 2016 (M\$ 33.533.825 al 31 de diciembre de 2015).

Los activos en Leasing de las operaciones discontinuadas al 31 de diciembre de 2015, provienen principalmente de:

1. Endesa Chile S.A.: corresponde a un contrato por Líneas e Instalaciones de Transmisión Eléctrica (Ralco-Charrúa 2X220 KV), efectuado entre la Empresa y Abengoa Chile S.A. Dicho contrato tiene una duración de 20 años y devenga intereses a una tasa anual de 6,5%. El importe en libros de estos activos en leasing fue de M\$ 20.217.448 al 31 de diciembre de 2015.

## d) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados por los períodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2016 y 2015 incluyen M\$ 5.767.315 y M\$ 4.774.889, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados períodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos fijos en explotación.

Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	30-06-2016	31-12-2015
	M\$	M\$
Menor a un año	13.302.367	15.050.043
Entre un año y cinco años	18.356.386	21.988.822
Más de cinco años	9.658.577	8.565.963
<b>Total</b>	<b>41.317.330</b>	<b>45.604.828</b>

## e) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 30 de junio de 2016 compromisos de adquisición de bienes de activo fijo por M\$ 369.074.939 (M\$ 462.845.826 al 31 de diciembre de 2015, del cual M\$ 164.998.373 correspondían a Operaciones Continuas).

ii) Al 30 de junio de 2016, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M\$ 8.113.033 (M\$ 13.903.028 al 31 de diciembre de 2015, los cuales correspondían en su totalidad a Operaciones Continuas). (Ver Nota 32.1).

iii) La Sociedad y sus filiales extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000 (M\$735.500.463) para el caso de las generadoras y de MM€\$50 (M\$36.775.023) para las distribuidoras, incluyéndose por estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Adicionalmente la empresa cuenta con seguros de Responsabilidad Civil para enfrentar demandas de terceros por un límite de MM€500 (M\$367.750.231). 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, Enersis Américas registró una pérdida por deterioro relacionada a las Propiedades, Plantas y Equipos de Empresa Distribuidora Sur S.A. Al 30 de junio de 2016, el monto registrado es por M\$ 40.342.356 (ver nota 3.d).

v) En el mes de noviembre del año 2010, el Grupo firmó el contrato CEQ-21 con el Consorcio Impregilo – Obrascon Huarte Lain (OHL), el cual tenía por objeto la construcción de las obras civiles principales del proyecto hidroeléctrico El Quimbo; al 30 de junio de 2016 la mayoría de las obras relevantes de dicho contrato se encuentran ejecutadas y en proceso de análisis, revisión y verificación de todos los asuntos inherentes a lo pactado en el contrato, especialmente lo referente a la recepción definitiva de las obras, para posteriormente iniciar el proceso de liquidación final del mismo.

Dentro de la revisión y análisis referidos y bajo el marco general del contrato, el Grupo se encuentra verificando el cumplimiento de una serie de hitos contractuales (de obligatorio cumplimiento para el Contratista Consorcio Impregilo-OHL), y cuyo incumplimiento acarrea la aplicación de multas o apremios, sin perjuicio de asuntos futuros adicionales que puedan surgir dentro de la liquidación final del contrato. Dentro de estos Hitos en análisis, se encuentra el número 15 pactado en el contrato: “termino de las obras”: Este término fue pactado para el día 15 de octubre de 2015; pero teniendo en cuenta que el 15 de abril de 2016 se emitió el Certificado de Recepción Provisional, en total se generó un atraso de 183 días y un posible descuento al contratista tasado en M\$ Col 83.849.329 (M\$19.008.130), aproximadamente.; lo que equivale al 10% del valor del contrato (menos otros descuentos ya aplicados), monto límite para ejecutar descuentos en el Contrato.

Así mismo, el contrato también establece un margen de variación para las cantidades acordadas en el mismo, como se define en la cláusula:

- a.) Si la cantidad de obra efectivamente ejecutada es menor que la cantidad señalada en el cuadro de precios, se le pagará al contratista, por concepto de ajuste al precio del contrato, un valor adicional equivalente a la parte proporcional correspondiente a costos indirectos y gastos generales no recuperados por la cantidad de obra comprendida entre la cantidad real ejecutada y el ochenta y cinco por ciento (85%) de la cantidad señalada en el cuadro de precios.
- b.) Si la cantidad de obra efectivamente ejecutada es mayor que la cantidad del cuadro de precios, se disminuirá el precio correspondiente al volumen de obra que sobrepase el 115% de la cantidad del cuadro de precios, de tal modo que el contratista perciba por la obra ejecutada en exceso los costos directos recargados en el porcentaje de utilidades del ítem no deberán considerarse gastos generales ni costos indirectos, excepto los que claramente correspondan a la provisión de la planta de construcción adicional necesaria.

En concordancia con lo anterior, el Grupo se encuentra analizando las actividades relacionadas con el contrato, identificando variaciones importantes en cantidades de obra (VICO) que de acuerdo con lo pactado generarían un descuento que se debe aplicar al contratista por valor de M\$ Col 1.057.137 (M\$ 239.346) aproximadamente.

Por otra parte, al 31 de diciembre de 2015, el Consorcio Impregilo OHL presentó ante el Grupo ocho reclamaciones por M\$ Col 147.685.420 (M\$ 33.479.381) monto que incluye costos financieros y supuestos sobrecostos generados en temas como descapote, cambios en referencias de materiales para los rellenos de presa y dique auxiliar, hallazgos arqueológicos, consecución de personal calificado y variaciones por volatilidad de la tasa de cambio. El Grupo de acuerdo con el análisis técnico y jurídico realizado a cada una de las reclamaciones, considera que estas no proceden por cuanto no se encuentran especificadas en el alcance del contrato, no obtuvieron la autorización requerida por el Grupo (consignada en el contrato) y por estar incluidos (acordados y liquidados) en el addendum 13. En 2016 el contratista presentó dos nuevas reclamaciones por M\$ Col 3.086.026 (M\$ 699.583) y la actualización de los costos financieros de las reclamaciones del 2015 y 2016 por M\$ Col 17.995.403 (M\$ 4.079.448)

Adicionalmente, al 30 de junio de 2016, el contratista ha presentado 83 notificaciones de órdenes de cambio (NOC) por valor de M\$ Col 31.307.842 (M\$ 7.097.296). Del análisis preliminar de las mismas, el Grupo registró en los estados financieros un valor de M\$ Col 8.425.765 (M\$ 1.910.069). El monto diferencial, corresponde a costos que no están bajo la responsabilidad del Grupo o se encuentran reconocidas en el addendum 12 por cuya razón fueron rechazadas, y el Grupo no ha sido considerado su reconocimiento.

## 16. IMPUESTO A LAS GANANCIAS

### a) Impuesto a las ganancias

A continuación se presentan los componentes del impuesto a la renta registrado en el Estado de Resultados Integrales Consolidados, correspondiente a los períodos terminados al 30 de junio de 2016 y 2015:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	Saldo al	
	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(170.796.099)	(152.145.802)
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)	8.862.016	9.197.247
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	(335.417)	(2.727.775)
(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	801.608	(2.269.182)
<b>Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente</b>	<b>(161.467.892)</b>	<b>(147.945.512)</b>
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	168.241	(35.057.634)
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	-	-
Otros componentes del gasto (ingreso) por impuestos diferido	-	-
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	49.005	320.038
<b>Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos</b>	<b>217.246</b>	<b>(34.737.596)</b>
<b>Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas</b>	<b>(161.250.646)</b>	<b>(182.683.107)</b>

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo 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 terminados al 30 de junio de 2016 y 2015:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	30-06-2016 M\$	Tasa	30-06-2015 M\$
<b>RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS</b>		<b>513.649.098</b>		<b>546.465.301</b>
<b>Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable</b>	<b>(24,00%)</b>	<b>(123.275.783)</b>	<b>(22,50%)</b>	<b>(122.954.693)</b>
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(12,06%)	(61.952.592)	(13,00%)	(71.052.950)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	5,98%	30.704.067	8,24%	45.032.935
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(18,60%)	(95.513.607)	(6,15%)	(33.630.453)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas		-		-
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	(0,07%)	(335.417)	(0,50%)	(2.727.775)
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	0,01%	49.005	0,06%	320.038
Corrección monetaria tributaria (Inversiones en empresas del grupo, asociadas y negocios conjuntos y patrimonio)	17,34%	89.073.681	0,43%	2.329.791
<b>Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables</b>	<b>(7,39%)</b>	<b>(37.974.863)</b>	<b>(10,93%)</b>	<b>(59.728.414)</b>
<b>(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas</b>	<b>(31,39%)</b>	<b>(161.250.646)</b>	<b>(33,43%)</b>	<b>(182.683.107)</b>

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas a continuación.

**b) Impuestos diferidos**

El origen y movimientos de los activos y pasivos por impuestos diferidos registrados al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Impuestos diferidos de Activos	Impuestos diferidos de Activos relativos a							Impuestos Diferidos de Activos
	Depreciaciones Acumuladas	Amortizaciones Acumuladas	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Pérdidas fiscales	Otros	
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2016</b>	25.177.794	5.633.434	27.413.705	34.004.449	15.734.754	-	1.360.887	<b>109.325.023</b>
Movimientos								
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(1.086.721)	(294.225)	11.842.712	(144.044)	11.080.322	60.489	8.129.363	<b>29.587.896</b>
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-	-	2.853.168	(288.198)	-	-	<b>2.564.970</b>
Diferencia de conversión de moneda extranjera	1.636.049	783.209	2.921.092	4.922.987	623.306	-	(115.718)	<b>10.770.925</b>
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenido para distribuir a los propietarios (1)	-	-	(1.466.985)	(11.351)	1.093.066	(20.624)	19.849	<b>(386.045)</b>
Otros incrementos (decrementos)	(1.759.177)	56.274	(9.651.026)	(986.007)	(481.301)	20.624	(1.627.964)	<b>(14.428.577)</b>
<b>Saldo final al 30 de junio de 2016</b>	<b>23.967.945</b>	<b>6.178.692</b>	<b>31.059.498</b>	<b>40.639.202</b>	<b>27.761.949</b>	<b>60.489</b>	<b>7.766.417</b>	<b>137.434.192</b>

Impuestos diferidos de Activos	Impuestos diferidos de Activos relativos a							Impuestos Diferidos de Activos
	Depreciaciones Acumuladas	Amortizaciones Acumuladas	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Pérdidas fiscales	Otros	
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2015</b>	63.763.279	1.506.979	86.266.322	3.103.317	21.132.561	4.851.839	13.013.577	<b>193.637.874</b>
Movimientos								
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(1.969.882)	(620.212)	25.701.841	33.790.833	(4.316.990)	7.868.629	(42.100.049)	<b>18.354.170</b>
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-	-	6.338.161	806.915	-	-	<b>7.145.076</b>
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(7.116.721)	(1.860.738)	(5.404.662)	(9.206.928)	(339.940)	-	(863.778)	<b>(24.792.767)</b>
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenido para distribuir a los propietarios (1)	(4.982.473)	-	(2.687.490)	(422.929)	-	(12.720.468)	(1.503.949)	<b>(22.317.309)</b>
Otros incrementos (decrementos)	(24.516.409)	6.607.405	(76.462.306)	401.995	(1.547.792)	-	32.815.086	<b>(62.702.021)</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>25.177.794</b>	<b>5.633.434</b>	<b>27.413.705</b>	<b>34.004.449</b>	<b>15.734.754</b>	<b>-</b>	<b>1.360.887</b>	<b>109.325.023</b>

Impuestos diferidos de Pasivos	Impuestos diferidos de Pasivos relativos a							Impuestos Diferidos de Pasivos
	Depreciaciones Acumuladas	Amortizaciones Acumuladas	Provisiones	Contratos de moneda extranjera	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Otros	
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2016</b>	171.344.977	-	16.764	-	237	249.770	60.292.867	<b>231.904.615</b>
Movimientos								
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(300.307)	(337.781)	7.750.866	-	-	458.397	21.799.474	<b>29.370.649</b>
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-	-	-	-	(405.466)	-	<b>(405.466)</b>
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(5.732.549)	-	-	-	-	(8.908)	(7.704.685)	<b>(13.446.142)</b>
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenido para distribuir a los propietarios (1)	-	-	-	-	-	-	-	<b>-</b>
Otros incrementos (decrementos)	(2.979.205)	337.781	(7.750.866)	-	-	(19.491)	(10.322.135)	<b>(20.733.916)</b>
<b>Saldo final al 30 de junio de 2016</b>	<b>162.332.916</b>	<b>-</b>	<b>16.764</b>	<b>-</b>	<b>237</b>	<b>274.302</b>	<b>64.065.521</b>	<b>226.689.740</b>

Impuestos diferidos de Pasivos	Impuestos diferidos de Pasivos relativos a							Impuestos Diferidos de Pasivos
	Depreciaciones Acumuladas	Amortizaciones Acumuladas	Provisiones	Contratos de moneda extranjera	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Otros	
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2015</b>	427.881.352	-	41.553	-	16.499	163.063	50.259.017	<b>478.361.484</b>
Movimientos								
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	26.238.797	(712.025)	13.122.113	-	488.257	-	37.625.257	<b>76.762.399</b>
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-	-	-	(64.398)	147.605	(200.133)	<b>(116.926)</b>
Diferencia de conversión de moneda extranjera	4.395.448	-	(1)	-	65.061	5.424	(18.128.150)	<b>(13.662.218)</b>
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenido para distribuir a los propietarios (1)	(233.948.342)	-	(285.255)	-	(679)	-	(792.049)	<b>(235.026.325)</b>
Otros incrementos (decrementos)	(53.222.278)	712.025	(12.861.646)	-	(504.503)	(66.322)	(8.471.075)	<b>(74.413.799)</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>171.344.977</b>	<b>-</b>	<b>16.764</b>	<b>-</b>	<b>237</b>	<b>249.770</b>	<b>60.292.867</b>	<b>231.904.615</b>

(1) Ver nota 5.1.II.i.

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 cubren lo necesario para recuperar estos activos.

a. Al 30 de junio de 2016, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 13.917.715 (M\$ 20.342.024 al 31 de diciembre de 2015). Ver nota 3.o.

En relación con las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en filiales y en determinados negocios conjuntos, el Grupo Enersis 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 junio de 2016 asciende a M\$ 1.176.162.486 (M\$ 1.835.600.705 al 31 de diciembre de 2015, de los cuales M\$ 979.972.151 corresponden a operaciones continuadas). 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 junio de 2016, dichas

diferencias temporarias deducibles ascienden a M\$ 2.734.879.793 (M\$ 3.162.552.465 al 31 diciembre de 2015, de los cuales M\$ 2.700.619.169 corresponden a operaciones continuadas).

Adicionalmente, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles, las cuales al 30 de junio de 2016 ascienden a M\$ 57.695.359 (M\$ 57.311.886 al 31 de diciembre de 2015, monto que en su totalidad correspondían a operaciones continuadas). 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	2008-2015
Argentina	2008-2015
Brasil	2010-2015
Colombia	2012-2014
Perú	2010-2014

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 seis meses terminados el 30 de junio de 2016 y 2015:

Efectos por Impuestos a las Ganancias de los Componentes de Otros Resultados Integrales	30 de junio de 2016			30 de junio de 2015		
	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos Financieros Disponibles para la Venta	850.653	-	850.653	(567.731)	(1.031)	(568.762)
Cobertura de Flujo de Caja	23.099.625	(6.023.539)	17.076.086	(48.275.415)	12.820.167	(35.455.248)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	(14.085.388)	-	(14.085.388)	147.178	-	147.178
Diferencias de cambio por conversión	180.792.987	-	180.792.987	(243.173.564)	-	(243.173.564)
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	(8.688.325)	2.965.488	(5.722.837)	-	-	-
<b>Impuesto a las Ganancias Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio</b>	<b>181.969.552</b>	<b>(3.058.051)</b>	<b>178.911.501</b>	<b>(291.869.532)</b>	<b>12.819.136</b>	<b>(279.050.396)</b>

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales al 30 de junio de 2016 y 2015, es la siguiente:

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	30 de junio de 2016 M\$	30 de junio de 2015 M\$
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales Operaciones Continuadas	<b>2.970.436</b>	<b>581.680</b>
Impuestos corrientes sobre movimientos de reservas coberturas (hedge de ingresos y derivados)	(1.300.211)	2.265.454
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas en planes de beneficios definidos	(270.790)	-
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales de Operaciones Discontinuadas	(4.457.486)	9.972.002
<b>Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral</b>	<b>(3.058.051)</b>	<b>12.819.136</b>

## 17. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El saldo de otros pasivos financieros al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Otros pasivos financieros	30 de junio de 2016		31 de diciembre de 2015	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos que devengan intereses	722.494.115	1.949.927.411	617.276.453	1.846.995.721
Instrumentos derivados de cobertura (*)	5.916.303	-	69.545.029	300.871
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	91.010.088	14.460.838	1.052.026	-
	<b>819.420.506</b>	<b>1.964.388.249</b>	<b>687.873.508</b>	<b>1.847.296.592</b>

(\*) Ver Nota 19.2.a

(\*\*) Ver Nota 19.2.b

### 17.1 Préstamos que devengan intereses.

El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de este rubro al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	30 de junio de 2016		31 de diciembre de 2015	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos bancarios	213.371.803	484.532.454	188.121.545	232.626.020
Obligaciones con el público no garantizadas	454.710.610	1.376.054.305	356.221.587	1.391.715.407
Arrendamiento financiero	29.582.304	51.182.644	19.668.436	58.669.900
Otros préstamos	24.829.398	38.158.008	53.264.885	163.984.394
<b>Total</b>	<b>722.494.115</b>	<b>1.949.927.411</b>	<b>617.276.453</b>	<b>1.846.995.721</b>

El desglose por monedas y vencimientos de los préstamos bancarios al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

#### -Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 30/06/2016 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 30/06/2016 M\$	Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Vencimiento Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$							
Chile	Ch\$	6,00%	Sin Garantía	27	-	27	-	-	-	-	-	-
Perú	US\$	2,64%	Sin Garantía	958.068	17.217.427	18.175.495	19.135.064	836.984	-	-	-	19.972.048
Perú	Soles	5,52%	Sin Garantía	190.360	2.040.371	2.230.731	32.204.738	-	-	-	-	32.204.738
Argentina	\$ Arg	34,26%	Sin Garantía	766.796	2.043.673	2.810.469	91.565	-	-	-	-	91.565
Colombia	Soles	5,65%	Sin Garantía	-	44.354.834	44.354.834	-	-	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	7,52%	Sin Garantía	1.572.196	67.082.828	68.655.024	9.218.884	54.557.660	45.943.293	9.218.884	23.047.214	141.985.935
Brasil	US\$	11,58%	Sin Garantía	-	571.144	571.144	-	73.740.742	-	-	1.825.973	75.566.715
Brasil	Real	11,74%	Sin Garantía	11.599.489	64.974.590	76.574.079	72.008.732	62.925.390	49.417.634	17.869.482	12.490.215	214.711.453
<b>Total</b>				<b>15.086.936</b>	<b>198.284.867</b>	<b>213.371.803</b>	<b>132.658.983</b>	<b>192.060.776</b>	<b>95.360.927</b>	<b>27.088.366</b>	<b>37.363.402</b>	<b>484.532.454</b>

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31/12/2015 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2015 M\$	Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Vencimiento Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$							
Perú	US\$	2,40%	Sin Garantía	26.650.675	2.833.429	29.484.104	3.777.906	19.247.361	299.442	-	-	23.324.709
Perú	Soles	5,20%	Sin Garantía	12.712.792	-	12.712.792	2.083.721	22.920.929	-	-	-	25.004.650
Argentina	US\$	13,13%	Sin Garantía	3.899.595	-	3.899.595	-	-	-	-	-	-
Argentina	\$ Arg	37,06%	Sin Garantía	2.693.226	4.809.318	7.502.544	1.080.762	-	-	-	-	1.080.762
Colombia	\$ Col	6,46%	Sin Garantía	32.928.994	76.448.340	109.377.334	38.158.543	9.092.465	9.092.465	9.092.465	27.277.398	92.713.336
Brasil	Real	14,53%	Sin Garantía	9.045.598	16.099.578	25.145.176	30.167.521	30.167.521	30.167.521	-	-	90.502.563
<b>Total</b>				<b>87.930.880</b>	<b>100.190.665</b>	<b>188.121.545</b>	<b>75.268.453</b>	<b>81.428.276</b>	<b>39.559.428</b>	<b>9.092.465</b>	<b>27.277.398</b>	<b>232.626.020</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 junio de 2016 asciende a M\$ 708.445.689 (M\$ 423.123.934 al 31 de diciembre de 2015). En ambos ejercicios los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (ver Nota 3.g).





## 17.2 Obligaciones con el Público No Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el Público No Garantizadas al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

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

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 30/06/2016 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 30/06/2016 M\$	Vencimiento					
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	US\$	7,00%	Sin Garantía	-	166.154.168	166.154.168	-	-	-	-	567.455	567.455
Chile	U.F.	5,75%	Sin Garantía	-	3.562.388	3.562.388	3.707.292	3.920.460	4.145.885	4.384.272	4.067.473	20.225.382
Perú	US\$	6,50%	Sin Garantía	14.113.085	95.768	14.208.853	6.626.125	5.410.894	-	6.626.125	6.626.125	25.289.269
Perú	Soles	6,33%	Sin Garantía	4.798.144	15.039.264	19.837.408	13.888.293	24.153.553	19.121.563	46.294.311	112.817.223	216.274.943
Colombia	\$ Col	12,39%	Sin Garantía	10.960.046	136.459.898	147.419.944	-	198.244.902	100.366.560	166.316.665	458.850.667	923.778.794
Brasil	Real	15,94%	Sin Garantía	-	103.527.849	103.527.849	93.434.185	75.995.657	20.488.620	-	-	189.918.462
<b>Total</b>				<b>29.871.275</b>	<b>424.839.335</b>	<b>454.710.610</b>	<b>117.655.895</b>	<b>307.725.466</b>	<b>144.122.628</b>	<b>223.621.373</b>	<b>582.928.943</b>	<b>1.376.054.305</b>

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31/12/2015 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2015 M\$	Vencimiento					
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	US\$	7,00%	Sin Garantía	-	179.552.878	179.552.878	-	-	-	-	609.317	609.317
Chile	U.F.	5,75%	Sin Garantía	-	3.417.313	3.417.313	3.546.564	3.750.488	3.966.142	4.194.193	6.097.254	21.554.641
Perú	US\$	6,50%	Sin Garantía	1.025.402	14.223.478	15.248.880	-	7.111.739	5.807.446	7.111.739	7.111.739	27.142.663
Perú	Soles	6,44%	Sin Garantía	11.874.390	9.345.624	21.220.014	20.628.837	-	44.799.999	27.088.371	123.043.719	215.560.926
Colombia	\$ Col	10,81%	Sin Garantía	60.132.757	-	60.132.757	125.441.571	107.284.492	80.913.285	53.852.881	551.735.058	919.227.287
Brasil	Real	15,64%	Sin Garantía	-	76.649.745	76.649.745	87.811.094	79.034.498	40.774.981	-	-	207.620.573
<b>Total</b>				<b>73.032.549</b>	<b>283.189.038</b>	<b>356.221.587</b>	<b>237.428.066</b>	<b>197.181.217</b>	<b>176.261.853</b>	<b>92.247.184</b>	<b>688.597.087</b>	<b>1.391.715.407</b>

## 17.3 Obligaciones con el Público Garantizadas

Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, 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 junio de 2016 asciende a M\$ 2.053.159.870 (M\$ 1.768.663.119 al 31 de diciembre de 2015). Para ambos períodos, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver nota 3 g)). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 3 f.4).



- Individualización de Obligaciones 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 junio de 2016								31 de diciembre de 2015													
								Corriente			No Corriente					Corriente			No Corriente										
								Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente				
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Union Temporal Rentacol	Colombia	\$ Col	10,80%	64.244	203.425	267.669	120.370	-	-	-	-	-	-	120.370	62.967	199.380	262.347	265.565	-	-	-	-	-	-	265.565
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,08%	2.770	8.739	11.509	12.715	-	-	-	-	-	12.715	2.598	8.198	10.796	11.936	6.433	-	-	-	-	-	-	18.360
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	7,27%	5.496	16.992	22.488	23.873	1.586	-	-	-	-	25.459	19.831	31.119	50.950	22.853	13.512	-	-	-	-	-	-	36.365
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,29%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	110.707	-	110.707	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,98%	64.598	87.110	151.708	-	-	-	-	-	-	-	85.240	178.308	263.548	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,00%	44.257	44.816	89.073	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,00%	77.361	78.340	155.701	-	-	-	-	-	-	-	-	77.976	239.624	317.600	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,99%	73.046	85.511	158.557	-	-	-	-	-	-	-	73.719	225.872	299.591	-	-	-	-	-	-	-	-	12.084
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,25%	316.665	959.860	1.276.525	1.178.832	-	-	-	-	-	-	1.178.832	65.285	199.365	264.650	89.743	-	-	-	-	-	-	89.743
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,60%	97.728	295.758	393.486	414.324	-	-	-	-	-	-	414.324	153.549	472.612	626.161	659.036	-	-	-	-	-	-	659.036
Extranjero	EE Piura	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	5,80%	1.312.295	3.936.886	5.249.181	5.249.182	5.249.182	16.071.125	-	-	-	-	26.569.489	1.408.471	4.225.412	5.633.883	5.633.883	-	-	-	-	-	-	31.333.651
Extranjero	EE Piura	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	7,07%	458.701	1.376.103	1.834.804	1.834.803	1.834.803	5.617.515	-	-	-	-	9.287.121	474.864	1.424.592	1.899.456	1.899.456	5.633.883	5.633.883	14.432.002	-	-	-	10.564.099
Extranjero	EE Piura	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	3,75%	734.874	-	734.874	13.506.413	-	-	-	-	-	-	13.506.413	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	2,40%	2.357.307	16.832.728	19.190.035	-	-	-	-	-	-	-	-	2.484.674	7.399.875	9.884.549	15.599.736	-	-	-	-	-	-	15.599.736
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	10,80%	4.814	14.966	19.780	21.219	8.838	-	-	-	-	-	30.057	4.579	14.234	18.813	20.200	-	-	-	-	-	-	40.019
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	6,35%	5.696	17.698	23.394	23.524	8.839	-	-	-	-	-	32.363	5.424	16.795	22.919	23.718	-	-	-	-	-	-	43.366
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,08%	847	2.673	3.520	3.891	1.610	-	-	-	-	-	5.501	795	2.371	3.166	3.650	3.217	-	-	-	-	-	6.867
<b>Totales Leasing</b>								<b>5.620.699</b>	<b>23.961.605</b>	<b>29.582.304</b>	<b>22.389.146</b>	<b>7.104.858</b>	<b>21.688.640</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>51.182.644</b>	<b>5.030.679</b>	<b>14.637.757</b>	<b>19.668.436</b>	<b>24.242.860</b>	<b>7.595.968</b>	<b>7.533.339</b>	<b>19.297.733</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>58.669.900</b>

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 junio de 2016								31 de diciembre de 2015													
								Corriente			No Corriente					Corriente			No Corriente										
								Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente				
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjera	BNDES	Brasil	Real	9,17%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.668.542	16.155.634	20.824.176	22.376.436	18.904.213	15.431.989	11.215.453	8.186.564	-	76.114.655	
Extranjera	Cien S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES	Brasil	Real	8,33%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	215.214	659.135	874.349	860.857	860.857	860.857	430.428	-	-	3.012.999	
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,85%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	951.507	2.896.151	3.847.658	3.806.030	3.806.030	951.507	-	-	8.563.567		
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	Real	6,17%	482.558	1.283.743	1.766.301	1.689.405	1.498.548	1.326.430	1.128.653	1.172.036	6.815.072	559.718	1.259.783	1.819.501	1.489.541	1.383.305	1.269.785	1.081.597	1.488.913	-	-	6.713.141		
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	US\$	52,56%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.520	-	-	-	-	-	-	-	1.942.995	
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	BNDES	Brasil	Real	10,43%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.350.117	5.050.186	6.400.303	7.193.099	7.193.099	7.193.099	4.862.156	3.639.085	30.080.538		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	-	2.009.604	2.009.604	2.001.535	2.001.535	2.001.535	2.001.535	23.336.796	31.342.936	-	2.153.867	2.153.867	2.144.288	2.144.288	2.144.288	2.144.288	2.144.288	24.342.682	-	-	32.919.834	
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US\$	2,53%	-	367.791	367.791	-	-	-	-	-	-	-	-	391.530	391.530	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	34,00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23.515	-	23.515	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	26,78%	20.685.702	-	20.685.702	-	-	-	-	-	-	-	-	16.912.466	-	16.912.466	4.636.665	-	-	-	-	-	4.636.665	
<b>Totales otras obligaciones</b>								<b>21.168.260</b>	<b>3.661.138</b>	<b>24.829.398</b>	<b>3.690.940</b>	<b>3.500.083</b>	<b>3.327.965</b>	<b>3.130.188</b>	<b>24.508.832</b>	<b>38.158.008</b>	<b>24.681.079</b>	<b>28.583.806</b>	<b>53.264.885</b>	<b>42.506.916</b>	<b>34.291.792</b>	<b>27.851.525</b>	<b>19.733.922</b>	<b>39.600.239</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>163.984.394</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.

#### 17.4 Deuda de cobertura.

Al 30 de junio de 2016, del total la deuda denominada en dólares estadounidenses (“dólar”) del Grupo, M\$ 112.771.235 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 (M\$ 933.447.012 al 31 de diciembre de 2015, de los cuales M\$ 119.366.828 correspondían a Operaciones Continuas) (Ver Nota 3.m).

El movimiento por el período de seis meses terminados el 30 de junio de 2016 y por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015, en el rubro “Reservas de coberturas de flujo de caja” por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	30-06-2016	31-12-2015
<b>Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto</b>	(5.732.192)	(38.783.599)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	1.027.110	(44.992.798)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	(158.037)	3.172.291
Diferencias de conversión	200.780	(81.479)
Traspaso a activos para su disposición mantenidos para distribuir a los propietarios	-	74.953.393
<b>Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto</b>	<b>(4.662.339)</b>	<b>(5.732.192)</b>

#### 17.5 Otros aspectos.

Al 30 de junio de 2016, el Grupo Enersis Américas disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional por M\$ 139.790.859 (M\$ 34.332.376 al 31 de diciembre de 2015).

### 18. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.

Las empresas del Grupo Enersis 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 Enersis Américas.

#### 18.1 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 Enersis Américas según tasa de interés fija y/o protegida sobre deuda bruta total, después de derivados contratados, es la siguiente:

#### Posición neta:

	30-06-2016	31-12-2015
	%	%
Deuda con tasa de interés fijo	36%	30%

### 18.2 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 por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- 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 Enersis es en base a flujos de caja y contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US\$ 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.

### 18.3 Riesgo de “commodities”.

El Grupo Enersis 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 junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 no había operaciones vigentes de derivados de commodities.

### 18.4 Riesgo de liquidez.

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

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

Al 30 de junio de 2016, el Grupo Enersis Américas presenta una liquidez de M\$ 1.113.569.619 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 139.790.859 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2015, el Grupo Enersis Américas tenía una liquidez de M\$ 1.185.163.344 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 34.332.376 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

### 18.5 Riesgo de crédito.

El Grupo Enersis 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 calificación de riesgo equivalente a grado de inversión, en la medida de lo posible) 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).

La contratación de derivados se realiza con entidades de elevada solvencia, de manera que todas las operaciones se contratan con entidades de clasificación de riesgo equivalente a grado de inversión.

## 18.6 Medición del riesgo.

El Grupo Enersis 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, respecto al Peso Chileno, 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 M\$ 104.474.460.

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.

## 19. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.

### 19.1 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 junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

30 de junio de 2016						
	Activos financieros mantenidos para negociar M\$	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Instrumentos derivados	500.766	-	-	-	-	1.038.429
Otros activos de carácter financiero	-	17.594.085	123.487.629	1.310.786.245	-	-
<b>Total Corriente</b>	<b>500.766</b>	<b>17.594.085</b>	<b>123.487.629</b>	<b>1.310.786.245</b>	-	<b>1.038.429</b>
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	1.498.113	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	1.699
Otros activos de carácter financiero	-	738.279	40.486	305.399.554	607.460.392	-
<b>Total No Corriente</b>	-	<b>738.279</b>	<b>40.486</b>	<b>305.399.554</b>	<b>608.958.505</b>	<b>1.699</b>
<b>Total</b>	<b>500.766</b>	<b>18.332.364</b>	<b>123.528.115</b>	<b>1.616.185.799</b>	<b>608.958.505</b>	<b>1.040.128</b>

31 de diciembre de 2015						
	Activos financieros mantenidos para negociar M\$	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Instrumentos derivados	4.427.286	-	-	-	-	1.172.125
Otros activos de carácter financiero	-	35.467.539	27.195.496	1.045.820.479	-	-
<b>Total Corriente</b>	<b>4.427.286</b>	<b>35.467.539</b>	<b>27.195.496</b>	<b>1.045.820.479</b>	-	<b>1.172.125</b>
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	616.296	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	978.556
Otros activos de carácter financiero	-	-	39.673	364.516.870	487.893.679	-
<b>Total No Corriente</b>	-	-	<b>39.673</b>	<b>364.516.870</b>	<b>488.509.975</b>	<b>978.556</b>
<b>Total</b>	<b>4.427.286</b>	<b>35.467.539</b>	<b>27.235.169</b>	<b>1.410.337.349</b>	<b>488.509.975</b>	<b>2.150.681</b>

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

30 de junio de 2016			
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	-	722.494.115	-
Instrumentos derivados	91.010.088	-	5.916.303
Otros pasivos de carácter financiero	-	1.359.166.739	-
<b>Total Corriente</b>	<b>91.010.088</b>	<b>2.081.660.854</b>	<b>5.916.303</b>
Préstamos que devengan interés	-	1.949.927.411	-
Instrumentos derivados	14.460.838	-	-
Otros pasivos de carácter financiero	-	246.531.834	-
<b>Total No Corriente</b>	<b>14.460.838</b>	<b>2.196.459.245</b>	-
<b>Total</b>	<b>105.470.926</b>	<b>4.278.120.099</b>	<b>5.916.303</b>

31 de diciembre de 2015			
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	-	617.276.453	-
Instrumentos derivados	1.052.026	-	69.545.029
Otros pasivos de carácter financiero	-	1.447.306.354	-
<b>Total Corriente</b>	<b>1.052.026</b>	<b>2.064.582.807</b>	<b>69.545.029</b>
Préstamos que devengan interés	-	1.846.995.721	-
Instrumentos derivados	-	-	300.871
Otros pasivos de carácter financiero	-	244.079.004	-
<b>Total No Corriente</b>	-	<b>2.091.074.725</b>	<b>300.871</b>
<b>Total</b>	<b>1.052.026</b>	<b>4.155.657.532</b>	<b>69.845.900</b>



## 19.2 Instrumentos derivados.

El Grupo Enersis 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 junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, 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 junio de 2016				31 de diciembre de 2015			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cobertura de tipo de interés:	714.006	1.686	195.728	-	908.115	978.556	11.177	300.871
Cobertura flujos de caja	714.006	1.686	195.728	-	908.115	978.556	11.177	300.871
Cobertura de tipo de cambio:	324.423	-	5.720.575	-	264.010	-	69.533.852	-
Cobertura de flujos de caja	324.423	-	2.371.792	-	264.010	-	69.533.852	-
Cobertura de valor razonable	-	-	3.348.783	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>1.038.429</b>	<b>1.686</b>	<b>5.916.303</b>	<b>-</b>	<b>1.172.125</b>	<b>978.556</b>	<b>69.545.029</b>	<b>300.871</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 30-06-2016	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2015
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	519.964	1.574.623
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(3.348.783)	-
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(2.047.369)	(69.269.842)

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, el Grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

En las coberturas de valor razonable el monto registrado en el estado de resultados del instrumento derivado y su partida subyacente por los períodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2016 y 2015, ha sido la siguiente:

	30 de junio de 2016		31 de diciembre de 2015	
	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$
Instrumento derivado	23.245.024	-	-	-
Partida subyacente	-	26.289.208	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>23.245.024</b>	<b>26.289.208</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

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

Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, 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 junio de 2016				31 de diciembre de 2015			
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
	Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	No Corriente M\$
Instrumentos derivados de no cobertura (1)	500.766	91.010.088	-	14.460.838	4.427.286	1.052.026	-	-

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 Enersis 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 derivados financieros contratados por el Grupo al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

Derivados financieros	30 de junio de 2016						
	Valor razonable	Valor nominal					
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Cobertura de tipo de interés:</b>	<b>519.964</b>	<b>64.568.112</b>	<b>826.713</b>	-	-	-	<b>65.394.825</b>
Cobertura de flujos de caja	519.964	64.568.112	826.713	-	-	-	65.394.825
<b>Cobertura de tipo de cambio:</b>	<b>(5.396.152)</b>	<b>76.862.682</b>	-	-	-	-	<b>76.862.682</b>
Cobertura de flujos de caja	(2.047.369)	45.889.772	-	-	-	-	45.889.772
Cobertura de valor razonable	(3.348.783)	30.972.910	-	-	-	-	30.972.910
<b>Derivados no designados contablemente de cobertura</b>	<b>(104.970.160)</b>	<b>383.216.709</b>	-	<b>88.129.953</b>	-	-	<b>471.346.662</b>
<b>TOTAL</b>	<b>(109.846.348)</b>	<b>524.647.503</b>	<b>826.713</b>	<b>88.129.953</b>	-	-	<b>613.604.169</b>

Derivados financieros	31 de diciembre 2015						
	Valor razonable	Valor nominal					
		Antes de 1 Año	1 - 2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Cobertura de tipo de interés:</b>	<b>1.574.623</b>	<b>38.204.658</b>	<b>22.314.853</b>	-	-	-	<b>60.519.511</b>
Cobertura de flujos de caja	1.574.623	38.204.658	22.314.853	-	-	-	60.519.511
<b>Cobertura de tipo de cambio:</b>	<b>(69.269.842)</b>	<b>308.412.252</b>	-	-	-	-	<b>308.412.252</b>
Cobertura de flujos de caja	(69.269.842)	308.412.252	-	-	-	-	308.412.252
<b>Derivados no designados contablemente de cobertura</b>	<b>3.375.260</b>	<b>44.663.462</b>	-	-	-	-	<b>44.663.462</b>
<b>TOTAL</b>	<b>(64.319.959)</b>	<b>391.280.372</b>	<b>22.314.853</b>	-	-	-	<b>413.595.225</b>

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

### 19.3 Jerarquías del valor razonable.

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de situación financiera, se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en Nota 3.g.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable		Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:			
	30-06-2016 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$	
<b>Activos Financieros</b>					
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	1.040.115	-	1.040.115	-	
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	500.766	-	500.766	-	
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	17.594.084	17.594.084	-	-	
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	607.460.405	-	607.460.405	-	
<b>Total</b>	<b>626.595.370</b>	<b>17.594.084</b>	<b>609.001.286</b>	<b>-</b>	
<b>Pasivos Financieros</b>					
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	2.567.520	-	2.567.520	-	
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	3.348.783	-	3.348.783	-	
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	105.470.926	-	105.470.926	-	
<b>Total</b>	<b>111.387.229</b>	<b>-</b>	<b>111.387.229</b>	<b>-</b>	

Instrumentos financieros medidos a valor razonable		Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:			
	31-12-2015 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$	
<b>Activos Financieros</b>					
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	2.150.681	-	2.150.681	-	
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	4.427.286	-	4.427.286	-	
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	35.467.539	35.467.539	-	-	
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	487.893.679	-	487.893.679	-	
<b>Total</b>	<b>529.939.185</b>	<b>35.467.539</b>	<b>494.471.646</b>	<b>-</b>	
<b>Pasivos Financieros</b>					
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	69.845.900	-	69.845.900	-	
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	1.052.026	-	1.052.026	-	
<b>Total</b>	<b>70.897.926</b>	<b>-</b>	<b>70.897.926</b>	<b>-</b>	

#### 19.3.1 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.

## 20. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.

El desglose de este rubro al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Acreedores comerciales	457.461.665	459.144.350	2.739.008	2.247.156
Otras cuentas por pagar	939.393.590	993.679.857	290.737.427	281.297.098
<b>Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar</b>	<b>1.396.855.255</b>	<b>1.452.824.207</b>	<b>293.476.435</b>	<b>283.544.254</b>

El detalle de Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	Uno a cinco años	
			30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Proveedores por compra de energía (1)	417.110.433	420.027.375	2.739.008	2.247.156
Proveedores por compra de combustibles y gas	40.351.232	39.116.975		-
Cuentas por pagar bienes y servicios	409.283.950	519.888.987	161.867.745	206.086.007
Dividendos por pagar a participaciones no controladoras	94.239.153	106.531.865		-
Multas y reclamaciones (2)	111.025.698	94.165.502		-
Obligaciones investigación y desarrollo	10.578.324	12.867.918	26.894.840	17.940.704
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	69.761.639	41.337.748	53.464	2.648.714
IVA Debito Fiscal	34.221.189	43.676.292	46.891.137	39.465.249
Contrato Mitsubishi (LTSA)	17.678.410	15.390.966		-
Intereses por pagar con acreedores comerciales	42.883.883	66.768.001		-
Cuentas por pagar al personal	91.106.099	69.506.842	2.805.293	2.567.956
Otras cuentas por pagar	58.615.245	23.545.736	52.224.948	12.588.468
<b>Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar</b>	<b>1.396.855.255</b>	<b>1.452.824.207</b>	<b>293.476.435</b>	<b>283.544.254</b>

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en nota 18.4.

(1) Al 31 de diciembre de 2015, se incluyen M\$ 114.103.977, en el pasivo adeudado a CAMMESA por nuestra filial Argentina Edesur. Este pasivo se presenta neto de la cuenta por cobrar reconocida por Edesur producto de la aplicación de la resolución N° 250/13 - Mecanismo de Monitoreo de Costo (MMC), complementada con resolución N° 32/2015. Esta resolución instruyó a CAMMESA a emitir Liquidación de Ventas con Fechas de Vencimiento a Definir (LVFVD) a favor de Edesur para cuentas por cobrar y aceptar estas LVFVD como parte de pago de las deudas de Edesur. Al 30 de junio de 2016, no existen compensaciones con el Mecanismo de Monitoreo de Costo.

(2) Corresponde principalmente a multas y reclamaciones por el período de seis meses terminados el 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, que nuestra filial Edesur S.A. ha recibido del ente regulador por calidad de servicio comercial, calidad del producto técnico y seguridad vía pública, incluyendo la actualización financiera de estas multas de calidad de servicio por M\$45.889.007 (Ver Nota 30). Estas multas no se han cancelado, ya que algunas están suspendidas por el Acta Acuerdo firmada en el año 2007 con el Gobierno Argentino y otras están a la espera de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) (ver nota 4).

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, se expone en Anexo 7.

## 21. PROVISIONES.

a) El desglose de este rubro al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2016	31-12-2015	30-06-2016	31-12-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Por reclamaciones legales	61.462.788	42.090.525	176.815.752	144.855.586
Por desmantelamiento o restauración (*)	1.162.919	750.345	7.138.518	6.328.957
Provisión Medio Ambiente (**)	33.344.830	73.381.544	53.828.529	31.880.082
Otras provisiones	7.097.823	11.076.762	-	783.659
<b>Total</b>	<b>103.068.360</b>	<b>127.299.176</b>	<b>237.782.799</b>	<b>183.848.284</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, liquidación de contratos asociados a obras ejecutadas y obras menores necesarias para la operación de central las cuales se esperan sean ejecutadas dentro del cronograma de obras propuesto por el proyecto 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 seis meses terminados el 30 de junio de 2016 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Movimientos en Provisiones</b>				
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2016</b>	<b>186.946.111</b>	<b>7.079.302</b>	<b>117.122.047</b>	<b>311.147.460</b>
Provisiones Adicionales	-	-	-	-
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	45.069.148	1.214.911	16.932.564	63.216.623
Provisión Utilizada	(11.810.325)	(62.820)	(38.357.063)	(50.230.208)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	17.229.133	158.430	2.158.975	19.546.538
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	12.252.735	(88.386)	(1.445.338)	10.719.011
Otro Incremento (Decremento)	(11.408.262)	-	(2.140.003)	(13.548.265)
<b>Total Movimientos en Provisiones</b>	<b>51.332.429</b>	<b>1.222.135</b>	<b>(22.850.865)</b>	<b>29.703.699</b>
<b>Saldo al 30 de junio de 2016</b>	<b>238.278.540</b>	<b>8.301.437</b>	<b>94.271.182</b>	<b>340.851.159</b>

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Movimientos en Provisiones</b>				
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2015</b>	<b>223.968.140</b>	<b>32.216.194</b>	<b>31.282.191</b>	<b>287.466.525</b>
Provisiones Adicionales	-	-	-	-
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	22.857.949	24.158.277	106.100.964	153.117.190
Provisión Utilizada	(25.239.603)	(7.275)	(12.262.416)	(37.509.294)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	31.412.199	2.031.788	23.054.386	56.498.373
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(32.537.015)	(234.141)	(24.082.348)	(56.853.504)
Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios (1)	(14.829.363)	(51.085.541)	(6.530.431)	(72.445.335)
Otro Incremento (Decremento)	(18.686.196)	-	(440.299)	(19.126.495)
<b>Total Movimientos en Provisiones</b>	<b>(37.022.029)</b>	<b>(25.136.892)</b>	<b>85.839.856</b>	<b>23.680.935</b>
<b>Saldo Final al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>186.946.111</b>	<b>7.079.302</b>	<b>117.122.047</b>	<b>311.147.460</b>

(1) Ver nota 5.1

## 22. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.

### 22.1 Aspectos generales:

Enersis Américas y algunas de sus filiales radicadas en Chile, Brasil, Colombia, Perú y Argentina otorgan diferentes planes de beneficios post empleo bien a todos o a una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la nota 3.1.1. 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

**Nuevo Plan de Salud:** Consiste en la contratación de un operador para la prestación del servicio médico y odontológico a familiares (grupo familiar básico) de pensionados de Emgesa (121 beneficiarios actualmente). Este beneficio estuvo bajo la administración de la Organización Sindical (Sintraelecol) hasta el 31 de marzo de 2016. A partir del 1 de abril de 2016, la administración de este beneficio quedó a cargo del empleador Emgesa, por lo que se suscribió un contrato con la compañía MEDPLUS Medicina Prepagada para continuar garantizando este beneficio. Este beneficio cobija a los beneficiarios de pensionados y en caso de fallecimiento del titular, el beneficio se mantiene 6 meses más sobre los beneficiarios del pensionado, término en el cual finaliza el beneficio. La Compañía reconoció contablemente a partir de este mes este beneficio el cual fue valorado por un actuario de la compañía AON.

#### 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.

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

- a) Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Cuentas contables:

	Saldo al	
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Obligaciones post empleo	206.274.254	187.270.474
<b>Total Pasivo</b>	<b>206.274.254</b>	<b>187.270.474</b>
<b>Total Obligaciones Post Empleo, neto</b>	<b>206.274.254</b>	<b>187.270.474</b>

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al	
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Obligaciones post empleo	537.307.890	428.066.630
(-) Plan de activos (*)	(372.126.083)	(284.231.299)
<b>Total</b>	<b>165.181.807</b>	<b>143.835.331</b>
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	23.205.000	22.057.178
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	17.887.447	21.377.965
<b>Total Obligaciones Post Empleo, neto</b>	<b>206.274.254</b>	<b>187.270.474</b>

(\*) Los activos afectos se corresponden únicamente con los compromisos de prestación definida otorgados por nuestras filiales radicadas en Brasil (Ampla y Coelce).

(\*\*) En Coelce, ciertos planes de pensiones, presentan un superávit actuarial por un monto de M\$ 23.205.000 al 30 de junio de 2016 (M\$ 22.057.178 al 31 de diciembre de 2015), 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 Ampla, 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 M\$ 17.887.447 al 30 de junio de 2016 (M\$ 21.377.965 al 31 de diciembre de 2015) 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 Ampla), 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.

A continuación se presenta el saldo registrado en el estado de situación financiera consolidado como consecuencia de la diferencia entre el pasivo actuarial por los compromisos de prestación definida y el valor razonable de los activos afectos al 30 de junio de 2016 y al cierre de los cuatro ejercicios anteriores:

	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Pasivo Actuarial	537.307.890	428.066.630	588.148.279	521.850.486	628.823.491
Activos Afectos	(372.126.083)	(284.231.299)	(368.008.708)	(322.830.274)	(393.880.165)
Diferencia	165.181.807	143.835.331	220.139.571	199.020.212	234.943.326
Limitación no reconocida debido al límite de los Activos del Plan	23.205.000	22.057.178	33.710.733	39.494.779	21.218.042
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	17.887.447	21.377.965	16.080.108	-	-
<b>Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial</b>	<b>206.274.254</b>	<b>187.270.474</b>	<b>269.930.412</b>	<b>238.514.991</b>	<b>256.161.368</b>

- b) Los gastos registrados en los resultados consolidados integrales por los períodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2016 y 2015, son los siguientes:



<b>Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales</b>	<b>30-06-2016</b>	<b>30-06-2015</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	1.064.453	1.005.125
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	28.516.917	28.846.880
Ingresos por intereses activos del plan	(20.324.811)	(20.501.918)
Costos de Servicios Pasados	1.158.438	-
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	1.667.768	1.930.862
<b>Total gastos reconocidos en el estado de resultados</b>	<b>12.082.765</b>	<b>11.280.949</b>
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	8.688.325	-
<b>Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales</b>	<b>20.771.090</b>	<b>11.280.949</b>

<b>Operaciones Discontinuas</b>	<b>01-03-2016</b>	<b>30-06-2015</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Resultados operaciones discontinuas	574.738	2.291.084

c) La presentación del pasivo actuarial neto al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es la siguiente:

<b>Pasivo Actuarial Neto</b>	<b>M\$</b>
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2015</b>	<b>269.930.412</b>
Costo Neto por Intereses	21.759.807
Costos de los Servicios en el Período	7.092.780
Beneficios Pagados en el Período	(19.628.639)
Aportaciones del Período	(15.322.998)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(41.003.639)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	33.191.124
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	25.577.816
Cambios del Límite del Activo	(8.365.724)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	9.627.791
Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios (*)	(55.023.456)
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(523)
Diferencias de Conversión	(40.564.277)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>187.270.474</b>
Costo Neto por Intereses	9.859.874
Costos de los Servicios en el Período	1.064.453
Beneficios Pagados en el Período	(6.332.317)
Aportaciones del Período	(7.663.695)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	33.018.702
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	12.274.540
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(27.150.894)
Cambios del Límite de Activo	(3.496.745)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	(5.957.278)
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	1.158.438
Traspaso del personal	(996.379)
Otros	(309.251)
Diferencia de conversión	13.534.332
<b>Pasivo Actuarial Neto Final al 30 de junio de 2016</b>	<b>206.274.254</b>

(\*) Ver nota 5.1

- d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas por el período de seis meses terminados el 30 de junio de 2016 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2015</b>	<b>588.148.279</b>
Costo del servicio corriente (*)	7.092.780
Costo por intereses (*)	56.568.888
Aportaciones efectuadas por los participantes	453.243
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(41.003.639)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	33.191.124
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(108.872.703)
Contribuciones pagadas	(52.487.363)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	(523)
Traspaso a pasivo mantenidos para distribuir a los propietarios	(55.023.456)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>428.066.630</b>
Costo del servicio corriente	1.064.453
Costo por intereses	28.516.917
Aportaciones efectuadas por los participantes	152.660
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras (*)	33.018.702
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia (*)	12.274.540
Diferencia de conversión de moneda extranjera	53.099.547
Contribuciones pagadas	(18.738.367)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	1.158.438
Traspaso del personal	(996.379)
Otros	(309.251)
<b>Saldo al 30 de junio de 2016</b>	<b>537.307.890</b>

(\*) Los costos del servicio corriente del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M\$4.810.031. Los costos de servicio corriente del ejercicio 2015 incluyen costos por nuevos planes de retiro por M\$1.484.025 y costos por resultados actuariales de premios por antigüedad por M\$1.380.360. Los costos por intereses del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M\$19.459.863. La pérdida actuarial neta de los planes definidos del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M\$13.381.836.

Al 30 de junio de 2016, del monto total del pasivo actuarial, un 0,37% corresponde a compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (0,72% al 31 de diciembre de 2015), un 84,86% a compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (80,50% a 31 de diciembre de 2015), un 11,99% a compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (15,01% al 31 de diciembre 2015), un 2,28% a compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (3,16% al 31 de diciembre de 2015) y un 0,50% a compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,61% al 31 de diciembre de 2015).

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

Valor razonable del plan de activos	M\$
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2015</b>	<b>(368.008.708)</b>
Ingresos por intereses	(38.428.236)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	25.577.816
Diferencia de conversión de moneda extranjera	79.545.346
Aportaciones del empleador	(15.322.998)
Aportaciones pagadas	(453.243)
Contribuciones pagadas	32.858.724
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>(284.231.299)</b>
Ingresos por intereses	(20.324.811)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(27.150.894)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(45.008.774)
Aportaciones del empleador	(7.663.695)
Aportaciones pagadas	(152.660)
Contribuciones pagadas	12.406.050
<b>Saldo al 30 de junio de 2016</b>	<b>(372.126.083)</b>

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

Categoría de los Activos del Plan	30-06-2016		31-12-2015	
	M\$	%	M\$	%
Acciones (renta variable)	16.036.828	4,31%	35.173.904	12,38%
Activos de renta fija	309.047.502	83,05%	210.347.356	74,01%
Inversiones inmobiliarias	42.458.954	11,41%	33.391.752	11,75%
Otros	4.582.799	1,23%	5.318.287	1,87%
<b>Total</b>	<b>372.126.083</b>	<b>100%</b>	<b>284.231.299</b>	<b>100%</b>

Los planes de beneficios de retiro y fondos de pensiones mantenidos por nuestras filiales brasileñas, Ampla y Coelce, 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 Coelce) mantiene acciones comunes de Coelce, mientras que Brasiletros (una institución similar para los empleados de Ampla) mantiene acciones en fondos de inversiones con un portafolio transado en Bovespa (Bolsa de comercio de São Paulo). Finalmente, con respecto a las inversiones inmobiliarias, ambas fundaciones tienen propiedades que actualmente son arrendadas por Ampla y Coelce.

A continuación se presenta los activos afectos a los planes, invertidos en acciones, arriendos e inmuebles propios del Grupo.

	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Acciones	-	1
Inmuebles	17.805.568	16.535.844
<b>Total</b>	<b>17.805.568</b>	<b>16.535.845</b>

f) Conciliación Techo del activo:

Conciliación Techo del Activo		M\$
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2015</b>		<b>33.710.733</b>
Intereses de Activo no reconocidos		3.619.155
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo		(8.365.724)
Diferencias de Conversión		(6.906.986)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2015</b>		<b>22.057.178</b>
Intereses de Activo no reconocidos		1.667.768
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo		(3.496.745)
Diferencias de Conversión		2.976.799
<b>Total Techo del Activo al 30 de junio de 2016</b>		<b>23.205.000</b>

#### Otras revelaciones:

- Hipótesis actuariales:**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Peru	
	30-06-2016	31-12-2015	30-06-2016	31-12-2015	30-06-2016	31-12-2015	30-06-2016	31-12-2015	30-06-2016	31-12-2015
Tasas de descuento utilizadas	4,70%	5,00%	13,63% - 13,74%	14,02% - 14,21%	7,41%	7,25%	5,50%	5,50%	6,70%	7,60%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,00%	4,00%	10,21%	9,69%	4,20%	4,20%	0,00%	0,00%	3,00%	3,00%
Tablas de mortalidad	RV-2009	RV-2009	AT 2000	AT 2000	RV 2008	RV 2008	RV 2004	RV 2004	RV 2009	RV 2009
Tasa de rotación esperada	6,12% - 7,00%	5,69%	4,55% - 5,68%	4,55% - 5,68%	0,35% - 0,74%	0,44% - 0,65%	1,20% - 1,52%	1,20% - 1,52%	3,88% - 4,20%	3,90% - 4,07%

- Sensibilización:**

Al 30 de junio de 2016, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de M\$ 40.311.834 (M\$ 32.618.877 al 31 de diciembre de 2015) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$ 47.624.724 (M\$ 38.040.654 al 31 de diciembre de 2015) en caso de una baja de la tasa en esos 100 puntos básicos.

- **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 en el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2016 ascendieron a M\$ 2.191.748 (M\$ 2.483.024 al 30 de junio de 2015, los cuales correspondían en su totalidad a operaciones continuadas).

- **Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el próximo año ascienden a M\$ 25.308.207.

- **Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones del Grupo corresponde a 9,30 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 5 y más años es como sigue:

Años	M\$
1	45.142.056
2	40.335.773
3	41.190.382
4	41.064.883
5	40.778.078
Más de 5	207.235.035

## 23. PATRIMONIO.

### 23.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

#### 23.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

El capital de Enersis Américas al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 asciende a M\$3.575.339.010 y M\$ 5.804.447.986 y está representado en 49.092.772.762 de acciones en ambos períodos. Todas las acciones emitidas por Enersis 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).

La prima de emisión corresponde al sobreprecio en colocación de acciones originado en las operaciones de aumento de capital ocurridas en los años 2003 y 1995. En el primer caso el sobreprecio ascendió a M\$ 125.881.577, mientras que en el segundo el monto alcanzó los M\$ 32.878.071.

El sobreprecio en colocación de acciones generado durante el proceso de aumento de capital concretado en 2013, que ascendió a M\$ 1.460.503, absorbió una parte de los gastos en la emisión y colocación de acciones generados en el proceso. (Ver nota 23.5.c).

En Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis Américas, de fecha 25 de noviembre de 2014, se aprobó una modificación a los estatutos de la sociedad, modificando el capital social aumentándolo en la cantidad de M\$ 135.167.261. Este monto correspondía al saldo de la cuenta de "Prima de Emisión", una vez descontada la suma correspondiente a la cuenta "Costos de Emisión y Colocación de Acciones", incluida en Otras Reservas, sin realizar ninguna distribución a los accionistas como dividendo.

El capital de la Sociedad, luego de la modificación estatutaria antes indicada, quedó en la suma de M\$ 5.804.447.986, dividido en el mismo número de acciones en que anteriormente se dividía el capital social, esto es, 49.092.772.762 acciones ordinarias, nominativas, de una misma serie y sin valor nominal.

Este cambio de estatutos se realizó para cumplimiento al artículo 26 de la Ley de Sociedades Anónimas y la Circular N° 1370 emitida por la SVS, modificada por la Circular N° 1736, para reconocer en el capital cambios producidos como consecuencia de los últimos aumentos de capital realizados en la Sociedad.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis Américas celebrada el 18 de diciembre de 2015, los accionistas aprobaron la división de Enersis Américas 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 Américas 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 Américas en la misma proporción que les corresponde en el capital de Enersis Américas por un número de acciones igual al que tenían en la sociedad dividida (relación 1 a 1); permaneciendo en la sociedad dividida Enersis 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 producto de la División desde la suma de \$5.804.447.986.000, dividido en 49.092.772.762 acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal, a la nueva suma de \$3.575.339.011.549, dividido en 49.092.772.762 acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal; (ii) establecer el capital de Enersis Chile en la suma de \$2.229.108.974.451, 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 ha materializado 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.

#### 23.1.2 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 \$0,83148 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 de la Compañía vigente.

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 \$0,83148 por acción), y un dividendo adicional, que sumados ascienden a un total de \$305.078.934.556, que equivale a \$6,21433 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 \$264.259.128.599, que equivale a \$5,38285 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 \$1,23875 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 de la Compañía vigente.

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 \$204.974.253.630, que equivale a \$4,17321 por acción.

Atendido que el mencionado Dividendo Provisorio N°92 ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°93 ascendente a \$167.209.724.296, que equivale a \$3,40599 por acción.

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

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
88	Provisorio	31-01-2014	1,42964	2013
89	Definitivo	16-05-2014	5,27719	2013
90	Provisorio	30-01-2015	0,83148	2014
91	Definitivo	25-05-2015	5,38285	2014
92	Provisorio	29-01-2016	1,23875	2015
93	Definitivo	24-05-2016	3,40599	2015

### 23.2 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 intermedio por los períodos terminados al 30 de junio de 2016 y 2015 es el siguiente:

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(85.279.441)	(75.611.551)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	99.773.131	122.051.013
Edelnor	33.399.198	34.549.264
Dock Sud	(12.478.883)	3.148.737
Enel Brasil S.A.	(312.697.756)	(316.011.975)
Central Costanera S.A.	(1.193.399)	2.139.923
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) (2)	-	10.860.072
Emgesa S.A. E.S.P.	12.069.273	35.657.164
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	(61.059.077)	(30.794.623)
Generandes Perú S.A.	68.699.344	57.566.693
Empresa Eléctrica de Piura	6.615.421	6.803.972
Otros	(5.541.398)	(2.538.179)
<b>TOTAL</b>	<b>(257.693.587)</b>	<b>(152.179.490)</b>

- (1) A contar del 1 de enero de 2015, la compañía cambió su moneda funcional pasando desde el dólar estadounidense al peso chileno. Esta entidad ha sido clasificada como operación discontinuada.
- (2) Al 31 de diciembre de 2015, esta compañía fue clasificada como operación discontinuada. Con fecha 1 de marzo de 2016, la compañía dejó de pertenecer al Grupo (ver Nota 5.1)

### 23.3 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.

### 23.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.

Enersis Américas 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 junio de 2016, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de sus filiales Endesa Américas, Ampla, Coelce, Edelnor y Piura asciende a M\$ 87.598.646, M\$ 584.998.287, M\$ 32.375.050, M\$ 189.965.920 y M\$ 45.344.727, respectivamente.

### 23.5 Otras Reservas.

La naturaleza y el movimiento de las Otras reservas por los períodos terminados al 30 de junio de 2016 y 2015, es el siguiente:

	Saldo al 1 de enero de 2016 M\$	Movimiento 2016 M\$	Saldo al 30 de junio de 2016 M\$
Diferencias de cambio por conversión (a)	(418.992.914)	161.299.327	(257.693.587)
Coberturas de flujo de caja (b)	(9.826.557)	3.395.773	(6.430.784)
Activos financieros disponibles para la venta	(167.739)	321.451	153.712
Resultado integral de activos mantenidos para distribuir a los propietarios	(101.436.996)	101.436.996	-
Otras reservas varias (c)	(2.628.536.018)	915.616.499	(1.712.919.519)
<b>TOTAL</b>	<b>(3.158.960.224)</b>	<b>1.182.070.046</b>	<b>(1.976.890.178)</b>

	Saldo al 1 de enero de 2015 M\$	Movimiento 2015 M\$	Saldo al 30 de junio de 2015 M\$
Diferencias de cambio por conversión	35.154.874	(187.334.364)	(152.179.490)
Coberturas de flujo de caja	(69.404.677)	(21.321.141)	(90.725.818)
Activos financieros disponibles para la venta	14.046	(213.186)	(199.140)
Otras reservas varias	(2.619.970.627)	(652.632)	(2.620.623.259)
<b>TOTAL</b>	<b>(2.654.206.384)</b>	<b>(209.521.323)</b>	<b>(2.863.727.707)</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 peso chileno (Nota 2.7.3) y
  - la valorización de las plusvalías compradas surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al peso chileno (Nota 3.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 3.f.5.).
- c) **Otras reservas varias.**

A continuación se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

Detalle Otras Reservas	Saldo al 30-06-2016 M\$	Saldo al 30-06-2015 M\$
Reserva por aumento de capital año 2013 (1)	(900.683.317)	(892.845.532)
Reserva por reestructuración societaria ("División") (2)	479.817.274	-
Reservas operaciones subsidiarias (3)	(294.091.592)	(289.552.195)
Reservas transición a NIIF (4)	(997.915.790)	(1.455.137.625)
Otras reservas varias (5)	(46.094)	16.912.093
<b>Total</b>	<b>(1.712.919.519)</b>	<b>(2.620.623.259)</b>

- 1) Reserva originada como consecuencia del aumento de Capital que Enersis Américas perfeccionó durante el primer trimestre de 2013.

- 2) Reserva por la restructuración societaria (“división de Sociedades”) materializada con fecha 1 de marzo de 2016. Representa el efecto generado por la reorganización de Enersis Américas y separación del negocio de Chile en Enersis Chile (Ver Nota 5.1).
- 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.

Cabe mencionar, que si bien es cierto, la Sociedad adoptó las NIIF como su norma contable estatutaria a contar del de 1 de enero de 2009, la fecha de transición a la citada norma internacional fue la misma utilizada por su Matriz Endesa, S.A., esto es 1 de enero de 2004. Lo anterior, en aplicación de la exención prevista para tal efecto en la NIIF 1 “Adopción por primera vez”.

i) Diferencias de cambio por conversión existentes a la fecha de transición a NIIF (exención NIIF 1 “Adopción por primera vez”).

ii) Efectos provenientes de combinaciones de negocios bajo control común, principalmente explicadas por la creación del holding Enel Brasil en 2005 y la fusión de nuestras filiales colombianas Emgesa y Betania en 2007.

- 5) Otras reservas varias provenientes de operaciones realizadas en períodos anteriores.

## 23.6 Participaciones no controladoras.

### 23.6.1 OPA sobre COELCE

Con fecha 14 de enero de 2014, el Directorio de Enersis Américas acordó la presentación de una Oferta Pública Voluntaria de Adquisición de Acciones (“OPA”) de su filial Companhia Energética do Ceará ( “Coelce”), como parte del proceso de utilización de fondos recaudados en el aumento de capital de Enersis Américas llevado a cabo durante el año 2013 (ver Nota 23.1.1 )

Como resultado de la subasta de la OPA, realizada el día 17 de febrero de 2014, Enersis Américas adquirió, a un precio R\$49 por acción, 2.964.650 acciones ordinarias, 8.818.006 acciones preferidas Clase A y 424 acciones preferidas Clase B, que representan un costo de M\$ 134.017.691.

Al haberse sobrepasado los dos tercios del total de acciones en circulación en la serie de acciones ordinarias de Coelce, Enersis Américas prorrogó la fecha de vigencia de la oferta por tres meses adicionales a partir de la fecha de la subasta. El proceso concluyó con fecha 16 de mayo de 2014, período en el cual Enersis Américas adquirió 38.162 acciones ordinarias adicionales, pagando por ellas M\$ 464.883.

En resumen, Enersis Américas incrementó su participación accionaria en Coelce en un 15,18%, llegando a controlar, directa e indirectamente, un 74,05% de las acciones de la sociedad.

Esta compra de participaciones no controladoras se registró según el criterio contable señalado en nota 2.7.5. La diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas y el monto pagado por ellas, resultó en un cargo de M\$ 75.700.937 que se refleja directamente en Otras Reservas en el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enersis Américas.

Adicionalmente, se efectuó la correspondiente redistribución de los componentes de Otros resultados integrales. En este sentido, se registró un cargo adicional a Otras reservas varias y un abono a Reservas por diferencias de cambio por conversión por M\$ 28.385.172.

### 23.6.2 Compra de Inkia Holdings (Acter) Limited (Generandes Perú)

Con fecha 29 de abril de 2014, el Directorio de Enersis Américas autorizó suscribir un contrato de compraventa para la adquisición de todas las acciones que Inkia Americas Holdings Limited tenía indirectamente en Generandes Perú (equivalentes al 39,01% de dicha sociedad), compañía controladora de Edegel S.A.A. Esta compra formó parte del proceso de utilización de fondos recaudados en el aumento de capital de Enersis Américas llevado a cabo durante el año 2013 (ver Nota 23.1.1 ).



Con fecha 3 de septiembre de 2014, Enersis Américas confirmó y pagó a Inkia la cantidad de M\$ 253.015.133, pasando a consolidar las sociedades Inkia Holdings (Acter) Limited, Southern Cone Power Ltd., Latin American Holding I Ltd., Latin American Holding II Ltd. y Southern Cone Power Perú S.A.A.

Mediante esta operación Enersis Américas incrementó su participación indirecta sobre Edegel S.A.A. en un 21,14%, llegando a controlar, directa e indirectamente, un 58,60% de las acciones de la sociedad.

Esta compra de participaciones no controladoras se registró según el criterio contable señalado en nota 2.7.6. La diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas y el monto pagado por ellas, resultó en un cargo de M\$ 137.644.766 que se refleja directamente en Otras Reservas en el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enersis Américas.

Adicionalmente, se ha efectuó la correspondiente redistribución de los componentes de Otros resultados integrales. En este sentido, se registró un cargo adicional a Otras reservas varias y un abono a Reservas por diferencias de cambio por conversión por M\$ 32.862.564.

### 23.6.3 Capitalización Central Dock Sud

Durante el 2014, Enersis Américas y el resto de accionistas de Central Dock Sud (CDS) trabajaron con el objetivo de encontrar una solución a la situación de patrimonio estatutario negativo que CDS enfrentaba desde diciembre de 2013. De acuerdo a la regulación de Argentina, si la situación de patrimonio negativo no era corregida, la empresa debía ser disuelta.

Con fecha 1 de diciembre de 2014, Enersis Américas compró a Endesa Latinoamérica S.A. ciertos créditos concedidos a Central Dock Sud SA (CDS), con un valor nominal de US\$ 106 millones. El monto pagado ascendió a las suma de US\$ 29 millones. Estos créditos fueron convertidos a pesos argentinos y los intereses fueron condonados. La parte restante de estos créditos fue aportada por Enersis Américas al capital social de Inversora Dock Sud (IDS) y, posteriormente, a CDS por su valor nominal. Una contribución similar fue realizada por cada uno de los restantes accionistas, recibiendo a cambio acciones emitidas por IDS y CDS, en proporción a la aportación de créditos realizada, y en el caso de Enersis Américas, estos créditos fueron parcialmente reembolsados en efectivo. Todos estos movimientos constituyeron una operación con partes relacionadas (la "Operación") aprobada, en el caso de Enersis Américas, en una Junta General Extraordinaria de Accionistas.

La Operación, además de restablecer el patrimonio de la filial CDS, permitió mantener sustancialmente las mismas participaciones que los accionistas poseían en dicha sociedad que aproximadamente son los siguientes: Enersis Américas (40%), YPF (40%) y Pan American Energy (20%).

Esta operación se registró según el criterio contable señalado en nota 2.7.6, e implicó registrar un abono adicional a Otras reservas varias por M\$ 35.149.573.

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

Compañías	Participaciones no controladoras (porcentaje de control)				
	30-06-2016 %	Patrimonio		Ganancia / (Pérdida)	
		30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$
Ampla Energia E Serviços S.A.	0,36%	1.803.968	1.670.381	(85.492)	(33.492)
Compañía Energética Do Ceará S.A.	26,00%	123.763.200	102.309.115	10.621.793	11.764.059
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	51,52%	251.652.640	270.808.395	31.517.122	30.692.556
Emgesa S.A. E.S.P.	51,53%	374.559.381	412.145.236	49.525.945	55.761.066
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	24,32%	77.190.843	75.852.375	9.103.381	7.172.701
Edegel S.A.A	16,40%	97.777.286	91.467.160	8.788.453	7.342.064
Chinango S.A.C.	20,00%	14.604.419	14.268.911	1.587.722	1.609.353
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,87%	4.973.918	7.873.277	(1.466.812)	13.767.739
Endesa Costanera S.A.	24,32%	2.959.411	3.759.405	(80.612)	486.854
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	32,33%	45.506.944	48.208.347	7.027.729	1.622.361
Inversora Dock Sud S.A.	42,86%	21.545.466	24.059.619	2.247.746	605.528
Central Dock Sud S.A.	29,76%	21.082.460	23.536.086	2.205.141	590.215
Chilectra Chile S.A. (*)	0,00%	-	10.118.233	274.125	798.897
Chilectra Américas S.A.	0,91%	4.915.104	-	64.942	-
Endesa Chile S.A. (*)	0,00%	-	1.059.805.601	48.377.285	36.246.450
Endesa Américas S.A.	40,02%	513.238.170	-	27.196.796	-
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. (*)	7,35%	-	10.900.863	1.201.670	4.314.973
Empresa Eléctrica de Piura S.A.	3,50%	2.400.616	2.201.500	260.539	109.098
Otras		2.381.367	4.674.591	593.348	283.085
<b>TOTAL</b>		<b>1.560.355.193</b>	<b>2.163.659.095</b>	<b>198.960.821</b>	<b>173.133.507</b>

(\*) Al 31 de diciembre de 2015, estas entidades fueron clasificadas como operaciones discontinuadas. Con fecha 1 de marzo de 2016, estas compañías dejaron de pertenecer al Grupo (ver Nota 5.1).

## 24. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados por los períodos terminados al 30 de junio de 2016 y 2015, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al	
	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$
<b>Ventas de energía (1)</b>	<b>2.116.939.986</b>	<b>2.112.796.981</b>
<b>Generación</b>	<b>594.393.196</b>	<b>534.586.443</b>
Clientes Regulados	57.199.536	66.607.696
Clientes no Regulados	351.364.573	306.743.723
Ventas de Mercado Spot	168.095.820	137.851.954
Otros Clientes	17.733.267	23.383.070
<b>Distribución</b>	<b>1.522.546.790</b>	<b>1.578.210.538</b>
Residenciales	688.198.380	771.096.301
Comerciales	402.511.092	374.816.262
Industriales	168.731.052	150.162.611
Otros Consumidores	263.106.266	282.135.364
<b>Otras ventas</b>	<b>20.426.577</b>	<b>16.987.348</b>
Ventas de gas	10.774.433	6.637.602
Ventas de otros combustibles	2.519.487	2.016.067
Ventas de productos y servicios	7.132.657	8.333.679
<b>Otras prestaciones de servicios</b>	<b>235.336.832</b>	<b>196.624.233</b>
Peajes y transmisión	139.128.916	125.578.763
Arriendo equipos de medida	35.868	36.445
Alumbrado público	1.346.715	2.456.842
Verificaciones y enganches	4.540.643	1.479.632
Servicios de ingeniería y consultoría	2.875.320	649.785
Otras prestaciones	87.409.370	66.422.766
<b>Total Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>2.372.703.395</b>	<b>2.326.408.562</b>

Otros ingresos	Saldo al	
	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$
Ingresos por contratos de construcción	105.342.334	92.220.369
Otros Ingresos (2)	87.281.490	181.156.690
<b>Total Otros ingresos</b>	<b>192.623.824</b>	<b>273.377.059</b>

- (1) 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 presente período han sido de M\$ 205.596.817. Al 30 de junio de 2015, se reconocieron ingresos por ventas de energía por M\$ 16.637.889 que a partir del 1 de febrero de 2015, los fondos provenientes del PUREE deben ser considerados como parte de los ingresos de las distribuidoras.
- (2) Producto de la aplicación de la nueva Resolución 32/2015 de fecha 11 de marzo de 2015, que a efectos de solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica, aprobó un aumento no recurrente de los ingresos de Edesur a partir del 01 de febrero de 2015, sin que ello implicara un aumento tarifario, que ascendió a M\$ 103.253.504, además se reconocieron ingresos por M\$ 11.496.342, ya que también autorizaba a compensar hasta el 31 de enero de 2015 las deudas establecidas por el Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE) hasta su concurrencia con los créditos establecidos por los costos no traspasados a tarifa (MMC), reconociéndose en ingresos por ventas de energía. Adicionalmente, la aplicación de esta Resolución también implicó el reconocimiento de ingresos por M\$33.425.936 asociados a incrementos salariales. En 2016, las anteriores medidas transitorias fueron discontinuadas ya que, como se indicó anteriormente, se actualizó cuadro tarifario para Edesur, a través de la mencionada Resolución 1/2016 del ENRE.

Adicionalmente, por el período terminado al 30 de junio de 2016, se incluye un monto de M\$ 27.891.937, originado por los contratos de disponibilidad, que a contar de diciembre de 2012 nuestra filial Central Costanera S.A. suscribió con CAMMESA (M\$24.814.691 por el período terminado al 30 de junio de 2015).

## 25. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados por los períodos terminados al 30 de junio de 2016 y 2015, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$
Compras de energía	(780.951.440)	(948.692.416)
Consumo de combustible	(154.503.794)	(110.649.904)
Gastos de transporte	(127.720.906)	(127.649.588)
Costos por contratos de construcción	(105.342.334)	(92.220.369)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(85.279.350)	(75.409.556)
<b>Total Materias primas y consumibles utilizados</b>	<b>(1.253.797.824)</b>	<b>(1.354.621.833)</b>

## 26. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

La composición de rubro de la cuenta de resultados por los períodos terminados al 30 de junio de 2016 y 2015, es la siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al	
	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$
Sueldos y salarios	(136.797.564)	(158.183.584)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(4.414.639)	(3.488.149)
Seguridad social y otras cargas sociales	(64.643.679)	(69.957.103)
Otros gastos de personal	(4.909.242)	(4.319.719)
<b>Total Gastos por beneficios a los empleados</b>	<b>(210.765.124)</b>	<b>(235.948.555)</b>

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

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados por los períodos terminados al 30 de junio de 2016 y 2015, es el siguiente:

	Saldo al	
	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$
Depreciaciones	(116.715.654)	(120.299.713)
Amortizaciones	(39.702.985)	(38.108.731)
<b>Subtotal</b>	<b>(156.418.639)</b>	<b>(158.408.444)</b>
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(25.357.805)	(21.055.862)
<b>Total</b>	<b>(181.776.444)</b>	<b>(179.464.306)</b>

(*) Información por segmentos por Reversión y (Pérdidas) por deterioro	Generación		Distribución		Otros		Saldo al	
	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$
Activos financieros (ver nota 8)	(1.006.981)	243.119	(24.350.824)	(19.204.651)	-	-	(25.357.805)	(18.961.532)
Activo Intangible distinto de la Plusvalía (ver nota 13)	-	-	-	(2.063.087)	-	-	-	(2.063.087)
Inmovilizado (ver nota 15)	-	-	-	(31.243)	-	-	-	(31.243)
<b>Total</b>	<b>(1.006.981)</b>	<b>243.119</b>	<b>(24.350.824)</b>	<b>(21.298.981)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(25.357.805)</b>	<b>(21.055.862)</b>

Para el período terminado al 30 de junio de 2015, los activos sujetos a análisis de deterioro que se relacionan con operaciones dentro de Chile han sido reclasificados a mantenidos para distribución a los propietarios (Ver Notas 3.j y 5.1).

## 28. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados por los períodos terminados al 30 de junio de 2016 y 2015, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al	
	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$
Otros suministros y servicios	(47.525.829)	(27.985.786)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(58.430.159)	(80.390.317)
Reparaciones y conservación	(54.778.187)	(60.035.371)
Indemnizaciones y multas	(3.919.654)	(10.270.813)
Tributos y tasas	(20.946.759)	(24.284.231)
Primas de seguros	(14.755.761)	(14.167.562)
Arrendamientos y cánones	(5.767.315)	(4.774.889)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(1.430.579)	(2.531.216)
Otros aprovisionamientos	(43.160.490)	(26.728.875)
Gastos de viajes	(5.609.257)	(8.146.022)
Gastos de medioambiente	(523.723)	(423.371)
<b>Total Otros gastos por naturaleza</b>	<b>(256.847.713)</b>	<b>(259.738.453)</b>

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos por los períodos terminados al 30 de junio de 2016 y 2015 fue de M\$ 186.449 y M\$ 423.371, respectivamente.

## 29. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados por los períodos terminados al 30 de junio de 2016 y 2015, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al	
	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$
Disposiciones y bajas inmovilizado material	75.864	641.032
Otros	169.042	(6.155)
<b>Total Otras ganancias (pérdidas)</b>	<b>244.906</b>	<b>634.877</b>

### 30. RESULTADO FINANCIERO.

El detalle del ingreso y gasto financiero por los períodos terminados al 30 de junio de 2016 y 2015, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al	
	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$
Efectivo y otros medios equivalentes	47.190.334	36.170.455
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil)	53.257	72.106
Ingresos financieros por concesiones IFRIC 12 (Brasil) (1)	23.624.243	15.107.438
Otros ingresos financieros	23.401.224	84.048.930
<b>Total Ingresos Financieros</b>	<b>94.269.058</b>	<b>135.398.929</b>

Costos financieros	Saldo al	
	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$
<b>Costos Financieros</b>	<b>(273.722.881)</b>	<b>(185.034.745)</b>
Préstamos bancarios	(25.161.881)	(18.450.497)
Obligaciones con el público	(99.255.779)	(90.838.526)
Valoración derivados financieros	435.577	(703.320)
Actualización financiera de provisiones (3)	(76.899.872)	(26.832.196)
Obligación por beneficios post empleo (2)	(9.913.131)	(10.347.930)
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(1.788.459)	(1.700.061)
Gastos financieros activados	15.427.814	36.614.401
Otros costos financieros	(76.567.150)	(72.776.616)
<b>Resultado por unidades de reajuste (*)</b>	<b>(419.802)</b>	<b>(3.105.519)</b>
<b>Diferencias de cambio (**)</b>	<b>1.193.234</b>	<b>(5.583.256)</b>
<b>Total Costos Financieros</b>	<b>(272.949.449)</b>	<b>(193.723.520)</b>
<b>Total Resultado Financiero</b>	<b>(178.680.391)</b>	<b>(58.324.591)</b>

- (1) Corresponde al ingreso financiero por la actualización financiera de los activos no amortizados a valor nuevo de reposición, al término de la concesión en las distribuidoras Ampla y Coelce.
- (2) Ver nota 22.2.b).
- (3) Al 30 de junio de 2016, se incluyen M\$57.353.334 (M\$9.572.377 al 30 de junio de 2015) en nuestra filial Edesur, de los cuales M\$45.889.007 corresponden a actualización de multa de calidad de servicio (Ver Nota 20). Adicionalmente, nuestras filiales brasileñas Ampla y Coelce, han reconocido M\$15.968.427 al 30 de junio de 2016 (M\$13.599.950 al 30 de junio de 2015) por concepto de actualización financiera de reclamaciones legales (Ver Nota 21).

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

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	Saldo al	
	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	22.709	410
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(420.143)	(3.064.989)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	(40.939)
Otras provisiones	(22.368)	-
<b>Total Resultado por Unidades de Reajuste</b>	<b>(419.802)</b>	<b>(3.105.518)</b>

Diferencias de Cambio (**)	Saldo al	
	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	(1.439.700)	5.258.171
Otros activos financieros	32.893.843	11.688.240
Otros activos no financieros	351.403	125.685
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	516.485	22.922
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	705.497	-
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(30.139.568)	(14.957.675)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	4.099.066	(6.769.715)
Otros pasivos no financieros	(5.793.792)	(950.884)
<b>Total Diferencias de Cambio</b>	<b>1.193.234</b>	<b>(5.583.256)</b>

### 31. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.

#### 31.1 Criterios de segmentación.

En el desarrollo de su actividad la organización del Grupo se encuentra estructurada sobre la base del enfoque prioritario a su negocio principal, constituido por la generación y transmisión de energía eléctrica y distribución de energía eléctrica. En este sentido, se establecen dos líneas de negocio.

**Negocio de Generación y Transmisión:** El segmento de negocio 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. Nuestro negocio de generación y transmisión es conducido en Argentina por nuestras filiales Cemsa, Central DockSud, Central Costanera, y El Chocón; en Brasil por nuestras filiales Cachoeira Dourada, CIEN, Enel Brasil, y Fortaleza; en Colombia in Colombia por nuestra filial Emgesa, y en Perú por nuestras filiales Edegel y EEP SA.

**Negocio de Distribución:** El segmento de negocio 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. Nuestro negocio de distribución es conducido en Argentina por nuestra filial Edesur; en Brasil por nuestras filiales Ampla y Coelce; en Colombia por nuestra filial Codensa; y en Perú por nuestra filial Edelnor.

Teniendo presente la información diferenciada que es analizada por la Administración para la toma de decisiones, la información por segmentos se presenta siguiendo una distribución geográfica por país:

- Chile (Operaciones discontinuadas)
- Argentina
- Brasil
- Perú
- Colombia

Dado que la organización societaria de Enersis Américas coincide, básicamente, con la de los negocios y por tanto, los segmentos, la información que se presenta a continuación se basa en la información financiera de las sociedades que integran cada segmento.

La información financiera por segmentos se ha preparado sobre la base de las mismas políticas contables utilizadas en la preparación de los estados financieros consolidados de Enersis Américas. En este contexto y considerando el proceso de restructuración societaria en curso, descrito en Nota 5.1, la información financiera relacionada a la operación fuera de Chile se presenta como operaciones continuadas, en tanto que la información financiera relacionada con operaciones en Chile se presenta como mantenida para distribución a los propietarios, en el caso de los activos y pasivos, y como operaciones discontinuadas, en el caso de las cuentas de resultados.

A continuación se presenta el detalle de la información por segmentos señalada anteriormente:

### 31.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros.

Linea de Negocio	Generación		Distribución		Holdings y Eliminaciones		Totales	
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
<b>ACTIVOS</b>								
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	653.128.579	3.974.309.548	1.278.397.879	2.233.248.507	911.749.229	1.706.003.655	2.843.275.687	7.913.561.710
Efectivo y equivalentes al efectivo	179.869.633	158.234.836	260.481.244	174.458.784	673.218.742	852.469.724	1.113.569.619	1.185.163.344
Otros activos financieros corrientes	9.171.299	11.466.253	20.201.144	34.171.369	113.248.466	22.624.824	142.620.909	68.262.446
Otros activos no financieros, corriente	17.192.826	26.895.066	71.295.581	72.076.278	1.351.792	3.017.713	89.840.199	101.989.057
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	317.939.512	281.533.993	864.291.510	802.286.571	6.890.656	4.311.003	1.189.121.678	1.088.131.567
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	87.196.516	69.698.172	7.854.638	27.676.364	49.451.757	(93.807.606)	144.502.911	3.566.930
Inventarios corrientes	33.504.254	33.665.661	41.376.573	61.185.174	1.016.678	207.062	75.897.505	95.057.897
Activos por impuestos corrientes, corriente	8.254.539	3.751.263	12.897.189	11.961.862	66.571.138	31.741.463	87.722.866	47.454.588
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	3.389.064.304	-	1.049.432.105	-	885.439.472	-	5.323.935.881
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	3.573.185.212	4.070.922.143	3.944.032.242	4.091.696.107	357.964.460	627.025.569	7.875.181.914	7.535.592.681
Otros activos financieros no corrientes	1.491.013	625.982	608.227.468	488.884.301	20.488	17.921	609.738.969	489.528.204
Otros activos no financieros no corrientes	7.353.752	9.847.779	67.544.583	54.741.348	13.724.170	12.973.581	88.622.505	77.562.708
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	298.260.627	310.451.501	51.806.451	88.178.936	61.483	65.427	350.128.561	398.695.864
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	364.546	-	270.698	355.485	(364.546)	-	270.698	355.485
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	87.148.876	478.361.882	30.533.464	491.519.716	(86.440.647)	(938.921.153)	31.241.693	30.960.445
Activos intangibles distintos de la plusvalía	34.551.923	33.665.518	1.104.939.823	933.484.014	13.962.422	14.249.740	1.153.454.168	981.399.272
Plusvalía	5.211.486	100.700.655	87.691.291	76.703.162	386.580.893	266.795.230	479.483.670	444.199.047
Propiedades, planta y equipo	3.098.438.243	3.097.266.606	1.924.220.685	1.905.927.300	2.148.530	372.727	5.024.807.458	5.003.566.633
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	40.364.746	40.002.220	68.797.779	51.901.845	28.271.667	17.420.958	137.434.192	109.325.023
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>4.226.313.791</b>	<b>8.045.231.691</b>	<b>5.222.430.121</b>	<b>6.324.944.614</b>	<b>1.269.713.689</b>	<b>1.078.978.086</b>	<b>10.718.457.601</b>	<b>15.449.154.391</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 y Eliminaciones		Totales	
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>								
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	903.456.629	2.735.116.868	1.558.970.506	1.838.355.464	1.336.419	(68.091.532)	2.463.763.554	4.505.380.800
Otros pasivos financieros corrientes	260.838.363	230.270.298	300.796.528	206.125.030	257.785.615	251.478.180	819.420.506	687.873.508
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	366.660.646	342.712.347	1.011.454.772	1.037.064.551	18.739.837	73.047.309	1.396.855.255	1.452.824.207
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	159.189.530	104.568.189	158.061.766	72.131.804	(277.120.100)	(66.802.485)	40.131.196	109.897.508
Otras provisiones corrientes	44.278.749	81.419.354	58.088.203	45.879.822	701.408	-	103.068.360	127.299.176
Pasivos por impuestos corrientes	67.814.008	91.117.121	1.053.976	24.166.415	-	27.324.424	68.867.984	142.607.960
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	4.675.333	1.951.295	29.515.261	35.966.491	1.229.659	1.308.553	35.420.253	39.226.339
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	1.883.078.264	-	417.021.351	-	(354.447.513)	-	1.945.652.102
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	1.339.525.841	1.313.277.539	1.758.934.031	1.559.780.584	(150.762.578)	(119.092.912)	2.947.697.294	2.753.965.211
Otros pasivos financieros no corrientes	978.056.852	941.834.867	965.538.559	883.297.767	20.792.838	22.163.958	1.964.388.249	1.847.296.592
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	75.852.637	97.364.873	209.788.218	178.027.558	7.835.580	8.151.823	293.476.435	283.544.254
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	13.208.729	10.685.702	194.246.707	157.179.286	(207.455.436)	(167.864.988)	-	-
Otras provisiones no corrientes	64.134.727	41.883.233	173.452.186	141.808.620	195.886	156.431	237.782.799	183.848.284
Pasivo por impuestos diferidos	168.050.491	181.262.110	32.744.297	34.940.876	25.894.952	15.701.629	226.689.740	231.904.615
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	22.491.428	21.548.342	181.809.224	163.123.897	1.973.602	2.598.235	206.274.254	187.270.474
Otros pasivos no financieros no corrientes	17.730.977	18.698.412	1.354.840	1.402.580	-	-	19.085.817	20.100.992
<b>PATRIMONIO NETO</b>	1.983.331.321	3.996.837.284	1.904.525.584	2.926.808.566	1.419.139.848	1.266.162.530	5.306.996.753	8.189.808.380
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	1.983.331.321	3.996.837.284	1.904.525.584	2.926.808.566	1.419.139.848	1.266.162.530	3.746.641.560	6.026.149.285
Capital emitido	630.932.811	1.476.722.861	546.990.658	860.651.565	2.397.415.541	3.467.073.560	3.575.339.010	5.804.447.986
Ganancias (pérdidas) acumuladas	307.263.249	2.358.601.470	83.849.233	1.414.711.314	1.757.080.246	(392.651.261)	2.148.192.728	3.380.661.523
Primas de emisión	25.722.352	206.058.198	3.022.632	3.547.484	(28.744.984)	(209.605.682)	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	1.019.412.909	(44.545.245)	1.270.663.061	647.898.203	(2.706.610.955)	(1.598.654.087)	(1.976.890.178)	(3.158.960.224)
<b>Participaciones no controladoras</b>	-	-	-	-	-	-	1.560.355.193	2.163.659.095
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>4.226.313.791</b>	<b>8.045.231.691</b>	<b>5.222.430.121</b>	<b>6.324.944.614</b>	<b>1.269.713.689</b>	<b>1.078.978.086</b>	<b>10.718.457.601</b>	<b>15.449.154.391</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 y Eliminaciones		Totales	
	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$
<b>ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES</b>								
<b>INGRESOS</b>	<b>969.260.192</b>	<b>782.231.336</b>	<b>1.828.975.868</b>	<b>1.971.661.375</b>	<b>(232.908.841)</b>	<b>(154.107.091)</b>	<b>2.565.327.219</b>	<b>2.599.785.620</b>
Ingresos de actividades ordinarias	926.132.174	755.726.989	1.678.738.295	1.724.669.621	(232.167.074)	(153.988.048)	2.372.703.395	2.326.408.562
Ventas de energía	807.937.306	671.186.126	1.522.691.254	1.578.347.283	(213.688.574)	(136.736.428)	2.116.939.986	2.112.796.981
Otras ventas	13.293.920	8.653.669	1.080.801	8.333.679	6.051.856	-	20.426.577	16.987.348
Otras prestaciones de servicios	104.900.948	75.887.194	154.966.240	137.988.659	(24.530.356)	(17.251.620)	235.336.832	196.624.233
Otros ingresos	43.128.018	26.504.347	150.237.573	246.991.754	(741.767)	(119.043)	192.623.824	273.377.058
<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(396.167.557)</b>	<b>(273.876.633)</b>	<b>(1.094.378.616)</b>	<b>(1.236.352.701)</b>	<b>236.748.349</b>	<b>155.607.501</b>	<b>(1.253.797.824)</b>	<b>(1.354.621.833)</b>
Compras de energía	(137.046.640)	(75.244.552)	(871.898.398)	(1.017.232.934)	227.993.598	143.785.070	(780.951.440)	(948.692.416)
Consumo de combustible	(154.503.794)	(110.649.904)	-	-	-	-	(154.503.794)	(110.649.904)
Gastos de transporte	(67.464.341)	(60.679.168)	(73.242.508)	(79.872.755)	12.985.943	12.902.335	(127.720.906)	(127.649.588)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(37.152.782)	(27.303.009)	(149.237.710)	(139.247.012)	(4.231.192)	(1.079.904)	(190.621.684)	(167.629.925)
<b>MARGEN DE CONTRIBUCIÓN</b>	<b>573.092.635</b>	<b>508.354.703</b>	<b>734.597.252</b>	<b>735.308.674</b>	<b>3.839.508</b>	<b>1.500.410</b>	<b>1.311.529.395</b>	<b>1.245.163.787</b>
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	2.487.670	4.845.597	25.817.450	25.670.457	51.591	854.162	28.356.711	31.370.216
Gastos por beneficios a los empleados	(47.007.461)	(49.599.550)	(151.697.956)	(179.464.458)	(12.059.707)	(6.884.547)	(210.765.124)	(235.948.555)
Otros gastos, por naturaleza	(50.250.228)	(45.774.884)	(182.750.344)	(204.137.912)	(23.847.141)	(9.825.657)	(256.847.713)	(259.738.453)
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>478.322.616</b>	<b>417.825.866</b>	<b>425.966.402</b>	<b>377.376.761</b>	<b>(32.015.749)</b>	<b>(14.355.632)</b>	<b>872.273.269</b>	<b>780.846.995</b>
Gasto por depreciación y amortización	(70.986.992)	(70.921.230)	(85.485.106)	(87.702.205)	53.459	214.991	(156.418.639)	(158.408.444)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(1.006.981)	211.925	(24.304.775)	(21.267.738)	(46.049)	(49)	(25.357.805)	(21.055.862)
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>406.328.643</b>	<b>347.116.561</b>	<b>316.176.521</b>	<b>268.406.818</b>	<b>(32.008.339)</b>	<b>(14.140.690)</b>	<b>690.496.825</b>	<b>601.382.689</b>
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>(47.944.751)</b>	<b>(38.186.345)</b>	<b>(148.793.248)</b>	<b>(30.181.814)</b>	<b>18.057.608</b>	<b>10.043.568</b>	<b>(178.680.391)</b>	<b>(58.324.591)</b>
<b>Ingresos financieros</b>	<b>20.940.073</b>	<b>15.980.312</b>	<b>54.784.633</b>	<b>103.692.602</b>	<b>18.544.352</b>	<b>15.726.015</b>	<b>94.269.058</b>	<b>135.398.929</b>
Efectivo y otros medios equivalentes	18.268.403	15.247.244	10.677.650	5.228.447	18.244.281	15.694.764	47.190.334	36.170.455
Otros ingresos financieros	2.671.670	733.068	44.106.983	98.464.155	300.071	31.251	47.078.724	99.228.474
<b>Costos financieros</b>	<b>(84.638.329)</b>	<b>(46.332.387)</b>	<b>(199.257.925)</b>	<b>(133.721.547)</b>	<b>10.173.373</b>	<b>(4.980.811)</b>	<b>(273.722.881)</b>	<b>(185.034.745)</b>
Préstamos bancarios	(9.265.915)	(8.938.844)	(15.895.862)	(9.511.580)	(104)	(73)	(25.161.881)	(18.450.497)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(47.521.464)	(36.301.199)	(44.717.140)	(48.011.492)	(7.017.175)	(6.525.835)	(99.255.779)	(90.838.526)
Otros	(27.850.950)	(1.092.344)	(138.644.923)	(76.198.475)	17.190.652	1.545.097	(149.305.221)	(75.745.722)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	-	(419.802)	(3.105.519)	(419.802)	(3.105.519)
Diferencias de cambio	15.753.505	(7.834.270)	(4.319.956)	(152.869)	(10.240.315)	2.403.883	1.193.234	(5.583.256)
Positivas	65.047.988	8.991.485	24.275.628	1.867.795	31.844.620	24.606.532	121.168.236	35.465.812
Negativas	(49.294.483)	(16.825.755)	(28.595.584)	(2.020.664)	(42.084.935)	(22.202.649)	(119.975.002)	(41.049.068)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	683.229	1.971.204	1.124.766	869.965	(220.237)	(68.844)	1.587.758	2.772.325
Otras ganancias (pérdidas)	263.400	63.206	(24.758)	571.671	6.264	-	244.906	634.877
Resultado de Otras Inversiones	54.011	-	-	-	265	-	54.276	-
Resultados en Ventas de Activos	209.389	63.206	(24.758)	571.671	5.999	-	190.630	634.877
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	<b>359.330.521</b>	<b>310.964.626</b>	<b>168.483.281</b>	<b>239.666.640</b>	<b>(14.164.704)</b>	<b>(4.165.966)</b>	<b>513.649.098</b>	<b>546.465.300</b>
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(132.169.155)	(106.167.981)	(57.752.153)	(65.091.665)	28.670.662	(11.423.461)	(161.250.646)	(182.683.107)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	<b>227.161.366</b>	<b>204.796.645</b>	<b>110.731.128</b>	<b>174.574.975</b>	<b>14.505.958</b>	<b>(15.589.427)</b>	<b>352.398.452</b>	<b>363.782.193</b>
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	115.130.387	97.358.857	115.130.387	97.358.857
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>227.161.366</b>	<b>204.796.645</b>	<b>110.731.128</b>	<b>174.574.975</b>	<b>129.636.345</b>	<b>81.769.430</b>	<b>467.528.839</b>	<b>461.141.050</b>
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	227.161.366	204.796.645	110.731.128	174.574.975	129.636.345	81.769.430	467.528.839	461.141.050
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora</b>							<b>268.568.018</b>	<b>288.007.544</b>
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras</b>							<b>198.960.821</b>	<b>173.133.506</b>
<b>País</b>	<b>Generación</b>		<b>Distribución</b>		<b>Holdings y Eliminaciones</b>		<b>Totales</b>	
<b>ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO</b>	<b>30-06-2016 M\$</b>	<b>30-06-2015 M\$</b>	<b>30-06-2016 M\$</b>	<b>30-06-2015 M\$</b>	<b>30-06-2016 M\$</b>	<b>30-06-2015 M\$</b>	<b>30-06-2016 M\$</b>	<b>30-06-2015 M\$</b>
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	422.787.692	446.615.594	364.430.574	304.808.740	(62.495.843)	(60.515.771)	724.722.423	690.908.563
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(116.110.762)	(345.510.289)	(215.358.886)	(345.183.919)	(46.386.177)	3.390.877	(377.855.525)	(687.303.331)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(320.141.778)	(412.816.002)	(84.848.371)	(134.344.518)	(160.510.628)	(185.022.564)	(565.500.777)	(732.183.084)

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

### 31.3 Países.

País	Chile ( Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
<b>ACTIVOS</b>														
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	1.098.033.328	7.206.153.017	364.112.868	335.086.963	957.756.718	790.909.682	342.515.929	372.444.839	274.711.525	246.261.307	(193.854.681)	1.037.294.098	2.843.275.687	7.913.561.710
Efectivo y equivalentes al efectivo	641.556.361	842.075.831	79.914.504	46.181.049	216.966.974	91.204.686	125.554.396	156.927.518	49.577.384	48.774.260	-	-	1.143.569.619	1.185.163.344
Otros activos financieros corrientes	106.612.074	16.360.472	293.728	694.177	32.839.126	48.170.095	2.875.974	3.037.702	7	-	-	-	142.620.909	68.262.446
Otros activos no financieros, corriente	45.145	41.022	1.988.550	2.763.894	71.334.807	80.268.243	5.567.193	9.724.564	10.904.504	9.191.334	-	-	89.840.199	101.989.057
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.385.617	729.821	246.035.456	216.550.824	584.881.640	536.725.492	174.636.059	172.304.792	181.413.508	154.034.146	769.398	786.492	1.189.121.678	1.088.131.967
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	294.318.785	72.105.375	20.756.445	24.224.813	19.647.291	19.580.577	1.808.884	2.083.025	2.595.585	1.232.410	(194.624.079)	115.699.270	144.502.911	3.566.930
Inventarios corrientes	60.532	-	12.289.590	40.147.347	1.825.756	900.446	31.798.742	21.381.902	29.922.885	32.628.202	-	-	75.897.505	95.057.897
Activos por impuestos corrientes, corriente	54.054.814	28.523.295	2.834.595	4.524.659	30.261.124	14.060.143	274.681	5.336	297.652	340.955	-	-	87.722.866	47.454.588
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	6.246.317.201	-	-	-	-	-	-	-	-	-	922.381.320	-	5.323.935.881
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	4.452.938.540	4.419.757.344	895.304.822	989.117.985	2.368.700.958	2.026.630.282	2.729.105.607	2.655.603.106	1.604.590.611	1.626.705.797	(4.175.458.624)	4.182.221.833	7.875.181.914	7.535.592.681
Otros activos financieros no corrientes	-	-	758.276	21.751	607.480.881	488.876.852	1.498.113	616.296	1.699	13.305	-	-	609.738.969	489.528.204
Otros activos no financieros no corrientes	9.807.779	9.809.121	1.438.380	3.927.495	74.067.256	60.707.204	3.525.858	3.380.076	-	-	(216.768)	261.188	88.622.505	77.562.708
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	286.272.391	307.327.055	45.864.425	81.551.731	17.991.745	9.817.078	-	-	-	-	350.128.561	398.695.864
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	418.476	355.485	35.971.684	34.884.531	-	-	-	-	(36.119.462)	34.884.531	270.698	355.485
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	4.414.876.317	4.392.452.234	26.165.967	33.278.110	-	-	30.520.355	29.497.710	85.382.341	78.272.852	(4.525.703.287)	4.502.540.461	31.241.693	30.960.445
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	1.435.420	1.901.334	1.080.178.260	910.420.453	40.417.828	36.607.957	31.422.660	32.469.528	-	-	1.153.454.168	981.399.272
Plusvalía	-	-	866.444	87.691.291	76.703.162	4.345.042	4.285.457	-	-	6.675.472	386.580.893	355.464.347	479.483.670	444.199.047
Propiedades, planta y equipo	-	-	577.477.465	640.616.088	348.162.718	307.829.742	2.611.383.364	2.545.846.163	1.487.783.911	1.509.274.640	-	-	5.024.807.458	5.003.566.633
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	28.254.444	17.495.989	472.003	620.058	89.284.443	65.656.607	19.423.302	25.552.369	-	-	-	-	137.434.192	109.325.023
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>5.550.971.868</b>	<b>11.625.910.361</b>	<b>1.259.417.690</b>	<b>1.324.204.948</b>	<b>3.326.457.676</b>	<b>2.817.539.964</b>	<b>3.071.621.536</b>	<b>3.028.047.945</b>	<b>1.879.302.136</b>	<b>1.872.967.104</b>	<b>(4.369.313.305)</b>	<b>(5.219.515.931)</b>	<b>10.718.457.601</b>	<b>15.449.154.391</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	
	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>														
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	273.360.061	2.214.708.056	687.778.588	650.930.971	716.644.974	649.275.989	665.677.116	589.400.597	293.697.644	313.823.925	(173.394.829)	87.241.262	2.463.763.554	4.505.380.800
Otros pasivos financieros corrientes	257.785.614	251.988.261	25.973.566	30.983.517	188.729.214	136.422.798	263.176.964	170.601.821	83.855.148	97.977.111	-	-	819.420.506	687.873.508
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	7.946.918	30.630.264	551.797.170	524.765.510	417.659.269	438.614.827	273.023.379	258.880.100	145.943.233	149.516.849	585.286	50.416.657	1.396.855.255	1.452.824.207
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	7.026.121	37.738.690	22.737.206	23.671.742	87.093.901	50.826.174	87.851.964	30.876.126	9.402.119	8.587.452	(173.980.115)	41.804.676	40.131.196	109.897.508
Otras provisiones corrientes	701.408	3.595	46.360.529	30.169.043	1.241.285	2.144.014	37.908.157	77.759.932	16.856.981	17.222.592	-	-	103.068.360	127.299.176
Pasivos por impuestos corrientes	-	27.324.425	41.010.117	41.441.159	17.823.240	19.959.622	2.489.062	49.992.270	7.545.565	3.890.484	-	-	68.867.984	142.607.960
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	-	-	4.098.065	1.308.554	1.227.590	1.288.348	30.094.598	36.629.437	-	-	35.420.253	39.226.339
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	1.867.022.821	-	-	-	-	-	-	-	-	-	78.629.281	-	1.945.652.102
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	40.710.689	25.261.654	331.988.488	393.937.987	901.464.912	725.609.705	1.190.551.193	1.113.128.603	539.771.878	555.256.672	(56.789.866)	59.229.410	2.947.697.294	2.753.965.211
Otros pasivos financieros no corrientes	20.792.837	22.163.958	31.434.503	38.637.260	501.472.539	424.551.031	1.065.991.193	1.012.352.174	344.697.177	349.592.169	-	-	1.964.388.249	1.847.296.592
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	200.878.280	249.256.884	84.600.336	25.765.233	-	-	7.991.597	8.522.137	6.222	-	293.476.435	283.544.254
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	36.493.203	35.630.861	20.302.885	23.598.549	-	-	-	-	-	(56.796.088)	59.229.410	-
Otras provisiones no corrientes	-	-	10.964.097	10.544.604	162.208.870	132.216.036	60.124.819	36.538.802	4.485.013	4.548.842	-	-	237.782.799	183.848.284
Pasivo por impuestos diferidos	17.944.251	-	39.951.085	46.358.947	7.950.701	15.701.628	-	-	160.843.703	169.844.040	-	-	226.689.740	231.904.615
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	1.973.601	3.097.696	12.267.320	13.509.431	124.929.581	103.777.228	64.435.181	64.237.627	2.668.571	2.648.492	-	-	206.274.254	187.270.474
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	19.085.817	20.100.992	-	-	19.085.817	20.100.992
<b>PATRIMONIO NETO</b>	5.236.901.118	9.385.940.651	239.650.614	279.335.990	1.708.347.790	1.442.654.270	1.215.393.227	1.325.518.745	1.045.832.614	1.003.886.507	(4.139.128.610)	5.247.527.783	5.306.996.753	8.189.808.380
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	5.236.901.118	9.385.940.651	239.650.614	279.335.990	1.708.347.790	1.442.654.270	1.215.393.227	1.325.518.745	1.045.832.614	1.003.886.507	(4.139.128.610)	5.247.527.783	3.746.641.560	6.026.149.285
Capital emitido	4.492.066.476	8.275.947.651	127.593.057	157.658.399	286.426.965	216.661.867	151.529.364	149.451.431	467.938.663	484.427.384	(1.950.215.515)	3.479.698.755	3.575.339.010	5.804.447.986
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.780.405.956	3.903.767.587	8.085.659	24.530.244	133.724.157	144.278.288	119.673.076	322.708.452	67.639.924	38.663.956	-	1.081.279.330	2.148.192.728	3.380.661.523
Primas de emisión	120.709.147	206.574.859	-	-	612.277.063	535.555.881	28.697.033	2.981.182	47.952	49.641	(761.731.195)	745.161.563	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	(1.156.280.461)	3.000.349.455	103.971.898	97.147.347	675.919.605	546.158.234	915.493.754	850.377.680	510.206.075	452.753.200	(1.465.845.856)	58.611.865	(1.976.890.178)	(3.158.960.224)
<b>Participaciones no controladoras</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.560.355.193	2.163.659.095
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>5.550.971.868</b>	<b>11.625.910.361</b>	<b>1.259.417.690</b>	<b>1.324.204.948</b>	<b>3.326.457.676</b>	<b>2.817.539.964</b>	<b>3.071.621.536</b>	<b>3.028.047.945</b>	<b>1.879.302.136</b>	<b>1.872.967.104</b>	<b>(4.369.313.305)</b>	<b>(5.219.515.931)</b>	<b>10.718.457.601</b>	<b>15.449.154.391</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.



### 31.4 Generación y Distribución por países.

#### a) Generación

Línea de Negocio	País	Generación												Totales	
		Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		30-06-2016	31-12-2015
		30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>		-	5.216.028.617	156.470.151	143.791.564	148.290.549	109.584.185	181.057.102	172.957.080	204.987.705	172.796.358	(37.676.928)	1.840.838.256	653.128.579	3.974.309.548
Electivo y equivalentes al efectivo		-	13.726.062	26.277.020	21.513.878	47.996.092	22.236.032	81.964.796	66.939.946	23.631.735	33.618.918	-	-	179.869.633	158.234.836
Otros activos financieros corrientes		-	2.649.187	-	-	6.320.450	6.824.350	2.950.842	2.992.716	7	-	-	-	9.171.299	11.466.253
Otros activos no financieros, corriente		-	47	803.160	1.458.900	7.990.220	11.396.388	3.954.834	7.812.064	4.444.612	6.237.667	-	-	17.192.826	26.895.066
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes		-	15.361	103.768.076	91.879.708	39.135.264	27.816.899	68.689.990	80.179.914	106.046.268	81.432.845	299.914	209.266	317.939.512	281.533.993
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes		-	28.482.912	20.871.985	24.188.529	41.085.827	40.682.826	13.279.704	7.299.356	49.935.842	28.001.327	(37.976.842)	(58.956.778)	87.196.516	69.698.172
Inventarios corrientes		-	-	2.260.514	2.707.246	21.957	19.388	10.313.346	7.727.748	20.908.437	23.211.279	-	-	33.504.254	33.665.661
Activos por impuestos corrientes, corriente		-	-	2.489.396	2.043.303	5.740.739	1.618.302	3.600	5.336	20.804	84.322	-	-	8.254.539	3.751.263
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		-	5.171.155.048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.782.090.744)	-	3.389.064.304
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>		-	34.135	460.494.359	514.526.563	421.318.080	377.376.503	1.832.067.668	1.807.828.818	882.256.825	903.328.613	(22.951.720)	467.827.511	3.573.185.212	4.070.922.143
Otros activos financieros no corrientes		-	-	-	-	1	1	1.489.313	612.676	1.699	13.305	-	-	1.491.013	625.982
Otros activos no financieros no corrientes		-	-	1.173.860	3.600.646	5.265.765	5.159.456	1.130.895	1.087.677	-	-	(216.768)	-	7.353.752	9.847.779
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes		-	-	279.442.218	301.118.584	8.818.852	7.390.854	9.999.557	1.942.063	-	-	-	-	298.260.627	310.451.501
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes		-	-	147.779	-	22.951.719	24.422.654	-	-	-	-	(22.734.952)	(24.422.654)	364.546	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación		-	-	1.385.299	2.083.893	37.190.238	32.530.127	-	-	48.573.339	40.166.814	-	403.581.048	87.148.876	478.361.882
Activos intangibles distintos de la plusvalía		-	-	32.834	44.948	2.829.119	2.367.312	20.986.265	20.180.823	10.703.705	11.072.435	-	-	34.551.923	33.665.518
Plusvalía		-	-	866.444	1.070.608	-	-	4.345.042	4.285.458	-	6.675.472	-	88.669.117	5.211.486	100.700.655
Propiedades, planta y equipo		-	-	176.973.922	205.987.826	320.080.187	284.339.062	1.778.406.052	1.761.539.131	822.978.082	845.400.587	-	-	3.098.438.243	3.097.266.606
Propiedad de inversión		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos		-	34.135	472.003	620.058	24.182.199	21.167.037	15.710.544	18.180.990	-	-	-	-	40.364.746	40.002.220
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		-	5.216.062.752	616.964.510	658.318.127	569.608.629	486.960.688	2.013.124.770	1.980.785.898	1.087.244.530	1.076.114.971	(60.628.648)	(1.373.010.745)	4.226.313.791	8.045.231.691

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	País	Generación														
		Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales		
		30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>																
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>		-	1.828.533.074	233.104.587	219.381.678	167.512.965	126.744.267	373.840.305	349.716.663	146.040.061	149.548.832	62.170.269	(17.041.289)	61.192.354	903.456.629	2.735.116.868
Otros pasivos financieros corrientes	-	417.400	25.873.566	30.356.957	4.445.819	1.718.719	170.793.676	135.606.953	59.725.302	67.063.567	67.063.567	-	-	16.847.277	260.838.363	230.270.298
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	158.892	138.260.477	121.997.587	56.413.969	47.259.646	110.587.257	89.385.378	61.398.943	67.063.567	-	-	-	-	366.660.646	342.712.347
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	2.336	22.669.782	22.841.700	85.961.531	57.806.281	56.384.027	22.926.498	11.215.479	11.770.115	(17.041.289)	(10.778.741)	-	-	159.189.530	104.568.189
Otras provisiones corrientes	-	-	5.290.645	2.744.275	-	-	32.729.329	72.379.364	6.258.775	6.295.715	-	-	-	-	44.278.749	81.419.354
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	41.010.117	41.441.159	17.823.239	19.959.621	2.489.062	28.563.318	6.491.590	1.153.023	-	-	-	-	67.814.008	91.117.121
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	-	-	2.868.407	-	856.954	855.152	949.972	1.096.143	-	-	-	-	4.675.533	1.951.295
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	1.827.954.446	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55.123.818	-	1.883.078.264
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>		-	199.807	186.708.118	219.971.414	28.516.323	34.180.263	912.347.449	831.187.905	255.483.310	277.281.858	(43.587.359)	-	48.543.708	1.339.525.841	1.313.277.539
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	31.434.503	38.637.260	39.637.260	3.248.651	3.012.598	838.685.379	781.500.274	104.688.319	118.684.335	-	-	-	978.056.852	941.834.867
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	75.406.390	94.453.409	446.247	2.911.464	-	-	-	-	-	-	-	-	75.852.637	97.364.873
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	36.493.204	35.630.861	20.302.884	23.598.549	-	-	-	-	-	(43.587.359)	(48.543.708)	-	13.208.729	10.685.702
Otras provisiones no corrientes	-	-	-	-	4.518.541	4.657.252	55.438.367	32.991.300	4.177.819	4.234.681	-	-	-	-	64.134.727	41.883.233
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	39.951.084	46.358.947	-	-	-	-	128.099.407	134.903.163	-	-	-	-	168.050.491	181.262.110
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	199.807	3.480.937	3.890.937	-	-	-	18.223.703	16.696.331	786.788	-	-	-	-	22.491.428	21.548.342
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	17.730.977	18.698.412	-	-	-	-	17.730.977	18.698.412
<b>PATRIMONIO NETO</b>		-	3.387.329.871	197.093.805	219.965.035	373.579.341	326.036.158	726.937.016	799.881.330	685.721.159	649.284.281	-	-	1.385.659.391	1.983.331.321	3.996.837.284
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>		-	3.387.329.871	197.093.805	219.965.035	373.579.341	326.036.158	726.937.016	799.881.330	685.721.159	649.284.281	-	-	1.385.659.391	1.983.331.321	3.996.837.284
Capital emitido	-	2.041.622.319	67.082.192	82.865.510	103.090.397	90.172.688	148.534.890	146.498.021	312.225.332	323.227.193	-	-	(1.207.662.870)	630.932.811	1.976.722.861	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	-	1.726.639.410	33.049.779	49.183.508	143.020.272	134.179.155	76.749.303	217.958.120	54.443.895	48.944.655	-	-	-	307.263.249	2.358.601.470	
Primas de emisión	-	206.008.557	-	-	-	-	25.674.400	-	47.952	-	-	-	-	25.722.352	206.058.198	
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	-	(586.940.415)	96.961.834	87.916.017	127.468.672	101.684.315	475.978.423	435.425.189	319.003.980	277.062.792	-	-	(359.693.143)	1.019.412.909	(44.545.245)	
<b>Participaciones no controladoras</b>		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>		-	5.216.062.752	616.964.510	658.318.127	569.608.629	486.960.688	2.013.124.770	1.980.785.898	1.087.244.530	1.076.114.971	(60.628.648)	(1.373.010.745)	4.226.313.791	8.045.231.691	

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	
	30-06-2016	30-06-2015	30-06-2016	30-06-2015	30-06-2016	30-06-2015	30-06-2016	30-06-2015	30-06-2016	30-06-2015	30-06-2016	30-06-2015	30-06-2016	30-06-2015
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>INGRESOS</b>	-	-	117.549.330	93.444.204	177.299.015	163.853.582	432.998.341	328.993.555	241.413.506	196.365.023	-	(425.028)	969.260.192	782.231.336
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	88.789.854	68.268.368	168.368.888	163.853.582	428.323.854	328.191.223	240.649.578	195.838.844	-	(425.028)	926.132.174	755.276.989
Ventas de energía	-	-	49.855.944	51.358.203	144.775.040	131.564.601	423.303.411	325.126.446	190.002.911	163.136.876	-	-	671.186.126	671.186.126
Otras ventas	-	-	-	-	-	-	4.975.879	3.016.446	8.318.041	5.837.223	-	-	13.293.920	8.853.669
Otras prestaciones de servicios	-	-	38.933.910	16.910.165	23.593.848	32.288.981	44.564	49.331	42.328.626	27.064.745	-	(425.028)	104.900.948	75.887.194
Otros ingresos	-	-	28.759.476	25.175.836	8.930.127	-	4.674.487	802.332	763.328	526.179	-	-	43.228.147	26.504.347
<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	-	-	(43.706.122)	(31.242.943)	(76.521.503)	(68.282.802)	(171.489.068)	(99.193.682)	(104.450.864)	(75.157.206)	-	-	(396.167.557)	(273.876.633)
Compras de energía	-	-	(479.515)	(900.735)	(38.587.753)	(35.496.575)	(83.797.942)	(33.644.561)	(15.201.928)	(6.761.868)	1.020.498	1.559.187	(137.046.640)	(75.244.552)
Consumo de combustible	-	-	(38.886.502)	(24.068.591)	(27.279.974)	(26.673.340)	(35.320.776)	(19.305.971)	(19.501.542)	(40.602.002)	-	-	(110.603.794)	(110.603.794)
Gastos de transporte	-	-	(719.358)	(809.330)	(6.286.686)	(6.069.159)	(35.410.326)	(32.255.912)	(24.047.473)	(19.965.580)	(1.020.498)	(1.559.187)	(67.464.341)	(60.679.168)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	(3.620.747)	(5.464.287)	(4.387.090)	(23.728)	(16.960.024)	(13.987.238)	(12.184.921)	(7.827.756)	-	-	(37.152.782)	(27.303.009)
<b>MARGEN DE CONTRIBUCION</b>	-	-	73.843.208	62.201.261	100.777.512	95.570.780	261.509.273	229.799.873	136.962.642	121.207.817	-	(425.028)	573.092.635	508.354.703
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	1.902.230	1.388.983	336.780	-	248.660	2.800.867	-	230.719	-	425.028	2.487.670	4.845.597
Gastos por beneficios a los empleados	-	-	(23.906.185)	(24.906.612)	(4.858.820)	(6.368.968)	(8.344.413)	(9.805.025)	(10.718.043)	(8.518.945)	-	-	(47.007.461)	(49.599.550)
Otros gastos, por naturaleza	-	-	(11.079.687)	(10.367.877)	(5.719.355)	(4.892.882)	(19.950.553)	(18.394.175)	(15.500.633)	(12.119.950)	-	-	(50.250.226)	(45.774.884)
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	-	-	41.579.566	28.315.755	90.536.117	84.308.930	233.462.967	204.401.540	112.743.966	100.799.641	-	-	478.322.616	417.825.866
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(15.896.903)	(15.046.955)	(9.796.107)	(11.715.247)	(20.757.174)	(18.628.500)	(24.536.808)	(25.530.528)	-	-	(70.986.992)	(70.921.230)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	(21.875)	-	(193.041)	38.168	(792.065)	205.000	-	(31.243)	-	-	(1.006.981)	211.925
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	-	-	25.660.788	13.268.800	80.546.969	72.631.851	211.913.728	185.978.040	88.207.158	75.237.870	-	-	406.328.643	347.116.561
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	-	-	8.044.737	(15.352.903)	(2.197.658)	6.608.518	(48.805.952)	(15.965.423)	(4.985.878)	(6.668.626)	-	(4.807.911)	(47.944.751)	(38.186.345)
<b>Ingresos financieros</b>	-	-	11.222.021	9.543.326	4.590.501	5.299.431	5.108.337	1.604.343	686.425	583.118	(1.049.906)	(1.049.906)	20.940.073	15.980.312
Efectivo y otros medios equivalentes	-	-	10.919.980	9.424.118	2.334.692	3.902.666	4.653.203	1.392.852	360.528	527.608	-	-	18.268.403	15.247.244
Otros ingresos financieros	-	-	302.041	119.208	2.255.809	1.396.765	455.134	211.491	325.897	55.510	(667.211)	(1.049.906)	2.671.670	733.068
<b>Costos financieros</b>	-	-	(20.379.140)	(18.880.998)	(6.057.448)	(5.789.918)	(54.780.881)	(17.638.828)	(4.390.851)	(5.073.555)	667.211	1.049.908	(46.638.329)	(46.638.329)
Préstamos bancarios	-	-	(1.259.233)	(2.969.205)	(199.646)	(112.506)	(6.212.062)	(3.282.583)	(1.594.473)	(2.574.550)	-	-	(9.265.915)	(8.938.844)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	-	-	-	(45.903.062)	(34.800.852)	(1.618.402)	(1.500.347)	-	-	(47.521.464)	(36.301.199)
Otros	-	-	(19.119.907)	(15.911.791)	(5.857.822)	(5.676.410)	(2.362.456)	20.444.607	(1.177.976)	(998.658)	667.211	1.049.908	(27.850.950)	(1.092.344)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	-	-	17.201.856	(6.015.233)	(730.691)	7.098.003	563.792	69.062	(1.281.452)	(4.178.189)	-	(4.807.913)	15.753.505	(7.834.270)
Fosilivas	-	-	39.946.494	2.811.804	11.863.599	18.719.640	1.968.861	667.587	14.739.848	1.368.451	(3.470.814)	(14.575.797)	65.047.988	8.991.485
Negativas	-	-	(22.744.638)	(8.626.837)	(12.594.290)	(11.621.637)	(1.405.069)	(598.525)	(16.021.300)	(5.546.640)	3.470.814	9.767.884	(49.294.483)	(16.825.755)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	-	-	683.229	1.971.204	-	-	-	-	-	-	-	-	683.229	1.971.204
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	71.309	-	-	-	41.790	-	150.301	63.206	-	-	263.400	63.206
Resultado de Otras Inversiones	-	-	54.011	-	-	-	-	-	-	-	-	-	54.011	-
Resultados en Ventas de Activos	-	-	17.298	-	-	-	41.790	-	150.301	63.206	-	-	209.389	63.206
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	-	-	34.460.063	(112.899)	78.349.311	79.240.369	163.149.566	170.012.617	83.371.581	66.632.450	-	(4.807.911)	359.330.521	310.964.626
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	-	-	(13.690.156)	2.599.218	(27.027.761)	(27.371.559)	(67.046.529)	(61.797.961)	(24.404.709)	(19.597.679)	-	-	(132.169.155)	(106.167.981)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	-	-	20.769.907	2.486.319	51.321.550	51.868.810	96.103.037	108.214.656	58.966.872	47.034.771	-	(4.807.911)	227.161.366	204.796.645
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	-	-	20.769.907	2.486.319	51.321.550	51.868.810	96.103.037	108.214.656	58.966.872	47.034.771	-	(4.807.911)	227.161.366	204.796.645

País	Chile ( Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-06-2016	30-06-2015	30-06-2016	30-06-2015	30-06-2016	30-06-2015	30-06-2016	30-06-2015	30-06-2016	30-06-2015	30-06-2016	30-06-2015	30-06-2016	30-06-2015
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	147.723.266	152.103.217	28.371.147	63.063.601	66.063.536	82.335.817	144.970.559	78.566.788	35.708.743	72.585.150	(49.559)	(2.038.979)	422.787.692	446.615.594
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(45.466.005)	(87.806.941)	(12.217.119)	(58.194.915)	(2.657.827)	(8.108.202)	(41.502.638)	(82.370.118)	(14.267.173)	(38.328.066)	-	(70.702.047)	(116.110.762)	(345.510.289)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(152.507.855)	(86.558.999)	(6.205.696)	(4.234.680)	(42.459.654)	(97.501.908)	(88.327.813)	(206.667.467)	(30.640.760)	(90.517.743)	-	72.664.795	(320.411.778)	(412.816.002)

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	País	Distribución												Totales	
		Chile ( Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		30-06-2016	31-12-2015
		30-06-2016	31-12-2015	30-06-2016	31-12-2015	30-06-2016	31-12-2015	30-06-2016	31-12-2015	30-06-2016	31-12-2015	30-06-2016	31-12-2015	M\$	M\$
<b>ACTIVOS</b>															
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>															
Efectivo y equivalentes al efectivo		-	1.068.956.933	208.502.387	191.441.460	776.571.249	653.342.371	176.718.210	207.553.675	118.604.817	116.371.663	(1.998.784)	(4.417.595)	1.278.397.879	2.233.248.507
Otros activos financieros corrientes		-	10.694.452	53.637.104	24.665.201	137.401.826	34.293.476	43.589.610	89.987.572	25.852.704	14.818.083	-	-	260.481.244	174.458.784
Otros activos no financieros, corriente		-	188.143	293.728	694.177	19.882.284	33.244.064	25.132	44.985	-	-	-	-	20.201.144	34.171.369
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes		-	-	1.128.176	1.261.261	62.105.826	65.958.327	1.612.359	1.912.501	6.449.220	2.944.189	-	-	71.295.581	72.076.278
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes		-	105	142.267.380	124.663.167	543.510.546	508.562.286	105.946.068	99.124.879	72.549.351	69.883.209	18.165	52.925	864.291.510	802.286.571
Inventarios corrientes		-	8.208.642	802.564	239.991	553.519	1.564.236	3.788.563	2.829.584	4.726.941	19.302.467	(2.016.949)	(4.468.556)	7.854.638	27.676.364
Activos por impuestos corrientes, corriente		-	-	10.029.076	37.440.101	847.653	673.996	21.485.397	13.654.154	9.014.447	9.416.923	-	-	41.376.573	61.185.174
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		-	1.049.434.069	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.964)	-	1.049.432.105
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>															
Otros activos financieros no corrientes		-	462.047.875	410.042.904	443.412.233	1.960.561.757	1.662.603.605	897.037.941	847.774.289	676.389.640	675.858.105	-	-	3.944.032.242	4.091.696.107
Otros activos no financieros no corrientes		-	-	758.276	21.751	607.460.391	488.858.930	8.801	3.620	-	-	-	-	608.227.468	488.884.301
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes		-	-	264.520	326.850	64.885.100	52.122.099	2.394.963	2.292.399	-	-	-	-	67.544.583	54.741.348
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación		-	-	6.830.173	6.208.472	36.984.090	74.095.449	7.992.188	7.875.015	-	-	-	-	51.806.451	88.178.936
Activos intangibles distintos de la plusvalía		-	-	270.698	355.485	-	-	-	-	-	-	-	-	270.698	355.485
Plusvalía		-	462.006.979	13.109	15.027	-	-	30.520.355	29.497.710	-	-	-	-	30.533.464	491.519.716
Propiedades, planta y equipo		-	-	1.402.586	1.856.386	1.074.303.636	905.374.088	19.431.563	16.427.134	9.802.038	9.826.406	-	-	1.104.939.823	933.484.014
Propiedad de inversión		-	-	-	-	87.691.291	76.703.162	-	-	-	-	-	-	87.691.291	76.703.162
Activos por impuestos diferidos		-	40.896	-	-	65.085.020	44.489.570	3.712.759	7.371.379	-	-	-	-	68.797.779	51.901.845
<b>TOTAL ACTIVOS</b>															
		-	1.531.004.808	618.545.291	634.853.693	2.737.133.006	2.315.945.976	1.073.756.151	1.055.327.964	794.994.457	792.229.768	(1.998.784)	(4.417.595)	5.222.430.121	6.324.944.614

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	País	Distribución												Totales	
		Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		30-06-2016	31-12-2015
		30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>															
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>		-	418.047.564	455.478.173	431.630.046	616.488.509	552.804.640	307.096.194	247.749.856	181.906.414	192.540.953	(1.998.784)	(4.417.595)	1.558.790.506	1.838.355.464
Otros pasivos financieros corrientes		-	92.882	-	526.559	184.283.394	134.704.079	92.383.288	34.994.868	24.129.846	35.806.842	-	-	300.796.528	206.125.030
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar		-	293.820	413.277.121	402.486.702	351.626.820	383.345.351	162.436.122	169.494.726	84.114.709	81.443.952	-	-	1.011.454.772	1.037.064.551
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes		-	636.116	1.131.168	1.192.017	79.337.009	32.611.195	46.727.320	16.017.544	32.865.053	26.092.527	(1.998.784)	(4.417.595)	158.061.766	72.131.804
Otras provisiones corrientes		-	3.595	41.069.884	27.424.768	1.241.285	2.144.014	5.178.828	5.380.567	10.598.206	10.926.878	-	-	58.088.203	45.879.822
Pasivos por impuestos corrientes		-	-	-	-	1	1	-	21.428.954	1.053.975	2.737.460	-	-	1.053.976	24.166.415
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes		-	-	-	-	-	-	370.636	433.197	29.144.625	35.533.294	-	-	29.515.261	35.966.491
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		-	417.021.351	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	417.021.351
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>		-	299.654	145.222.370	174.966.573	1.059.047.450	832.749.665	278.203.743	281.940.695	276.460.468	269.823.997	-	-	1.758.934.031	1.559.780.584
Otros pasivos financieros no corrientes		-	-	-	-	498.223.888	421.538.033	227.305.813	230.851.899	240.008.858	230.907.635	-	-	965.538.559	883.297.767
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes		-	-	125.471.890	154.803.475	84.152.831	22.852.766	-	-	163.497	371.317	-	-	209.788.218	178.027.558
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes		-	-	-	-	194.246.707	157.179.286	-	-	-	-	-	-	194.246.707	157.179.286
Otras provisiones no corrientes		-	-	10.964.097	10.544.604	157.494.443	127.402.352	4.686.453	3.547.501	307.193	314.163	-	-	173.452.186	141.808.620
Pasivo por impuestos diferidos		-	-	-	-	-	-	-	-	32.744.297	34.940.876	-	-	32.744.297	34.940.876
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes		-	299.654	8.786.383	9.618.494	124.929.581	103.777.228	46.211.477	47.541.295	1.881.783	1.887.226	-	-	181.809.224	163.123.897
Otros pasivos no financieros no corrientes		-	-	-	-	-	-	-	-	1.354.840	1.402.580	-	-	1.354.840	1.402.580
<b>PATRIMONIO NETO</b>		-	1.112.657.590	17.844.748	28.257.074	1.061.597.047	930.391.671	488.456.214	525.637.413	336.627.575	329.864.818	-	-	1.904.525.584	2.926.808.566
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>		-	1.112.657.590	17.844.748	28.257.074	1.061.597.047	930.391.671	488.456.214	525.637.413	336.627.575	329.864.818	-	-	1.904.525.584	2.926.808.566
Capital emitido		-	367.928.682	38.086.787	47.061.353	379.690.440	312.041.595	2.994.474	2.953.410	126.218.957	130.666.525	-	-	546.990.658	860.651.565
Ganancias (pérdidas) acumuladas		-	1.225.045.537	(21.774.123)	(20.697.376)	43.493.059	82.104.937	42.923.774	104.750.330	19.206.523	23.507.686	-	-	83.849.233	1.414.711.314
Primas de emisión		-	566.302	-	-	-	-	3.022.632	2.981.182	-	-	-	-	3.022.632	3.547.484
Acciones propias en cartera		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reservas		-	(480.882.931)	1.532.084	1.893.097	638.413.548	536.245.139	439.515.334	414.952.491	191.202.095	175.690.407	-	-	1.270.663.061	647.898.203
<b>Participaciones no controladoras</b>		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>		-	1.531.004.808	618.545.291	634.853.693	2.737.133.006	2.315.945.976	1.073.756.151	1.055.327.964	794.994.457	792.229.768	(1.998.784)	(4.417.595)	5.222.430.121	6.324.944.614

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		Distribución				Eliminaciones		Totales	
	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$
<b>ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES</b>														
<b>INGRESOS</b>	-	-	340.563.296	291.727.978	734.547.665	972.984.977	444.158.444	444.192.989	309.706.463	262.755.431	-	-	1.828.975.868	1.971.661.375
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	318.311.602	140.555.050	609.744.343	880.764.421	442.171.480	442.268.347	308.510.870	261.081.803	-	-	1.678.738.295	1.724.669.621
Ventas de energía	-	-	295.164.463	131.276.115	570.885.193	835.659.053	366.379.757	363.651.743	290.261.041	247.760.372	-	-	1.522.691.254	1.578.347.283
Otras ventas	-	-	95.797	178.877	178.877	672.377	43.566	83.789	269.871	1.894.978	-	-	1.080.801	8.333.679
Otras prestaciones de servicios	-	-	23.051.342	9.100.058	38.186.773	38.929.333	75.748.167	78.532.815	17.979.958	11.426.453	-	-	154.966.240	137.988.659
Otros ingresos	-	-	22.251.694	151.172.928	124.803.322	92.220.556	1.986.964	1.924.642	1.195.593	1.673.628	-	-	150.237.573	246.991.754
<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	-	-	(138.706.282)	(79.471.018)	(492.741.084)	(732.699.771)	(254.460.404)	(247.098.475)	(208.470.846)	(177.083.437)	-	-	(1.094.378.616)	(1.236.352.701)
Compras de energía	-	-	(138.314.478)	(79.048.271)	(343.109.025)	(590.309.131)	(192.589.135)	(184.077.622)	(197.885.760)	(163.797.910)	-	-	(871.898.398)	(1.017.232.934)
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos de transporte	-	-	(174.088)	(422.747)	(30.258.576)	(37.363.885)	(42.809.844)	(42.086.123)	-	-	-	-	(73.242.508)	(79.872.755)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	(217.716)	-	(119.373.483)	(105.026.755)	(19.061.425)	(20.934.730)	(10.585.086)	(13.285.527)	-	-	(149.237.710)	(139.247.012)
<b>MARGEN DE CONTRIBUCIÓN</b>	-	-	201.857.014	212.256.960	241.806.581	240.285.206	189.698.040	197.094.514	101.235.617	85.671.994	-	-	734.597.252	735.308.674
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	12.634.545	16.399.430	7.317.184	5.439.738	3.557.986	1.892.428	2.307.735	1.938.861	-	-	25.817.450	25.670.457
Gastos por beneficios a los empleados	-	-	(85.838.560)	(110.465.977)	(36.855.660)	(41.187.367)	(16.800.888)	(17.143.025)	(12.202.848)	(10.668.089)	-	-	(151.697.956)	(179.464.458)
Otros gastos, por naturaleza	-	-	(50.166.695)	(78.390.088)	(90.339.380)	(80.388.161)	(28.230.840)	(33.034.089)	(14.013.429)	(12.325.574)	-	-	(182.750.344)	(204.137.912)
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	-	-	78.486.304	39.800.325	121.928.725	124.149.416	148.224.298	148.809.828	77.327.075	64.617.192	-	-	425.966.402	377.376.761
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(5.251.703)	(5.935.852)	(37.342.295)	(36.724.512)	(27.945.354)	(31.249.302)	(15.395.754)	(13.792.539)	-	-	(85.485.106)	(87.702.205)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	(2.591.707)	(1.165.193)	(19.847.014)	(19.468.119)	(659.459)	217.135	(1.206.595)	(851.561)	-	-	(24.304.775)	(21.267.738)
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	-	-	70.642.894	32.699.280	64.739.416	67.956.785	120.609.485	117.777.661	60.724.726	49.973.092	-	-	316.176.521	268.406.818
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	-	-	(75.356.798)	16.678.604	(49.945.075)	(24.710.936)	(15.943.785)	(14.398.090)	(7.547.590)	(7.751.392)	-	-	(148.793.248)	(30.181.814)
Ingresos financieros	-	-	51.291.094	42.088.122	47.762.021	2.875.886	2.876.578	1.540.514	1.832.909	1.832.909	-	-	54.784.633	103.692.002
Efectivos y otros medios equivalentes	-	-	3.969.090	277.984	4.670.062	2.602.498	1.703.951	1.718.228	334.537	629.737	-	-	10.677.650	5.228.447
Otros ingresos financieros	-	-	4.311.021	51.003.110	37.418.060	45.159.523	1.171.925	1.098.350	1.205.977	1.203.172	-	-	44.106.983	98.464.155
Costos financieros	-	-	(83.296.920)	(34.872.848)	(87.907.489)	(72.356.992)	(18.762.309)	(17.317.367)	(9.291.207)	(9.174.340)	-	-	(199.257.925)	(133.721.547)
Préstamos bancarios	-	-	(40.115)	(702.227)	(13.354.522)	(7.980.931)	(1.262.011)	-	(1.239.214)	(828.422)	-	-	(15.895.862)	(9.511.580)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	(22.982.416)	(27.844.783)	(14.648.784)	(12.994.213)	(7.085.940)	(7.172.496)	(47.117.140)	-	-	(48.011.492)	(48.011.492)
Otros	-	-	(83.256.805)	(34.170.621)	(51.570.551)	(36.531.278)	(2.851.514)	(4.323.154)	(966.053)	(1.173.422)	-	-	(138.644.923)	(76.198.475)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	-	-	(339.989)	270.358	(4.125.708)	(115.965)	(57.362)	102.699	203.103	(409.961)	-	-	(4.319.956)	(152.869)
Positivas	-	-	1.372.948	446.506	20.401.395	357.969	981.279	511.725	1.520.006	568.897	-	(17.302)	24.275.628	1.867.795
Negativas	-	-	(1.712.937)	(176.148)	(24.527.103)	(473.934)	(1.038.641)	(409.026)	(1.316.903)	(978.858)	-	17.302	(28.595.584)	(2.020.664)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-	16.090	16.147	-	-	1.108.676	853.818	-	-	-	-	1.124.766	869.965
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	-	-	-	-	(29.595)	3.607	4.837	568.064	-	-	(24.758)	571.671
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	-	-	-	(29.595)	3.607	4.837	568.064	-	-	(24.758)	571.671
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	-	-	(4.697.814)	49.394.031	14.794.341	43.245.849	105.204.781	104.236.996	53.181.973	42.789.764	-	-	168.483.281	239.666.640
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	-	-	(564.613)	-	2.587.816	(7.136.746)	(44.031.203)	(44.663.024)	(15.744.153)	(13.291.895)	-	-	(57.752.153)	(65.091.665)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	-	-	(5.262.427)	49.394.031	17.382.157	36.109.103	61.173.578	59.573.972	37.437.820	29.497.869	-	-	110.731.128	174.574.975
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>GANANCIA (PERDIDA)</b>	-	-	(5.262.427)	49.394.031	17.382.157	36.109.103	61.173.578	59.573.972	37.437.820	29.497.869	-	-	110.731.128	174.574.975
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	-	-	(5.262.427)	49.394.031	17.382.157	36.109.103	61.173.578	59.573.972	37.437.820	29.497.869	-	-	110.731.128	174.574.975
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

País	Chile ( Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2016 M\$	30-06-2015 M\$
<b>ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO</b>														
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	3.986.376	69.139.936	70.506.674	110.091.891	163.665.936	7.405.785	55.287.093	67.548.785	70.984.495	50.736.799	-	(114.456)	364.430.574	304.808.740
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(2.041.040)	(17.277.260)	(33.205.114)	(105.333.390)	(80.311.886)	(95.410.198)	(72.790.064)	(48.106.864)	(27.010.782)	(66.030.389)	-	(13.025.818)	(215.358.886)	(345.183.919)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(31.067.073)	(49.300.916)	(528.752)	(4.926.887)	5.843.927	51.194.836	(26.566.130)	(109.336.666)	(32.530.343)	(35.115.159)	-	13.140.274	(84.848.371)	(134.344.518)

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

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

### 32.1 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	jun-16	dic-15	2015	Activos	2016	Activos	2017	Activos
										-	-	-	-	-	
Mitsubishi Corporation	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	8.113.033	M\$	33.283.687	35.254.202	-	-	-	-	-	-
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	-	M\$	-	1.183.600	-	-	-	-	-	-
Citibank N.A.	Endesa Argentina	Acreedor	Prenda	Depósito de dinero	M\$	-	M\$	-	435.681	-	-	-	-	-	-
Deutsche Bank / Santander Benelux	Enersis S.A.	Acreedor	Cuenta de depósitos	Cuenta de depósitos	M\$	21.824.111	M\$	49.716.221	40.354.434	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Ampla S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	M\$	7.136.838	M\$	133.936.065	98.375.210	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Coelce S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	M\$	9.716.000	M\$	69.797.474	60.265.158	-	-	-	-	-	-
Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social	Cien	Acreedor	Hipoteca, Prenda y otros	Cobranzas Ctes.	M\$	159.306	M\$	4.370.310	3.944.953	-	-	-	-	-	-

Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos era de M\$ 8.113.033 y M\$ 13.903.028, respectivamente (ver Nota 15.e.ii).

Al 30 de junio de 2016, Enersis Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 36.265.938.096 (M\$ 35.079.484.027 al 31 de diciembre de 2015).

### 32.2 Garantías Indirectas.

Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, no existen garantías indirectas.

### 32.3 Litigios y arbitrajes.

A la fecha de preparación de estos Estados Financieros Consolidados, los litigios más relevantes de Enersis 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 Enersis Américas S.A., Chilectra S.A., Endesa Chile y Elesur S.A. (hoy Chilectra 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 (aprox. M\$864.328.554); 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 (aprox. M\$210.831.925); 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 (aprox. M\$67.568.656) para Elesur S.A. (hoy Chilectra 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.

#### a) Juicios pendientes filiales:

1. En el año 2001 se presentó en contra de la filial de generación EMGESA S.A. ESP., así como en contra de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP. (EEB) y de la Corporación Autónoma Regional, una demanda por los habitantes de Sibaté, Departamento colombiano de Cundinamarca, la cual busca que las demandadas respondan solidariamente por los daños y perjuicios derivados de la contaminación en el embalse de El Muña, a raíz del bombeo que hace EMGESA de las aguas contaminadas del río Bogotá. Frente a dicha demanda, EMGESA se ha opuesto a las pretensiones argumentando que la empresa no tiene responsabilidad en estos hechos pues recibe las aguas ya contaminadas, entre otros argumentos. La pretensión inicial de los demandantes fue de aprox. COL\$3.000.000.000 en miles de pesos colombianos, lo que equivale aproximadamente a M\$ 680.400.000. EMGESA, por su parte, solicitó la vinculación de numerosas entidades públicas y privadas que hacen vertimientos al río Bogotá o que de una u otra manera tienen competencia en la gestión ambiental de la cuenca de este río, solicitud respecto de la cual la Sección Tercera del Consejo de Estado resolvió tener como demandados propiamente a diversas de estas personas jurídicas. En enero de 2013 se presentaron contestaciones a la demanda y en

junio de 2013 se resolvió negar por improcedente la solicitud de nulidad de lo actuado en el proceso, propuesta por varias de las demandadas. Actualmente en el proceso se encuentra pendiente la resolución de excepciones previas y la citación a la audiencia de conciliación. En junio de 2015 se dictó una resolución que ordenó la desvinculación de la EEB por efectos de un vicio nulidad así como la exclusión de aquellas entidades que habían sido vinculadas por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca como demandados por ser contaminantes de las aguas del río Bogotá, lo que había sido confirmado por el Consejo de Estado. Contra esta decisión se interpuso recurso de reposición y, en subsidio, apelación. Los cuales fueron resueltos desfavorablemente. Se estima la cuantía actual de esta causa en aprox. Col\$112.320.000.000 (aprox. M\$ 25.474.176).

2. Se ha interpuesto una Acción de Grupo por habitantes del municipio de Garzón basados en que, como consecuencia de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se han visto disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el censo socioeconómico del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. EMGESA rechaza 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. Pendiente se decida sobre la excepción propuesta. Se estima que las pretensiones de los demandantes ascienden aproximadamente a 93 mil millones de pesos colombianos (aprox. M\$ 21.092.400).
3. Central Betania (actual Emgesa) 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 Betania para determinar la base gravable del impuesto a la renta utilizando este beneficio. Básicamente, la DIAN entiende que ciertos ingresos de C.H.Betania, 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 C.H.Betania (ahora 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. Se está a la espera de la resolución del Tribunal Administrativo de primera instancia. Los procesos están inactivos desde que se radicaron los alegatos de conclusión en junio del 2010, debido que la Corte del Huila no es especialista en impuestos. En febrero de 2016 se radicó el impulso procesal con el fin de activar el proceso. La Cuantía total Col.M\$ 96.393.426 (aprox. M\$ 21.862.029).
4. 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 S.A. E.S.P, la EEB y la

Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá 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 S.A. E.S.P. ha interpuesto 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, la EEB y Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá, 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 art. 2º. de la Resolución 2000 de 2009, por medio de los cuales se impuso a Emgesa S.A. ESP 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 anuladas 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 favorable para la empresa del cual se solicitó aclaración por parte de Emgesa. Pendiente la aclaración al dictamen anterior y un segundo dictamen para valorar las obras adelantadas por la empresa. Cuantía indeterminada.

5. 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 este 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 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, a través del Decreto Legislativo 1979 ha solicitado el levantamiento de la suspensión de generación e informado que Emgesa no puede sustraerse al cumplimiento de dicho Decreto. El día 15 de diciembre de 2015 se dio a conocer la decisión adoptada por la Corte Constitucional que declaró la inexecutable del referido Decreto Legislativo 1979 de 2015, por lo que EMGESA suspende generación de energía 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 del Quimbo.

Así mismo 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. La cuantía de este proceso es indeterminada.

6. 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. La cuantía estimada es de aprox. 337.000.000.000 pesos colombianos (aprox. M\$ 76.431.600).
  
7. 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 georeferenciado 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 se solicita al tribunal: (i) se declaren vulnerados los derechos a la moralidad administrativa y al patrimonio público; (ii) se ordene a CODENSA efectuar la reliquidación que incluya intereses moratorios por los mayores valores pagados entre 1998 y 2004; y, (iii) se le reconozca 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 realicen 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 95.142.786.544 pesos colombianos (aprox. M\$ 21.578.384), 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\$ 14.432.754.679 (actualizados a mayor de 2014), (aprox. M\$ 3.273.349). Adicionalmente, la Contraloría recomendó en su informe que la UAESP enviara 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.

8. Para contrarrestar el impacto del posible fenómeno climático del Niño que influye en la tarifa, la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, estableció la Opción Tarifaria, a través de la Resolución CREG 168 del 2008, la cual permite diferir el incremento en la tarifa de energía eléctrica hasta por dos años, en lugar de hacerlo inmediatamente, suavizando el impacto del alza en los usuarios finales. Codensa terminó voluntariamente la Opción Tarifaria que venía aplicando y en virtud de ello debe proceder a hacer un balance entre los valores reales de la tarifa y los valores facturados resultantes de la Opción Tarifaria, sobre la base de los saldos y el histórico de los valores trasladados a la tarifa de los usuarios finales, en cumplimiento de la Resolución CREG 168 de 2008. El resultante de la comparación de tarifas debe ser reintegrado a los usuarios finales pues los valores de la Opción Tarifaria, como saldos acumulados, siempre están por encima de los valores que debieron haberse facturado si no se hubiere optado por tal alternativa. En cuanto a su estado procesal, se notifica la demanda el 1 de octubre de 2015 y fue contestada el 23 de noviembre de 2015. Se encuentra pendiente la fijación de fecha para audiencia de conciliación. la regulación nacional no establece el mecanismo para devolver a los usuarios los importes de dinero derivados de la opción tarifaria, sin embargo la empresa previamente decidió devolver estas sumas. Existe diferencia entre los importes que tiene previsto devolver la empresa a los usuarios y la cuantía que estima el actor. Se contesta la demanda el 23 de noviembre de 2015. Se encuentra pendiente la fijación de fecha para audiencia de conciliación. Cuantía COL\$ 163.000.000.000. (aprox. M\$ 36.968.400).
9. La autoridad fiscal en Perú SUNAT (Superintendencia Nacional de Administración Tributaria) cuestionó a EDEGEL en el año 2001, a través de Resoluciones de Impuestos y Multa, la deducción como gasto, de la depreciación que corresponde a parte del mayor valor asignado a los activos en la tasación con motivo de su revaluación voluntaria en el ejercicio 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 autoridad tributaria es que Edegel 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 fuera efectivamente incurrido. La posición de la compañía 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 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 TF (Tribunal Fiscal) resolvió el litigio del año 1999, a favor de la compañía por dos centrales y en contra respecto de cuatro, en base al argumento que sólo

por las dos primeras se acreditó que hubo financiamiento. El TF ordenó a la SUNAT recalcular la deuda según el criterio expuesto. Edegel pagó la deuda reliquidada por SUNAT en junio 2012 por el equivalente a 11 mm €, la cual tendrá que ser devuelta en caso se obtenga un resultado favorable en los siguientes procesos iniciados por Edegel:

i) Demanda ante el Poder Judicial 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, Edegel 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 nuestro derecho a la debida motivación y, además es extemporánea, Edegel presentó recurso de nulidad contra la misma. En mayo 2015, Edegel 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 Poder Judicial volver a la etapa de determinación de los puntos de la controversia. En junio de 2015, Edegel fue notificada 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, Edegel dio su informe oral.

Respecto del período 2000 y 2001: Edegel pagó el equivalente a 5 mm € y provisionó el equivalente a 1 mm €.

En noviembre de 2015, Edegel 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. Luego, (tipo de cambio); confirma la reparos relacionados 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 diciembre de 2015, está pendiente que la SUNAT recalculé la deuda de acuerdo al criterio establecido.

En febrero 2016, Edegel 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 Edegel. En marzo de 2016, el TF y SUNAT respondieron a la demanda, lo que significa que el poder judicial debe fallar en contra de Edegel, 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, Edegel fue notificado con la corrección de errores del procedimiento (Resolución de Saneamiento Procesal). En junio de 2016, Edegel fue notificado con la Opinión del Fiscal de Distrito del Poder Judicial. En el mismo mes, Edegel fue requerido para proporcionar informe oral.

Las próximas actuaciones: Respecto de 1999: A la espera que el TF resuelva la apelación parcial presentada por Edegel. Se espera nuevo pronunciamiento de la Fiscalía. Respecto de 2000 y 2001: Se espera que la SUNAT haga el recalcule de la deuda según el criterio establecido. 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 Edegel y que fije una fecha para que Edegel rinda el informe oral. La Cuantía total MS./ 64.173 (aprox. M\$ 12.892.497).

10. La autoridad fiscal en Perú SUNAT (Superintendencia Nacional de Administración Tributaria) desconoció a Edelnor las pérdidas comerciales de energía, reconocidas por la compañía entre los años 2006 al 2010, equivalente al 2% aprox. del total comprado y energía autogenerada, por lo que cuestionó el costo de venta de esa energía determinado por la empresa, 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 autoridad tributaria: 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 la compañía: 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). La compañía eligió para demostrar que era inútil perseguir estos delitos mediante acciones legales, los Informes producidos por los ingenieros especializados, informes emitidos por la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas y por OSINERGMIN (Regulador), demostrando que no tenían 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 Edelnor, en la apelación, aunque estuvo de acuerdo con la posición de Edelnor sobre el fondo de la cuestión controvertida. Por tanto, el TF confirmó el reparo después de concluir que Edelnor 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, Edelnor pagó la deuda en su totalidad a la SUNAT (4 mm €). En febrero 2013, Edelnor 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, Edelnor es notificado de las conclusiones del fiscal de distrito (Dictamen Fiscal). En agosto de 2014, Edelnor rindió Informe Oral (Informe oral) y presentó los argumentos finales escritos. En octubre 2014, Edelnor es notificado de la Resolución del poder judicial en contra de Edelnor; y en noviembre de 2014, Edelnor presentó su apelación. En junio 2015, la Corte resolvió el recurso, declarando la nulidad de la resolución y ordenó se debe emitir una nueva resolución. En diciembre de 2015, Edelnor fue notificada con una resolución mediante la cual el poder judicial falló en contra de Edelnor nuevamente, y en ese mismo mes, Edelnor presentó su apelación.

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 determinarán por "sustracción" (la energía 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 submedición o subfacturación 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 2007: Edelnor presentó pruebas que una pequeña cantidad de pérdida fue atribuible a submedición. Entonces, las pérdidas comerciales de energía consistían principalmente en robo (95%), y, en menor medida (5%), a errores de medición. Edelnor dio informe oral y presentó alegatos. La apelación se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal. Para el 2008: Edelnor presentó pruebas que demostraron un exceso de medición. Por ende, las pérdidas de energía comerciales eran solo robo. Para estos 2 años, Edelnor 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, Edelnor 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, Edelnor dio respuesta a los puntos solicitados por la SUNAT. En agosto 2014, la SUNAT notificó a Edelnor con la Resolución que se pronunció sobre el reclamo de Edelnor. 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, Edelnor pagó la deuda mantenida por la SUNAT, y 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, Edelnor pagó la deuda mantenida por la SUNAT, y presentó reclamación ante la SUNAT. En abril de 2016, Edelnor fue notificada de la Resolución de la SUNAT, que mantiene los reparos, y en el mismo mes Edelnor interpuso el 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, Edelnor pagó la deuda mantenida por la SUNAT.

Las próximas actuaciones son:

Para el año 2006: A la espera que Corte resuelva la apelación de Edelnor.

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.

2010: A la espera que el TF emita la resolución correspondiente.

Para el año 2011: A la espera de ser notificado de las liquidaciones de impuestos y multas, los cuales serán reclamados.

Cuantía Total MS/ 80.132 (Aprox. M\$ 16.098.695)

11. En 1997, 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 Edegel en la cantidad US\$MM 13. En 1998, Edegel 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\$MM 13. A su vez, Generandes celebró contratos con sus accionistas, Entergy Perú y Conosur, transfiriendo sus compromisos con Edegel y acordando un bono para cada parte, en la cantidad US\$MM 3. La SUNAT cuestionó esta operación (i) en Edegel: 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 SUNAT es que las operaciones no son reales pues Generandes y sus accionistas son una holding que no tiene personal para prestar tales servicios. Los servicios de supervisión fueron prestados directamente por Edegel 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 Edegel relacionado con el impuesto a la renta de empresa 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 Generandes. En este sentido, esperamos que el TF ordene a la SUNAT recalcular el impuesto a la renta de la empresa, teniendo en cuenta que no sólo no existen los costes sino también que los ingresos de Generandes (facturas emitidas a Edegel) 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 segundo semestre del año 2016. La Cuantía Total MS/ 85.211(Aprox. M\$ 17.119.077).

12. Enersis S.A. (ahora Enersis Américas S.A.), Impuesto Adicional de los accionistas no domiciliados ni residentes en Chile. En septiembre de 2012, Enersis SA fue notificada por el Servicio de Impuestos Internos (SII) de una Liquidación y resolución relacionada con la retención de impuestos sobre dividendos pagados en los años comerciales 2008 y 2009 a los accionistas de Enersis SA, no domiciliados ni residentes en Chile. A pesar de no existir diferencias de impuestos adeudadas, por lo mismo no se han aplicado Multas, el SII pretende que Enersis corrija el procedimiento de cálculo utilizado para la declaración, pago y devolución del impuesto (crédito). Además, el SII notificó Liquidaciones y resoluciones por el mismo concepto por los períodos comerciales 2010 y 2011. (AT 2011 y AT 2012). La Posición de la Autoridad es que el procedimiento utilizado por la compañía para enterar las diferencias entre el crédito fiscal definitivo y el crédito fiscal provisional no es el correcto, porque Enersis deberá restituir el importe total del crédito fiscal utilizado en el cálculo de la retención provisional y sólo los accionistas podrán solicitar la devolución de la cantidad pagada en exceso por la Sociedad chilena. La posición de Enersis: es que la interpretación de la autoridad se basa en la redacción de un artículo de la ley que parece exigir la "restitución del crédito en exceso", pero no consideró que hay una Circular emitida por el mismo Servicio que señala el desarrollo de este proceso y al cual se ha ajustado de buena fe Enersis. Además, si se utiliza la forma de cálculo con el criterio de la Autoridad, tanto en la cantidad que la compañía enteraría en nombre del accionista, así como el importe de la restitución que el accionista debe pedir al SII, son la misma cantidad. La diferencia es que las cantidades que se pagan al Fisco están incrementadas por IPC y los intereses de mora (1,5%). En cambio, las cantidades que devuelve el Fisco sólo se les aplica (IPC). Estado Procesal: Se presentó reconsideración administrativa la cual fue resuelta en forma negativa. Luego, se presentó reposición administrativa, que también fue resuelta negativamente para Enersis. El 13 de marzo 2014, se interpuso reclamación tributaria ante el Tribunal Tributario y Aduanero (TTA) primera instancia judicial, para los años comerciales 2008 y 2009. El 18 de agosto 2014, se presentó Reclamo Tributario para el período 2010 (AT 2011) y por último, el 29 de agosto 2014, se presentó Reclamo Tributario para el período 2011 (AT 2012). Los tres reclamos tributarios por el AT 2009 - 2010, por el AT 2011 y por el AT 2012 se encuentran con contestación del SII y con fecha 10 de octubre se solicitó su acumulación por Enersis, lo que fue concedido por el Tribunal con fecha 16 de octubre 2014. Con fecha 21 septiembre 2015, el TTA abrió término probatorio. Con fecha 15 de octubre, Enersis presentó sus pruebas y el TTA las tuvo por presentadas. Con fecha 31 diciembre 2015, se dictó fallo desfavorable a Enersis. La sentencia fue notificada por carta certificada despachada con fecha 4 enero 2016. En enero 2016, Enersis apeló para ante la Corte de Apelaciones de Santiago. Con fecha 28 de abril, se presentaron alegatos ante la Corte de Apelaciones, la cual emitió fallo desfavorable. Se presentó recurso de casación para ante la Corte Suprema. Se admitió a tramitación tanto en la Corte de Apelaciones como la Corte Suprema, y tanto el Enersis como SII se han hecho partes. Están pendiente la vista de la causa en la Corte Suprema. Cuantía M\$ 48.534.089.
13. 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 Endesa Brasil, ahora denominada Enel Brasil, en el año 2009 contra las cuentas de patrimonio, debería haber ocurrido contra cuentas de resultado. Con ello, el procedimiento realizado sería inadecuado y en realidad 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 15% de impuesto a la renta retenido en la fuente. La compañía señala que todos los procedimientos adoptados por Endesa Brasil

(Enel Brasil) fueron basados en la interpretación de la compañía y en las normas de contabilidad de Brasil (BR GAAP), 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 ha presentado defensa en la primera instancia administrativa. En julio de 2016, las autoridades tributaria emitieron fallo desfavorable contra Enel Brasil. Enel apelará ante Tribunal Administrativo de segunda instancia. Para ello, se contrató a un dictamen/ opinión de experto acerca de los ajustes contables registradas en 2009. La cuantía asciende a MR\$ 244.428 (aprox. M\$ 50.363.681).

14. En Brasil, Basilus S/A Serviços, Empreendimentos e Participações (sucesora de Meridional S/A Serviços, Empreendimentos e Participações a partir de 2008) 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 Ampla en el proceso de privatización, Basilus (antes Meridional) demandó en el año 1998 a Ampla, estimando que el traspaso de los referidos activos se había hecho en perjuicio de sus derechos. Ampla 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 Ampla y el Estado de Río de Janeiro interpusieron los correspondientes recursos. El 15 de diciembre de 2009 el Tribunal de Justicia Estadual acepta el recurso y anula el fallo favorable obtenido por la demandante, acogiendo la defensa de Ampla. 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, la actora interpuso un “Mandado de Segurança”, asimismo rechazado. En junio de 2011, ella ofreció un recurso de Embargo de Declaração (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 Superior Tribunal de Justicia (STJ) en Brasilia. El 28 de marzo de 2012 el Ministro Relator decidió el Recurso Ordinario favorablemente a la demandante. Ampla 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 sean 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 Ampla y el Estado de Río de Janeiro para subsanar un error existente en la publicación de la misma, con objetivo de evitar divergencias futuras. El 27 de mayo de 2013 los Embargos de Declaração presentados por Ampla 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 ha presentado recursos de Embargos de Aclaración, El 3 de marzo de 2016 el Superior Tribunal de Justicia ha comenzado el juzgamiento del recurso y el primer voto (Ministro Relator) fue favorable al recurso y el Ministro que sigue ha suspendido su resolución para mejor analizar los argumentos. El 3 de mayo de 2016 el Superior Tribunal de Justicia ha retomado el juzgamiento del recurso, el que está empatado a un voto. Otro ministro ha suspendido nuevamente el juzgamiento para análisis de la demanda. La decisión se adopta con el voto de tres

Ministros. La cuantía de este juicio asciende aproximadamente a R\$ 1.369.544.431 (aprox. M\$ 282.190.658).

15. 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 Ampla empezó a tributar por este impuesto a partir de abril de 2002. La Administración Tributaria brasileña notificó Acta a Ampla 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 Ampla. En octubre de 2008 Ampla presentó recurso especial que no fue aceptado. El 30 de diciembre de 2013, Ampla fue notificada de la decisión que no aceptó el argumento de Ampla 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 entran en vigor a los 90 días de su publicación. Ampla 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%. Ampla 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 Ampla 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 Ampla publicada en agosto de 2015. Ampla presentó recurso a la segunda instancia judicial en el mismo mes. Se aguarda decisión de segunda instancia. La cuantía asciende a MR\$152.907 (aprox. M\$ 31.506.044).
16. La Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) demandó a Ampla, la indemnización por la pérdida de productos y materias primas, rotura de maquinaria, entre otros, ocurridos debido al supuesto mal servicio suministrado por Ampla, entre 1987 y mayo de 1994, así como indemnización por daños morales. El proceso se encuentra relacionado a otros cinco procesos, cuyos fundamentos también son las interrupciones de suministro de energía, en el período que va entre los años 1987 a 1994, 1994 a 1999 y algunos días del año 2002. El juez ordenó la realización de una pericia única para estos procesos, la cual fue desfavorable en parte para Ampla, por lo que fue impugnada solicitándose la práctica de un nuevo peritaje. En septiembre de 2013 el juez rechazó el pedido anterior, ante lo cual Ampla interpuso embargos de declaración y posteriormente Agravo de Instrumento, todos los cuales fueron rechazados. En contra de esto último, Ampla interpuso recurso especial en agravo de instrumento ante el Superior Tribunal de Justicia, el que se encuentra pendiente de resolución. En septiembre de 2014, se dictó sentencia de primera instancia en uno de estos procesos, condenándose a Ampla al pago de una indemnización de 200.000 reales (aprox. M\$ 41.209) por daños morales, además del pago de daños materiales causados debido a las fallas en la prestación del servicio, los cuales deberán ser evaluados por un perito en la etapa de ejecución de la sentencia. En contra de esta sentencia, Ampla presentó Embargos de Aclaración, los que fueron rechazados. En diciembre de 2014 Ampla interpuso recurso de apelación, el cual se encuentra pendiente de resolverse. Con fecha 1 de junio 2015 se dictó sentencia en otro de estos procesos,



condenándose a Ampla al pago de una indemnización de R\$ 80.000 (aprox. M\$ 15.350) por los daños morales sufridos y, además, al pago de una indemnización por los daños materiales en razón de las fallas del servicio de Ampla por R\$ 95.465.103 (aprox. M\$ 19.670.308) (más actualización monetaria e intereses). Ampla presentó en contra de este fallo Embargos de Aclaración, los que fueron rechazados por el juez. Ampla presentó recurso de apelación. En los procesos restantes, está pendiente se dicte sentencia de primera instancia. La cuantía de todos los litigios se estima en aprox. R\$ 384.666.764 (aprox. M\$ 79.259.471).

17. 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 Ampla, 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), Ampla 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 Ampla, declarando el derecho a recibir en restitución los valores pagados por COFINS por los periodos solicitados. La decisión no es definitiva y aún debe ser confirmada en instancia superior. La hacienda pública presentó recurso en contra de dicha decisión, pero sólo por temas de forma, ante el tribunal de Rio de Janeiro. En octubre 2014, el Tribunal de Rio 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 Ampla a la restitución de COFINS pagados desde 1992 hasta 1996. En agosto 2015, las autoridades tributarias apelaron ante el Tribunal de Río de Janeiro. Importe solicitado por Ampla a devolver MR\$ 169.450 (aprox. M\$34.914.681).
  
18. Acción judicial interpuesta por Perma Industria de Bebidas (Perma) contra AMPLA, en razón del reajuste de las tarifas de energía eléctrica aplicado por las concesionarias con base en las Portarías n.º 38 y 45, dictadas por el Departamento Nacional de Aguas e Energía Eléctrica (DNAEE), en febrero 1986. Dichas portarías autorizaron el incremento de un 20% sobre las tarifas de los clientes industriales durante el período de congelación de precios, también implementado por el Gobierno Federal a través del decreto-ley n.º 2283, del 28/02/1986. El 16 de abril de 2010 se dictó sentencia rechazándose lo pedido por Perma, la cual presentó recurso de Apelación en contra de esta sentencia. El recurso fue acogido y Ampla fue condenada al pago de los valores cobrados indebidamente en el año 1986. Ampla y Perma interpusieron Recurso Especial al Superior Tribunal de Justicia, los que fueron rechazados por medio del “juicio de admisibilidad”. En julio/2011 las partes interpusieron Agravo de Instrumento, los cuales se encuentran pendientes de fallo por el tribunal. El 16 de diciembre de 2015 se dictó fallo, rechazándose los Agravos de Instrumento en Recurso Especial presentados por las dos partes. El 11 de febrero de 2016 se publicó el fallo anterior y la decisión quedó a firme. Perma ha sido intimada para empezar la ejecución y ha solicitado plazo. La cuantía de este juicio asciende a R\$76.359.241 (aprox. M\$ 15.733.600).
  
19. El Sindicato de los Trabajadores de Niterói, representando a 2.841 empleados, interpuso una reclamación laboral en contra de Ampla, 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 nº. 2.335/87. En primera instancia, se dictó sentencia parcialmente desfavorable a Ampla, 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%. Ampla 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, Ampla ha presentado una Exceção de Pré-executividade con base en la jurisprudencia del Supremo Tribunal Federal, que ha declarado con anterioridad la no existencia de un derecho adquirido al reajuste (URP) - Unidade de Referência de Preços- del Decreto-ley nº. 2.235/87. Además, Ampla 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, Ampla logró la declaración de la inexigibilidad del título judicial, en contra de lo cual la 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 Ampla 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 Ampla 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 Supremo Tribunal Federal para juzgamiento. La cuantía de este proceso se estima en aprox. R\$ 71.232.859 (aprox. M\$ 14.677.324).

20. En 1998, para financiar la adquisición de Coelce, Ampla 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 Ampla 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 Ampla había obtenido financiación en Brasil que destinó a financiar a los suscriptores de los FRNs. En opinión de Ampla, se trata de dos operaciones independientes y jurídicamente válidas. La no aplicación del régimen supone que Ampla 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 Ampla. La decisión fue notificada a Ampla el 21 de diciembre de 2012 y el 28 de diciembre de 2012 Ampla 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 Ampla fue intimada de la decisión que rechazó el recurso de aclaración (“Embargo de Declaración”) presentado el 28 de diciembre de 2012. Con ello, Ampla 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 un 20%. En abril 2014, Ampla 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 Ampla 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. Se espera la decisión de primera instancia judicial, con la investigación del experto que designe el juez.. La cuantía asciende a MR\$1.159.588 (aprox. M\$ 238.929.745).

21. En el año 2002, el Estado de Río de Janeiro, a través de un decreto, estableció que el ICMS (equivalente al IVA chileno) debería ser liquidado e ingresado los días 10, 20 y 30 del mismo mes en que se produce el devengo del Impuesto. Ampla no adoptó este sistema entre septiembre 2002 y febrero 2005 por problemas de caja, y continuó ingresando el ICMS de acuerdo con el sistema anterior (ingreso durante los cinco días posteriores al mes en que se devenga). Además, Ampla interpuso una acción judicial para discutir la constitucionalidad de la exigencia del ingreso anticipado. Ampla no logró éxito en esa acción en ninguna de las fases del proceso, sin perjuicio de encontrarse pendiente de decisión en un recurso ante el STF (Tribunal de Brasilia que juzga temas constitucionales). Desde marzo de 2005 Ampla viene liquidando conforme a la nueva normativa. La Administración notificó en septiembre de 2005, un acta liquidando la multa e intereses derivadas del ingreso fuera del plazo legal fijado en el mencionado Decreto del año 2002. Ampla impugnó el acta ante Tribunales Administrativos, sobre la base de las Leyes de Amnistía fiscal del Estado de Río de Janeiro publicadas en 2004 y 2005 (que condonaban intereses y sanciones si el contribuyente ingresaba los impuestos pendientes). Ampla alega que, de no resultar aplicables las citadas amnistías fiscales a Ampla, la ley trataría peor a los contribuyentes que se han retrasado sólo unos días en el pago de los impuestos (caso de Ampla) respecto a aquéllos que, con posterioridad, se acogieron formalmente a las distintas amnistías fiscales regularizando su situación tributaria a través del ingreso de los impuestos no pagados en el pasado.

El Consejo Pleno (órgano especial del Consejo de Contribuyentes, última instancia administrativa) dictó el fallo el 9 de mayo de 2012 en contra de Ampla. Este fallo fue notificado el 29 de agosto de 2012. Ampla solicitó a la Hacienda Pública Estadual la revisión de la decisión a través de un procedimiento especial de revisión sobre la base del principio de equidad, ante el Gobernador del Estado de Río de Janeiro. El recurso no ha sido aún resuelto, por lo que la deuda tributaria debería estar suspendida. Sin embargo, el Estado de Rio de Janeiro ha inscrito la deuda en el registro público como si fuera exigible, lo que ha obligado a aportar el 12 de noviembre de 2012 una garantía de 101 mm € (293 mm reales) con objeto de suspenderla y seguir percibiendo fondos públicos. El 4 de junio de 2013, en decisión de segunda instancia se aceptó recurso presentado por la Hacienda Pública del Estado de Río de Janeiro en contra de la garantía presentada por Ampla. En septiembre de 2013, Ampla presentó carta de fianza para sustituir el seguro de garantía rechazado por el tribunal. Sin embargo, Ampla reiteró al abogado del Estado la solicitud de revisión que sigue pendiente de manifestación. A pesar de lo anterior, la Hacienda presentó ejecución fiscal y Ampla presentó su defensa No es necesario presentar una nueva garantía ya que la ya constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. En junio 2015, la Suprema Corte de Brasilia falló a favor de Ampla una acción deducida por ésta última en el año 2002 en contra de la constitucionalidad de las leyes dictadas. Esta decisión implicará la suspensión de los procedimientos de cobro de multas e intereses, ya que el impuesto se encuentra pagado. El Estado de Río de Janeiro podría eventualmente apelar, pero sus posibilidades de ganar son muy restringidas ya que este fallo fue emitido por el pleno. Además, esta sentencia significará la eliminación de la garantía. La decisión fue publicada con fecha 02 de octubre de 2015 y la Hacienda tiene 10 días para presentar

recursos. Transcurrido ese plazo la resolución se hará definitiva, en dicha oportunidad se presentará la resolución ante la ejecución fiscal (proceso judicial recaudatorio). La Hacienda no presentó recursos y con fecha 25 de octubre de 2015, Ampla presentó la resolución emitida por la Suprema Corte de Brasilia favorable a la empresa, ante la ejecución fiscal representada por el Estado. El 20 de abril de 2016, se dictó decisión de primera instancia judicial a favor de Ampla determinando la extinción de la ejecución fiscal y el Estado extinguió la deuda. Ampla solicitó la liberación de la garantía presentada y aguarda decisión. Caso terminado que se dejará de informar.

22. El Estado de Rio de Janeiro levantó actas a Ampla por los períodos del 1996 al 1999 y del 2007 al 2014, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS soportado en la adquisición de activos fijos. En concreto, el Estado entiende que Ampla 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 Ampla, señala que (i) la legislación respectiva no especifica los diferentes tipos de activos fijos que se podrían utilizar para fines de crédito del ICMS (ii) los activos fijos en cuestión están relacionados con la actividad principal de las empresas, incluso si se utilizan en las oficinas y plantas administrativos. También intenta comprobar los créditos con las facturas de adquisición. Ampla, presentó sus defensas administrativas y judiciales en todos los procesos y aguarda las decisiones finales. La Cuantía asciende a MR\$ 109.702 (aproximadamente M\$ 22.603.779).
23. En octubre de 2009 Tractebel Energía S.A. demandó a CIEN basado en el supuesto incumplimiento del “Contrato de Compra y Venta de 300 MW de Potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina” entre CIEN y Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (Gerasul – actualmente Tractebel Energía) celebrado en 1999. Tractebel pide la condena de CIEN al pago de multa rescisoria de R\$117.666.976 (aprox. M\$ 24.244.939) 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 CIEN 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 CIEN, 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. CIEN 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, CIEN 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 Cien contra Tractebel. El tribunal dictó una resolución extendiendo esta suspensión hasta el 9 de julio de 2015. El juicio no ha tenido movimiento alguno.
24. En el año 2010 fue notificada a CIEN una demanda interpuesta por Furnas Centrais Eletricas S.A., en razón del supuesto incumplimiento por parte de CIEN 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 CIEN a pagar R\$520.800.659 (aprox. M\$ 107.309.465), 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 Cien 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 CIEN 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 CIEN en lengua extranjera, el juez de primer grado determinó la retirada de estos del juicio, decisión que fue confirmada por la 12ª Cámara Civil del Tribunal de Justicia. CIEN ha presentado un recurso especial contra esta última resolución, el cual deberá ser juzgado por el Tribunal Superior de Justicia. Adicionalmente CIEN recibió de Furnas una comunicación, no en sede judicial, indicando que en caso de rescisión por incumplimiento de CIEN, tienen derecho a adquirir el 70% de la Línea I.

25. 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 (BID), Companhia Energética do Ceará S.A. (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 COELCE de pago de un arriendo mensual actualizable con la inflación, responsabilizándose a COELCE 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 COELCE, 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 COELCE 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, COELCE, siendo aún propiedad estatal, decidió no continuar actualizando el valor de los pagos como tampoco realizar los ajustes que procedían. En 1998 COELCE fue privatizada, oportunidad en la cual pasó a formar parte del 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 Companhia Energética do Ceará S.A., entre las cuales destacar las dos acciones iniciadas por Cooperativa de Eletrificacao Rural do V do Acarau Ltda (Coperva) y las interpuestas por Coperca y Coerce. La defensa de Coelce 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 Coelce es la que ha realizado la sustitución, ampliación y mantenimiento de los mismos. El importe total de estos juicios con Coperva corresponde a aprox. R\$190.491.729 (aprox. M\$ 39.250.268). En una de las acciones presentadas por Coperva, se practicó una prueba pericial, la cual fue impugnada por Coelce, 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 Coelce, 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 Coelce 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 Superior Tribunal de Justicia.

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 (aprox. M\$ 3.214.335). Este proceso se encuentra en primera instancia, sin haberse iniciado todavía la etapa probatoria, y su cuantía es de R\$99.715.811 (aprox. M\$20.546.154). 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 de este proceso es de R\$ 114.795.033 (aprox. M\$23.653.184) Este proceso, al igual que COPERCA, no ha sido impulsado por la demandante y se encuentra en primera instancia.

26. En febrero de 2004, dos impuestos brasileños, COFINS y 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 31/10/2003 bajo "precio predeterminado", podrían permanecer en el régimen acumulativo. 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 CGTF (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 un (Ley Administrativa) Nota técnica indica 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 periodos 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. La cuantía asciende a MR\$ 77.766 aprox. (aprox. M\$ 16.023.459).

27. Coelce factura al consumidor de "baja renta" (bajos ingresos) con un descuento social, lo que determina una tarifa final denominada de "baja renta". El Estado compensa a Coelce ese descuento a título de subsidio estatal. El ICMS (equivalente al IVA chileno) es trasladado (repercutido) por Coelce 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, Coelce, 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). Coelce 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 Coelce. El criterio de la Hacienda resulta en un mayor porcentaje de ICMS no recuperable, por lo que resulta un mayor ICMS a pagar. Coelce 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 años 2005 y 2006: tienen decisiones administrativas desfavorables a Coelce Respecto de los Litigios de años 2007, 2008 y 2009: Los procesos administrativos terminaron con decisiones en contra de Coelce, pero algunos con reducción del valor por caducidad. La compañía 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 de 2006, 2007 y 2009. Para los otros años, todavía se aguarda la presentación de las respectivas ejecuciones fiscales. Respecto del año 2010 y 2011: Las actas fueron recibidas en enero 2015 y enero de 2016, respectivamente, y Coelce presentó su defensa en primera instancia administrativa. Las próximas actuaciones son seguir con la defensa de los procesos judiciales y administrativos. La cuantía de estas reclamaciones asciende a MR\$112.082 (aprox. M\$ 23.094.171).

28. Vicunha do Nordeste S/A (Finobrasa) presentó una acción judicial contra Coelce en razón del reajuste de las tarifas de energía eléctrica aplicado por las concesionarias con base en las Portarías n.º 38 y 45, dictadas por el Departamento Nacional de Aguas e Energía Eléctrica (DNAEE), en febrero 1986. Dichas portarías autorizaron el incremento de un 20% sobre las tarifas de los clientes industriales durante el período de congelación de precios, también implementado por el Gobierno Federal a través del decreto-ley n.º 2283, del 28/02/1986. Busca declarar ilegal dicho reajuste, buscando extender los efectos de la ilegalidad hasta hoy. Durante la tramitación de dicho proceso, FINOBRASA presentó otra acción judicial con solicitudes semejantes. En cuanto al primer proceso, Finobrasa obtuvo una decisión firme en contra COELCE que la condena a pagar los valores cobrados indebidamente, extendiendo los efectos de dicha sentencia hasta los días actuales, lo que no concuerda con la jurisprudencia del Superior Tribunal de Justicia (STJ). En consideración a lo anterior, COELCE presentó acción rescisoria, la cual busca la modificación de una decisión firme y puede ser presentada hasta 2 años después que el plazo final para presentar recursos haya concluido. Es una nueva acción, con requisitos muy restrictivos y su tramitación se inicia en la segunda instancia. Su objetivo es cuestionar algún error en la decisión, sea de carácter formal (algún vicio procesal) o desvío de los pronunciamientos de los tribunales superiores (que es el fundamento para este proceso). En cuanto al segundo proceso, el juez resolvió, extinguiéndolo en razón de litispendencia y cosa juzgada por tratarse de solicitudes similares. Por lo anterior, el objeto de los tres procesos es el mismo, esto es, evaluar el efecto (amplio o restrictivo) de la ilegalidad del reajuste de 1986. Coelce interpuso esta Acción Rescisoria en 1999 y el 28 de septiembre de 2010 se dictó fallo y por

unanimidad “Cámaras Civiles Reunidas” del Tribunal de Justicia declararon que la ilegalidad del cobro hecho por Coelce está limitado a los 9 meses de 1986 (marzo a noviembre). El 30 de septiembre de 2015 se dictó fallo rechazando Recurso Especial presentado por Vicunha do Nordeste S/A (Finobrasa). El 6 de noviembre de 2015 Vicunha opuso embargos de Aclaración, pendientes de resolución. El 4 de febrero de 2016 el tribunal empezó el juzgamiento, estando empatada a uno la votación. El juzgamiento deberá ser retomado en las siguientes sesiones del tribunal. La cuantía de este juicio asciende a R\$ 71.975.926 (aprox. M\$ 14.830.431).

29. Se trata de acción judicial propuestas por Industria Barbalhense de Cemento Portland S.A. (IBACIP) contra COELCE, en razón del reajuste de las tarifas de energía eléctrica aplicado por las concesionarias con base en las Portarías n.º 38 y 45, dictadas por el Departamento Nacional de Aguas e Energía Eléctrica (DNAEE), en febrero 1986. Dichas portarías autorizaron el incremento de un 20% sobre las tarifas de los clientes industriales durante el período de congelación de precios, también implementado por el Gobierno Federal a través del decreto-ley n° 2283, del 28/02/1986. La acción judicial que tiene por objeto obtener la devolución de los valores que la demandante habría pagado en exceso por la utilización de energía eléctrica, a causa del incremento supuestamente ilegal del 20% sobre las tarifas de los clientes industriales. El 17 de marzo de 2008 se dictó sentencia, habiéndose declarado ilegal el cobro de la tarifa incrementada por las portarías DNAEE, pero solo en relación a las facturas emitidas en el período que va entre marzo a noviembre de 1986. En contra de esta sentencia, ambas partes interpusieron recurso de Apelación ante el Tribunal de Justicia y ambos fueron rechazados. Coelce ha presentado Recurso Especial al Superior Tribunal de Justicia sobre el cual no ha se manifestado. La cuantía de este juicio asciende a R\$64.084.011 (aprox. M\$ 13.204.325).
30. Acción Colectiva iniciada por Sindeleto contra Coelce mediante la cual se busca el pago de un complemento salarial de peligrosidad de un 30% sobre el salario base de los empleados que ya recibían este incremento, en razón de la ejecución de actividades con riesgo de accidentes. COELCE en su defensa sostiene que las modificaciones que se hicieron en el pago y determinación de este complemento salarial fueron legales, atendido que ello fue producto de un análisis efectuado por una Comisión establecida al efecto, dedicada a identificar cuáles actividades tienen riesgo efectivo de accidentes y qué los empleados trabajaban en esas áreas.

En primera instancia, la acción fue declarada procedente, siendo condenada COELCE a pagar a todos los empleados el complemento salarial de peligrosidad en una porcentaje de un 30%, a partir del 01 de enero de 1986. Asimismo, fue condenada al pago de honorarios de abogados en un 15% sobre el valor de la condena. Coelce interpuso recurso ordinario ante el Tribunal Regional del Trabajo – TRT.

En segunda instancia, el recurso ordinario presentado por COELCE fue acogido en parte, reconociendo el fallo que no corresponde a la empresa pagar este complemento a los empleados que no trabajen en actividades de riesgo. Asimismo, reconoció que el porcentaje debido por este complemento salarial de peligrosidad puede ser reducido en razón del tiempo del trabajador de exposición al riesgo. SINDELETRO presentó recurso de revista en contra de este fallo de segunda instancia ante el Tribunal Superior del Trabajo – TST.



En tercera instancia, el TST acogió el recurso de revista presentado por Sindeleetro, rechazando lo indicado anteriormente en cuanto a la posibilidad de reducir el porcentaje en razón de un menor tiempo de exposición al riesgo. El TST declara que el empleado habiendo trabajado en actividad de riesgo tiene derecho a recibir un complemento de un 30% sobre su salario base, no siendo relevante si trabajó un solo día o todos los días del mes en esa actividad de riesgo. El fallo del TST se fundamenta en la jurisprudencia del TST en su Enunciado 361 y no es susceptible de recursos.

La fase de liquidación (evaluación de los valores) ha empezado, con la presentación de cálculo por Sindeleetro. Coelce ha sido intimada para presentar su manifestación. Empezada la fase de ejecución y la Coelce fue intimada a pagar o garantizar a ejecución en el montante de R\$ 5.014.269,49 (€ 1.538.119). Así, Coelce efectuó el depósito de la garantía y presentó embargos (contestación) a la ejecución. El 4 de noviembre de 2015 se dispuso la liberación de 1,73 MM R\$ para que el Sindicato distribuya a los empleados. Coelce recurrió contra esa decisión. La cuantía de este juicio asciende a R\$67.000.000 (aprox. M\$13.805.156).

31. El Estado de Ceará levantó actas a Coelce 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 Coelce 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 Coelce, señala que (i) la legislación respectiva no especifica los diferentes tipos de activos fijos que se podrían utilizar para fines de crédito del ICMS (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. Coelce presentó sus defensas administrativas en todos los procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. La Cuantía asciende a MR\$ 127.417 (aprox. M\$ 26.253.903).

La Administración de Enersis Américas S.A. considera que las provisiones registradas en los Estados Financieros Consolidados 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 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.

#### 32.4 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 Enersis Américas contienen cláusulas de cross default. Las líneas de crédito bajo ley chilena suscritas por Enersis 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 Enersis Américas, no haciendo referencia a sus filiales. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de estas líneas debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una deuda debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas y además deben incluirse otras condiciones adicionales como por ejemplo la expiración de periodos de gracia. Estas líneas no han sido desembolsadas.

En los bonos de Enersis 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 Enersis Américas, o de cualquiera de sus filiales chilenas (las que producto de la división ocurrida el 1ero de marzo de 2016, Enersis Américas ya no consolida), por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$ 30 millones, o su equivalente en otras monedas. El aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben exigirlo los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds. Adicionalmente, los eventos de quiebra o insolvencia de filiales en el extranjero no tienen efectos contractuales en los Yankee Bonds de Enersis Américas. Los Yankee Bonds de Enersis Américas vencen en diciembre de 2016 y 2026 respectivamente. Al 30 de junio de 2016, el monto adeudado por concepto de Yankee Bonds totaliza M\$ 166.721.623.

Los bonos de Enersis 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 junio de 2016, el monto adeudado por concepto de bonos locales totaliza M\$ 23.787.770.

## 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 Enersis Américas limitan el nivel de endeudamiento y evalúan la capacidad de generar flujos para hacer frente a los servicios de la deuda de las empresas. Para varias compañías también se exige la certificación periódica de dichos covenants. Los tipos de covenants y sus respectivos umbrales varían según el tipo de deuda y contrato.

El bono local Serie B2 de Enersis 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 \$ 628.570 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 junio de 2016, el Patrimonio Total de Enersis Américas fue \$ 5.306.997 millones.
- 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 junio de 2016, la Razón de Endeudamiento fue de 1,02.
- 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 junio de 2016, la relación mencionada fue de 1,57.

Las líneas de crédito local, 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 junio de 2016, la Razón de endeudamiento fue de 0,50.

- 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 junio de 2016, el ratio Deuda/EBITDA fue de 1,57.

Por su parte, los “Yankee Bonds” o cualquier otra deuda de Enersis Américas a nivel individual, no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

Al 30 de junio de 2016, el covenant financiero más restrictivo de Enersis Américas era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente a las líneas locales.

En Perú, la deuda de Edelnor incluye el siguiente covenant:

- Bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2016 ascendió a M\$ 225.885.028 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 Edegel S.A.A. (“Edegel”) incluye los siguientes covenants:

- Bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2016 ascendió a M\$ 49.725.445y cuyo último vencimiento es en enero 2028, incluye el covenant Razón de Endeudamiento, calculado como Deuda Financiera menos caja sobre Patrimonio Neto.
- Arrendamiento financiero (leasing) con el Banco Scotiabank cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2016 ascendió a M\$ 19.190.035y cuyo vencimiento es en marzo 2017, incluye los covenants Razón de Endeudamiento calculado como Deuda Financiera sobre Patrimonio Neto y Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera sobre EBITDA.
- Préstamos bancarios de Chinango, filial de Edegel, con Bank of Nova Scotia, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2016 ascendió a M\$ 5.586.543 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 junio de 2016, el covenant financiero más restrictivo de Edegel era la Razón de Endeudamiento, correspondiente al arrendamiento financiero con el Banco Scotiabank.

Finalmente en Perú, la deuda de Piura incluye el siguiente covenant:

- Arrendamiento financiero (leasing) con el Banco de Crédito del Perú, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2016 ascendió a M\$ 42.940.595y 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 junio de 2016 ascendió a M\$ 14.241.287y cuyo vencimiento es en junio de 2022 e incluye idénticos covenants que el contrato de arrendamiento con el Banco de Crédito del Perú.
- Al 30 de junio de 2016, el covenant más restrictivo fue el Ratio de Nivel de Endeudamiento.

En Brasil, la deuda de Ampla incluye los siguientes covenants:

- Sexta y séptima emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2016 ascendió a M\$ 128.007.392 y cuyo último vencimiento es en junio de 2019, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera sobre EBITDA y el ratio Capacidad de pago de intereses, calculado como EBITDA sobre Gastos Financieros.
- Octava emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2016 ascendió a M\$ 65.897.592 y cuyo vencimiento es en julio de 2019, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera sobre EBITDA y el ratio 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 junio de 2016 ascendió a M\$ 133.181.503y cuyo último vencimiento es en junio de 2023, incluye 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 el ratio 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 junio de 2016 ascendió a M\$ 24.589.110y cuyo vencimiento es en diciembre de 2018, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA y el ratio de endeudamiento, calculado como Deuda Financiera Neta sobre la suma de la Deuda Financiera Neta y Patrimonio Líquido.
- Al 30 de junio de 2016, el covenant financiero más restrictivo de Ampla era el Ratio Deuda/EBITDA, contenidos en los bonos locales y en los financiamientos con el BNDES y Citibank.

Adicionalmente en Brasil, la deuda de Coelce incluye los siguientes covenants:

- Préstamo con Electrobrás y Banco do Brasil, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2016 ascendió a M\$ 64.598.354 y cuyo último vencimiento es en octubre de 2023, incluye 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 junio de 2016 ascendió a M\$ 78.999.162 cuyo último vencimiento es en junio 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 junio de 2016 ascendió a M\$ 99.541.327 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 junio de 2016, el covenant más restrictivo de Coelce era el ratio Deuda/EBITDA correspondiente a la tercera emisión de bonos locales.

Finalmente en Brasil, la deuda de Cien incluye los siguientes covenants:

- Préstamo con BNDES, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2016 ascendió a M\$ 4.345.688 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 junio de 2016, el covenant más restrictivo de Cien era la razón de endeudamiento.

En Argentina, la deuda de Hidroeléctrica El Chocón S.A. ("El Chocón") incluye los siguientes covenants:

- Préstamo bancario Sindicado, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2016 ascendió a M\$ 766.796 y cuyo vencimiento es en septiembre de 2016, incluye los covenants Deuda Financiera máxima en pesos argentinos, Deuda máxima en moneda extranjera, Pasivo sobre Patrimonio Neto y Capacidad de pago de la deuda, calculada como Deuda Financiera sobre EBITDA.
- Al 30 de junio de 2016, el covenant más restrictivo de El Chocón era el Ratio Pasivo sobre Patrimonio Neto.

En Colombia, la deuda de Empresa Generadora de Energía Eléctrica S.A. ("Emgesa"), incluye el siguiente covenant:

- Préstamo bancario con el Bank of Tokyo, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2016 ascendió a M\$ 29.605.766 y cuyo vencimiento es en junio de 2017, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculada como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA. Sin embargo, la obligación de cumplir con este covenant está sujeta a una rebaja de calificación crediticia de Emgesa que implique la pérdida de su calidad de Investment Grade, según las condiciones establecidas en el contrato. Al 30 de junio de 2016, el covenant no se encontraba activo.

Asimismo 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 junio de 2016 ascendió a M\$ 83.358.737 y cuyo último vencimiento es en junio de 2021, 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 junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, ni Enersis 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.

### 32.5 Otras informaciones.

#### Central Costanera S.A.

- El 17 de julio de 2015, y con aplicación a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2015, se publicó la Resolución S.E. N° 482/2015, la que, entre otros aspectos, actualizó la remuneración de los agentes generadores del MEM del tipo térmico convencional o hidráulico nacional (con excepción de los hidráulicos binacionales), reemplazando a tal efecto los Anexos I, II, III, IV y V de la Resolución S.E. N° 529/14, e incluyó un nuevo concepto remunerativo el Recurso para inversiones FONINVEMEM 2015-2018, el cual es de aplicación desde febrero de 2015 hasta diciembre de 2018, para aquellos generadores que participen de proyectos de inversión aprobados o a aprobarse por la Secretaría de Energía. En ese sentido, se reconoce a cada unidad de generación construida en el marco de las inversiones FONINVEMEM 2015-2018, por un plazo no mayor a 10 años a partir de su habilitación comercial, una Remuneración Directa FONINVEMEM 2015-2018 igual al 50% de la Remuneración Adicional Directa.

El 5 de junio de 2015, nuestras filiales generadoras de Argentina firmaron el “Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2015-2018”, en adelante, FONINVEMEM 2015-2018 y se adhiere a todos los términos establecidos en dicho acuerdo el 2 de julio 2015. La Adhesión comprende el compromiso irrevocable de participar en la conformación del FONINVEMEM 2015-2018, comprometiendo las Liquidaciones de Ventas con Fecha de Vencimiento a Definir (LVFVD) y/o las Acreencias devengadas o a devengarse durante todo el período comprendido entre febrero 2015 y diciembre 2018 inclusive no comprometidas previamente en programas similares junto con todas aquellas Acreencias, no utilizadas para destinarlas al proyecto. Tanto la Secretaría de Energía como los agentes generadores que adhieren al Acuerdo se reservan el derecho de dar por resuelto de pleno derecho este Acuerdo si en los 90 días indicados en punto 9 del Acuerdo, no se suscriben los acuerdos complementarios respectivos.

Mediante la adhesión de dicho Acuerdo, las sociedades generadoras participarán, en conjunto con otros Agentes Generadores, en la construcción de un Ciclo Combinado de alrededor de 800 MW +/- 15%, que generará tanto con gas natural como con gasoil y biodiesel. El nuevo ciclo combinado se licitará para ser habilitado en no más de 34 meses a partir de la adjudicación de la obra.

No obstante lo anterior, nuestra filial argentina Central Costanera aún está presentando déficit en su capital de trabajo, provocando dificultades en su equilibrio financiero en el corto plazo que compromete a futuro la

capacidad de seguir operando como empresa en funcionamiento y la recuperabilidad de los activos. Central Costanera espera revertir la situación actual en la medida en que exista una resolución favorable de los pedidos realizados al Gobierno Nacional de Argentina.

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

El procedimiento implicó la reversión de las deducciones emitidas y aplicadas a la sociedad conforme lo instruido mediante las notas S.E. N° 7594/2013 y N° 8376/2013, a partir de la entrada en vigencia de esa norma. Desde de la transacción económica 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 la sociedad 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 Turbovapor, contemplando los conceptos definidos en las Res. SE. N° 95/2013 y SE. N° 529/2014 y demás normativa aplicable.

El 3 de julio de 2015 la sociedad firmó las adendas con CAMMESA a los Contratos de Compromiso de Disponibilidad de Ciclos consolidados y Turbovapor. Las disposiciones de los Contratos más las modificaciones introducidas por las presentes adendas regulan el acuerdo entre las partes y se entenderán plenamente vigentes hasta que haya finalizado el período de vigencia establecido en los citados contratos. Como consecuencia de ello, durante el ejercicio 2015 se reconoció una disminución de \$Arg 14.418.986 (M\$ 1.020.869) en los ingresos por ventas y una pérdida neta en los otros ingresos / gastos operativos de \$Arg 59.225.685 (M\$ 4.193.197). A la fecha de los presentes estados financieros la renuncia según las adendas a los contratos asciende aproximadamente a \$Arg 551.587.099.

El 30 de marzo de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica, dependiente del Ministerio de Energía y Minería, mediante Resolución N°22/2016, actualizó los valores remunerativos de la Resolución SE N° 482/2015, reemplazando a tal efecto los Anexos I, II, III, IV, V, VI y VII de la citada Resolución. Es de destacar que los aumentos fueron practicados sobre los conceptos remunerativos que son cobrados por los generadores. Los incrementos en la remuneración de los costos fijos son para las unidades térmicas de 70% y para las centrales hidroeléctricas de 120%. En el caso de la remuneración por los costos variables, el aumentó en los generadores térmicos e hidroeléctricos es del 40%. La Remuneración Mantenimiento No Recurrente se incrementó un 60% y 25% para los térmicos e hidroeléctricos respectivamente, mientras que



la remuneración adicional no tuvo variaciones. Se establece la aplicación de esta resolución retroactiva a febrero 2016. Como se enuncia en los considerandos, la norma resulta una medida transitoria a la espera del nuevo marco regulatorio anunciado por el gobierno.

- Durante el mes de diciembre de 2014, se produjo la operación inicial de la Central Vuelta de Obligado (VOSA) a ciclo abierto con dos TG de 270 MW cada una, previéndose el cierre como Ciclo Consolidado de alta eficiencia para el mes de octubre 2016.

De acuerdo al informe técnico emitido por las autoridades de VOSA, las turbinas de gas han pasado por todas las pruebas de funcionamiento y su comportamiento ha sido muy bueno, y sólo resta nacionalizar muy pocos componentes para terminar la segunda etapa, hay certeza de que la obra se terminará y habilitará en el año 2016.

Por lo antes mencionado, en el mes de diciembre de 2015 se contabilizaron los efectos de la dolarización de las acreencias en el presente ejercicio. La misma generó ingresos por los siguientes conceptos:

- Diferencia de cambio por la dolarización de las acreencias a un tipo de cambio menor al tipo de cambio de cierre del ejercicio 2015 por un total de \$Arg 1.323.430.283 (M\$ 93.699.288) en Hidroeléctrica El Chocón y \$Arg 129.092.580 (M\$ 9.139.796) en Central Costanera S.A.
- Intereses devengados entre la fecha de vencimiento de cada liquidación de venta aportada al proyecto VOSA y la fecha de firma del Acuerdo, a la tasa que obtiene CAMMESA en sus colocaciones financieras, capitalizados y dolarizados de acuerdo con lo comentado en el punto anterior, por un total de \$Arg 49.797.906 (M\$ 3.525.708) en Hidroeléctrica El Chocón.
- Intereses devengados sobre las acreencias dolarizadas, una vez adicionados los intereses del punto antes referidos, a una tasa LIBOR 30 días + 5%, por un total de \$Arg 493.816.698 (M\$ 34.962.380) en Hidroeléctrica El Chocón y \$Arg 43.989.703 (M\$ 3.114.485) en Central Costanera S.A.

Con fecha 12 de febrero de 2016 General Electric International Inc. ("GE") ha iniciado un reclamo de mayores costos al Fideicomiso VOSA a través de la cláusula contractual de "negociaciones amistosas". Dicho plazo de negociación a la fecha de los presentes estados financieros ha finalizado quedando expedita la vía para el inicio del arbitraje previsto en el contrato ante la Bolsa de Comercio de Buenos Aires. VOSA considera 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 de la Sociedad, 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.

- El 25 de julio de 1990, el Gobierno de Italia autorizó a MedioCredito Centrale a otorgar al Gobierno de la República Argentina, un crédito financiero de hasta US\$ 93.995.562 destinado a financiar la adquisición de bienes y la provisión de servicios de origen italiano, utilizados en la rehabilitación de cuatro grupos de la central termoeléctrica propiedad de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires ("SEGBA"). Dicho

crédito financió la adquisición de los bienes y servicios incluidos en la Orden de Trabajo N° 4322 (la "Orden"), emitida por SEGBA a favor de un consorcio liderado por Ansaldo S.p.A. de Italia.

De acuerdo con los términos del "Convenio relativo a la orden de trabajo N° 4322": (i) SEGBA otorgó a Central Costanera S.A. un mandato por el cual ésta administró la ejecución de las prestaciones contenidas en la Orden y ejecutó los trabajos y servicios que conforme a la Orden correspondían a SEGBA; y (ii) Central Costanera S.A. se obligó a pagar a la Secretaría de Energía de la Nación (la "Secretaría de Energía") las cuotas de capital e intereses que derivan del crédito otorgado por MedioCredito Centrale, a una tasa de 1,75 % anual (el "Convenio").

En garantía del cumplimiento de las obligaciones económicas asumidas por Central Costanera S.A., los compradores constituyeron una prenda sobre el total de las acciones de su propiedad. De producirse un incumplimiento que dé lugar a la ejecución de la garantía, la Secretaría de Energía podría proceder inmediatamente a la venta de las acciones prendadas mediante concurso público y podría ejercer los derechos políticos que corresponden a las acciones prendadas.

Por aplicación de la Ley N° 25.561, el Decreto N° 214/02 y sus disposiciones reglamentarias, la obligación de pago a cargo de Central Costanera S.A. emergente del Convenio ha quedado "pesificada" a la relación de cambio de un peso igual a un dólar estadounidense, con más la aplicación del coeficiente de estabilización de referencia ("CER") y manteniendo la tasa de interés original de la obligación.

El 10 de enero de 2003, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 53/03 que modificó el Decreto N° 410/02 incorporando un inciso j) en su artículo primero. Mediante esta norma se exceptúa de la "pesificación" a la obligación de dar sumas de dinero en moneda extranjera de los estados provinciales, municipalidades, empresas del sector público y privado al Gobierno Nacional originada en préstamos subsidiarios o de otra naturaleza y avales, originariamente financiados por organismos multilaterales de crédito, u originados en pasivos asumidos por el Tesoro Nacional y refinanciados con los acreedores externos.

Central Costanera S.A. considera que el préstamo resultante del Convenio no encuadra en ninguno de los supuestos previstos en el decreto N° 53/03 y aún en el supuesto que se entendiera que encuadra existen sólidos fundamentos que determinan la inconstitucionalidad del decreto N° 53/03, en tanto viola en forma manifiesta el principio de igualdad y el derecho de propiedad establecido en la Constitución Nacional.

El 30 de mayo de 2011, la sociedad canceló la última cuota de capital del préstamo y notificó dicha circunstancia a la Secretaría de Energía y a la Secretaría de Finanzas y, si bien a la fecha de emisión de los presentes estados financieros, la Secretaría de Energía no ha efectuado reclamo alguno por los pagos efectuados por Central Costanera S.A., el 22 de octubre del 2015 la sociedad recibió una carta de la Secretaría de Finanzas – Dirección de Administración de la Deuda Pública de la cual surge que el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas incluyó el saldo de la deuda del crédito financiero con MedioCredito Centrale en el acuerdo celebrado con los acreedores del Club de París el 30 de abril de 2014. Según la carta, la Secretaría asimismo reclama a Costanera el reintegro de US\$ 5.472.703,76 correspondiente a los dos pagos realizados por Estado Nacional bajo el referido acuerdo.

Por lo expuesto, Central Costanera S.A. procedió a rechazar el requerimiento indicando, entre otras cuestiones, (i) que no posee deuda relativa al Convenio debido a que, con fecha 30 de mayo de 2011, la sociedad canceló la última cuota del mismo y notificó dicha circunstancia a la Secretaría de Energía y a la Secretaría de Finanzas, (ii) que no ha habido reserva alguna del acreedor a los pagos del Convenio derivados de la pesificación impuesta por ley argentina, y (iii) que no obstante que la sociedad desconoce los términos del acuerdo suscripto con los acreedores del Club de París, las decisiones del Estado argentino respecto de la deuda con dicho organismo son ajenas a la sociedad.

El rechazo de la sociedad motivó el envío –por parte de la citada Secretaría de Finanzas- de la Nota DADP N° 2127/2015 adjuntando el Dictamen DGAJ N° 257501 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas a través de la cual aquélla insiste en la existencia de la deuda y solicita a la sociedad que arbitre los medios para proceder al reintegro de los montos reclamados. Contra dicha nota la sociedad interpuso un recurso jerárquico a fin de que se eleven las actuaciones al Señor Ministro de Hacienda y Finanzas Públicas para que se ordene la revocación de lo dispuesto en la mencionada nota por razones de ilegitimidad.

- Con fecha 28 de enero de 2015 la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad aprobó la reforma del artículo 1º del estatuto social, por el cual se modificó la denominación de la Sociedad por “CENTRAL COSTANERA S.A.”. El 28 de marzo de 2016 la Comisión Nacional de Valores comunicó a la Sociedad la aprobación –por parte de dicho organismo- del cambio de denominación, disponiendo la remisión del expediente a la Inspección General de Justicia para la inscripción de la reforma del estatuto. El cambio fue registrado por la Inspección General de Justicia bajo el Número 10.302, del Libro 79, Tomo de Sociedades por Acciones, con fecha 9 de junio de 2016.

#### Edesur S.A.

- Con fecha 12 de julio de 2012, el E.N.R.E., mediante su Resolución N° 183/2012, designó como veedor en Edesur a Luis Miguel Barletta, acargo de fiscalizar y controlar todos los actos de administración habitual y de disposición vinculados a la normal prestación del servicio a cargo de la Sociedad. El veedor designado se mantendría en sus funciones por un plazo de 45 días prorrogables. El 20 de julio de 2012, la Sociedad interpuso recurso de reconsideración con alzada en subsidio contra la Resolución E.N.R.E. N° 183/2012. En el mismo se ha rechazado la fundamentación dada en esa Resolución, y se ha planteado y demostrado el ahogo financiero y económico al que ha sido sometida Edesur desde hace años por parte del mismo E.N.R.E. y otras autoridades por la negativa a reflejar en tarifas los mayores costos o los valores que deben derivarse de una revisión tarifaria integral o a brindar al servicio otros ingresos. La veeduría fue prorrogada mediante Resoluciones E.N.R.E. N° 246/2012, N° 337/2012 y N° 34/2013, la Disposición E.N.R.E. N° 25/2013, la Resolución E.N.R.E. N° 243/13 y la Disposición E.N.R.E. N° 2/2014 de fecha 9 de enero de 2014, que amplía tal designación por otros 90 días hábiles administrativos, prorrogables. Con fecha 30 de enero de 2014 el E.N.R.E. emitió la Resolución N° 31/2014, la que, atento a la integración de un nuevo Directorio en dicho ente y habiendo sido designado como presidente del mismo el Ingeniero Ricardo Alejandro Martínez Leone, designa a este último como veedor en Edesur, en reemplazo del Ingeniero Luis Miguel Barletta, por un plazo de 90 días hábiles administrativos, prorrogables. La Disposición E.N.R.E. N° 36/2014, de fecha 17 de junio de 2014, vuelve a ampliar por un plazo de 90 días hábiles administrativos, prorrogables, la designación del Ingeniero Martínez Leone como veedor en Edesur. Por la Disposición

E.N.R.E. N° 244/2014, de fecha 3 de septiembre de 2014, se designa al Contador Rubén Emilio Segura en reemplazo del Ingeniero Martínez Leone como veedor en Edesur, por un plazo de 90 días hábiles administrativos, prorrogables, situación que ha sido renovada sucesivamente hasta el presente mediante las Resoluciones ENRE N° 128/2015, del 22 de abril de 2015, y N° 381/2015, del 23 de septiembre de 2015. Los efectos del recurso de reconsideración y alzada en subsidio interpuesto contra la resolución mencionada en primer término, se mantienen y extienden a las resoluciones a través de las cuales se dispuso prorrogar los efectos de la veeduría.

- Con fecha 11 de marzo de 2015, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 32/2015, que entre los puntos más importantes, establece lo siguiente: (i) aprueba 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) cuya fecha de realización no está definida, 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 (E.N.R.E.), que no se trasladará a tarifa sino que será cubierto mediante transferencias de la CAMMESA con fondos del Estado Nacional; (ii) a partir del 1° de febrero de 2015 los fondos del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE) serán considerados como parte de los ingresos de Edesur, también a cuenta de la RTI; (iii) reitera el procedimiento del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) hasta el 31 de enero de 2015; y (iv) instruye 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, instruye al E.N.R.E. a iniciar las acciones previas del proceso de la RTI. Por la Resolución SE N° 32/2015 y las posteriores notas de la SE que actualizaron el valor del concepto mencionado en (i), durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2016 se reconocieron ingresos de M\$395.351 pesos argentinos, que se encuentran expuestos en el estado del resultado integral en la línea "Otros ingresos Resolución SE N° 32/2015".

Por la Resolución SE N° 32/2015 y las posteriores notas de la SE que actualizaron el valor del concepto mencionado durante el período de 6 meses finalizado el 30 de junio de 2015 se reconocieron ingresos por M\$ 311.983 pesos argentinos (Ch\$4.417.976), que se encuentran expuestos en el estado del resultado integral de la siguiente manera: por el punto (i), M\$ 244.952 pesos argentinos (Ch\$3.468.753) en la línea "Otros ingresos Res. SE N° 32/2015"(ii), M\$ 25.319 pesos argentinos (Ch\$358.541) entre los "Ingresos por servicios"; y por los puntos (iii) y (iv), M\$41.712 pesos argentinos (Ch\$490.681) en los "Otros ingresos operativos netos".

La Resolución SE N° 32/2015 permite la cobertura de costos operativos, mientras que las inversiones seguirán siendo financiadas a través de mutuos con CAMMESA. Al mismo tiempo, deja sujeto el repago de los saldos remanentes a favor del MEM a la definición de un plan de pagos.

En relación con lo anterior, con fecha 29 de junio de 2015, la SE emitió su Nota N° 1.208 mediante la cual instruye a CAMMESA el método para calcular las deudas que Edesur mantiene con el MEM por las transacciones económicas de energía devengadas al 31 de enero de 2015, y su compensación con los créditos que surgen de la aplicación del MMC. Como consecuencia de ello, durante el ejercicio finalizado el

31 de diciembre de 2015 se reconocieron ingresos financieros netos por M\$384.403 de pesos argentinos (M\$ 27.215.856). A la fecha de los presentes estados financieros la mencionada instrucción está siendo implementada.

Según lo previsto en el Art. 5° de la Resolución SE N° 32/2015, el aumento transitorio aprobado por la misma fue posteriormente actualizado mediante las Notas SE N° 2097 y 2157, del 12 y el 16 de noviembre de 2015, respectivamente, como resultado del monitoreo periódico realizado por el E.N.R.E. de la evolución de los costos operativos de la Sociedad.

Asimismo, Edesur solicitó al E.N.R.E. la modificación del cuadro tarifario en los términos de los artículos 46 y 47 de la Ley N° 24.065 para que reflejaran los montos impuestos por la Resolución Secretaría de Trabajo (S.T.) N° 1906/2012 y el acta suscripta el 26 de febrero de 2013 con autoridades nacionales y el Ministerio de Trabajo, que definieron aumentos de remuneración solicitados por el Sindicato de Luz y Fuerza para los empleados propios y empleados de contratistas. El E.N.R.E. rechazó ambas solicitudes, pero dispuso dar intervención a la SE en los términos de la Resolución MPFIPyS N° 2000/2006, sin que aquella se haya expedido hasta la fecha.

Por último, con fecha 16 de diciembre de 2015, las nuevas autoridades nacionales declararon mediante el Decreto 134/2015, la emergencia del Sector Eléctrico Nacional con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017. Por el mismo, se instruye al Ministerio de Energía y Minería para que elabore, ponga en vigencia e implemente un 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.

La demora en el cumplimiento de ciertos hitos previstos en el Acta Acuerdo ha afectado el índice de liquidez. La Sociedad considera que estos efectos adversos causados por la falta de concreción oportuna de legítimos derechos al ajuste de sus ingresos, se revertirá de manera efectiva con la recomposición tarifaria.

- Con fecha 25 de enero de 2016 el Ministerio de Energía y Minería (MEyM) emitió la Resolución N° 6/2016 que aprueba la Reprogramación Trimestral de Verano para el MEM y establece los precios de referencia estacionales de la potencia y energía correspondientes al período febrero - abril de 2016.

Adicionalmente, en orden a avanzar hacia una gestión adecuada de la demanda mediante incentivos al ahorro y el uso racional de la energía eléctrica de usuarios finales residenciales ("Plan Estímulo"), incorpora a través del MEM, un sistema de incentivos que se traducirá en un mecanismo de disminución del precio de la energía sancionado como contrapartida del esfuerzo de cada usuario residencial en la reducción del consumo innecesario, que surgirá de comparar el consumo mensual de energía con el registrado en igual mes del año 2015.

Por otra parte, teniendo en cuenta la trascendencia social del servicio eléctrico, la mencionada resolución define un volumen de energía a un precio denominado Tarifa Social, para ser transferido a precio mínimo a quienes integren el universo de usuarios finales que carece de capacidad de pago suficiente para afrontar

los precios establecidos con carácter general, según los criterios de calificación y asignación que comunique el Ministerio de Desarrollo Social de la Nación.

El acceso a los precios mayoristas reducidos para Tarifa Social y estímulo al ahorro estará condicionado al cumplimiento, por parte de las Distribuidoras, de las obligaciones de pago en el MEM exigibles desde la entrada en vigencia de esta resolución. Asimismo, las Distribuidoras que tengan deudas con CAMMESA a la fecha del dictado de la resolución, como es el caso de Edesur, deberán, en un plazo no menor a los 30 días corridos, acordar un plan de pagos para la cancelación de la deuda en mora y, además, garantizar el pago de sus compras en el MEM a través de la cesión de sus créditos por cobranzas u otro mecanismo alternativo equivalente a satisfacción de CAMMESA, que permita asegurar tanto el cobro de la facturación corriente como el de la cuotas a abonar derivadas del acuerdo de pago a suscribirse por la deuda en mora.

A la fecha de aprobación de los presentes estados financieros, la Sociedad se encuentra evaluando los efectos de la Resolución MEyM N° 6/2016.

Posteriormente, con fecha 27 de enero de 2016 fue emitida la Resolución MEyM N° 7/2016 que instruye al E.N.R.E. a:

- i.- Efectuar un ajuste del VAD en los cuadros tarifarios de la Sociedad, a cuenta de la RTI y en el marco de Régimen Tarifario de Transición establecido en el Acta Acuerdo.
- ii.- Aplicar una Tarifa Social al universo de usuarios que resulten de la aplicación de ciertos criterios de elegibilidad, a saber: ser jubilado o pensionado por un monto equivalente a dos veces el haber mínimo nacional; personas con empleo en relación de dependencia que perciben una remuneración bruta menor o igual a dos salarios mínimos, vital y móvil; ser titular de programas sociales, estar inscripto en el Régimen de Monotributo Social; estar incorporado en el Régimen Especial de Seguridad Social para empleados del servicio doméstico; estar percibiendo seguro de desempleo; o contar con certificado de discapacidad, quedando excluidos del beneficio en caso de ser propietarios de más de un inmueble, de automóviles cuyos modelos tengan hasta 15 años de antigüedad, o de aeronaves o embarcaciones de lujo.
- iii.- Incluir en los cuadros tarifarios el plan de ahorro de energía eléctrica resultante de los establecido en la Resolución MEyM N° 6/2016.
- iv.- Llevar a cabo todos los actos necesarios a efectos de proceder a la RTI, la que deberá entrar en vigencia antes del 31 de diciembre de 2016.

Asimismo, la Resolución MEyM N° 7/2016 deja sin efecto el PUREE a partir de la puesta en vigencia de los nuevos valores tarifarios y que cesará la aplicación de los mecanismos de financiación de planes de obras instrumentados mediante contratos de mutuo con CAMMESA.

Por último, establece que la distribución de dividendos debe ajustarse al Acta Acuerdo, que la subordina a la verificación por parte del E.N.R.E. del cumplimiento del plan de inversiones.

Con fecha 29 de enero de 2016 el E.N.R.E. emitió las Resoluciones N° 1/2016 y N° 2/2016. La primera de ellas aprueba los valores del cuadro tarifario de la Sociedad con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a la cero hora del 1° de febrero de 2016, mientras que

la segunda da por finalizado al 31 de enero de 2016 el actual esquema del fideicomiso para la administración de los fondos resultantes de la aplicación de la Resolución ENRE N° 347/2012.

Las mencionadas resoluciones suponen efectos significativos en diferentes áreas del negocio de la Sociedad. Además de lo referente a los incrementos en los montos de facturación evidenciados en los ingresos por ventas, también conllevó un efecto significativo en la actualización del valor de las multas que se ajustan en la línea con las variaciones en el valor agregado de distribución (VAD). En el período de seis meses finalizados el 30 de junio de 2016, este último efecto implicó una pérdida financiera de M\$45.889.007 que se expone en la línea “Costos financieros” del estado del resultado integral.

Con fecha 21 de marzo de 2016, el ENRE emitió su Resolución 31/2016 que dispone que Edesur deberá abonar un resarcimiento a cada uno de los usuarios residenciales que hubieran sido afectados por las interrupciones de suministro de energía, ocurridas durante el período comprendido entre el 12 de febrero de 2016 y el 18 de febrero de 2016 con montos que varían según la cantidad de horas de corte, cuyo impacto total ascendió a 4.278,79 millones de pesos chilenos.

La demora en el cumplimiento de ciertos hitos previstos en el Acta Acuerdo ha afectado el índice de liquidez. La Sociedad considera que estos efectos adversos causados por la falta de concreción oportuna de legítimos derechos al ajuste de sus ingresos, se revertirán de manera efectiva con la recomposición tarifaria.

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 informará a la Sociedad los parámetros de calidad objetivo y los criterios de gestión que deberán ser contemplados, e informará la tasa de rentabilidad que se deberá tener en cuenta para el cálculo del costo propio de distribución. Por último, establece el 5 de septiembre de 2016 como plazo máximo para emitir la resolución convocando a Audiencia Pública.

El día 7 de julio pasado, la Sala II de la Cámara Federal de La Plata en la causa “Abarca, Walter José y otro con Estado Nacional Ministerio de Energía y Minería y otro según Amparo Ley 16986”, decretó una medida cautelar disponiendo la suspensión de los efectos de las Resoluciones del Ministerio de Energía y Minería de la Nación 6/2016 y 7/2016 y la Resolución del ENRE 1/2016 para el ámbito geográfico de la Provincia de Buenos Aires, y por el plazo de tres meses.

De esta manera, rige la suspensión del reajuste tarifario por tres meses o hasta que se expida la Corte Suprema (lo que ocurra primero) para los clientes de la Provincia de Buenos Aires.

Edesur ha sido notificado por el ENRE el día 15/7/16. A partir de ese momento, y por el plazo de 3 meses (salvo que la Corte Suprema se expida antes), regirán las tarifas y condiciones existentes al 31/01/16.

De esta manera, también queda sin efecto la Tarifa Integral Social.

El día 18 de julio, la Sala II de la Cámara Federal de La Plata dispuso la habilitación de feria judicial. Esto implica que se avanza con la sustanciación de los traslados a los amparistas de los recursos extraordinarios interpuestos por el Ministerio de Energía y ENRE contra la cautelar que suspende el nuevo cuadro tarifario.

### 33. DOTACIÓN.

La distribución del personal de Enersis Américas, incluyendo la información relativa a las filiales en los cinco países donde está presente el Grupo, al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, era la siguiente:

País	30-06-2016				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	10	50	7	67	209
Argentina	48	3.752	1.170	4.970	4.880
Brasil	25	2.107	426	2.558	2.623
Perú	43	889	-	932	937
Colombia	36	1.559	27	1.622	1.622
<b>Total</b>	<b>162</b>	<b>8.357</b>	<b>1.630</b>	<b>10.149</b>	<b>10.271</b>

País	31-12-2015				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	68	1.911	266	2.245	2.364
Argentina	46	3.609	1.168	4.823	4.724
Brasil	26	2.174	459	2.659	2.686
Perú	42	889	-	931	941
Colombia	36	1.480	28	1.544	1.633
<b>Total</b>	<b>218</b>	<b>10.063</b>	<b>1.921</b>	<b>12.202</b>	<b>12.348</b>

Es importante destacar que las operaciones que Enersis Américas realiza en Chile, a contar del 1 de marzo de 2016, pasaron a formar parte de una nueva sociedad denominada Enersis Chile (ver Nota 5.1).

### 34. SANCIONES.

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

#### Filiales

##### 1. Edesur S.A.

- Al 30 de junio de 2016, se encontraban pendientes de resolución siete (7) sanciones del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), por incumplimientos de calidad técnica y calidad comercial por un monto de \$ 31.081.214 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.366.767) y una (1) sanción por incumplimiento de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 21.840.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 960.394). Todas estas sanciones fueron oportunamente recurridas por Edesur.
- Para el período iniciado el 1° de abril de 2016 y finalizado el 30 de junio de 2016, Edesur S.A. no ha recibido notificación de sanciones por parte del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE).

##### 2. Hidroeléctrica El Chocón S.A.

- Al 01 de junio de 2016, no se registran sanciones de autoridades administrativas.

##### 3. Endesa Costanera S.A.



- Al 30 de junio de 2016, 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 \$ 58.479,75 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.572). Asimismo, junto a dicha sanción, se dispuso el pago de una diferencia de tributos de \$ 9.746,63 pesos argentinos (aprox. M\$ 429), por infracción al artículo 970 del Código Aduanero (es decir, por no haber reingresado al país dentro del plazo concedido, mercadería egresada temporalmente). Dicha sanción fue apelada y se encuentra pendiente de resolución, toda vez que se cumplió con el retorno de la exportación temporal en legal tiempo y forma, circunstancia que acreditó con la presentación de la documentación respaldatoria correspondiente.
- Al 30 de junio de 2016, la sociedad registra una sanción impuesta por la Prefectura Nacional Argentina (PNA) por \$ 52.500 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.309), basada en la infracción del art. 807.0107 del REGINAVE, por vertimiento de producto contaminante a las aguas del Río de la Plata, desde uno de los vertederos de la Central. La misma fue abonada con fecha 13.06.2016.

#### 4. Central Dock Sud S.A.

- Al período finalizado el 30 de junio de 2016 no se registran pendientes sanciones de autoridades administrativas.

#### 5. Yacylec S.A.

- Al período finalizado el 30 de junio de 2016 no se registran pendientes sanciones de autoridades administrativas.

#### 6. Transportadora de Energía S.A.

- Al período finalizado el 30 de junio de 2016 no se registran pendientes sanciones de autoridades administrativas.

#### 7. Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.

- Al período finalizado el 30 de junio de 2016 no se registran pendientes sanciones de autoridades administrativas.

#### 8. Ampla Energía S.A.

- Hasta el 30 de junio de 2016, en la sociedad estaban pendientes de resolución 3 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por calidad del servicio y otras formalidades en un monto de € 2.026.659 (aprox. M\$ 1.490.609). En 2016 no han sido cerrados procedimientos de infracción.
- Hasta el 30 de junio de 2016, en la sociedad estaban pendientes de resolución 143 multas por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileño del Medioambiente e de los Recursos Naturales Renovables, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservación de la Biodiversidad) por supresión vegetal irregular, ausencia de licencia medioambiental, muerte de animales y otros un monto de € 1.437.795 (aprox. M\$ 1.057.499). En 2016 han sido cerrados 2 procedimientos de infracción con el pago del monto de € 3.102 (aprox. M\$ 2.282) por muerte de animales y ausencia de licencia medioambiental.
- Hasta el 30 de junio de 2016, en la sociedad estaban pendientes de resolución 39 multas por Autorquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON) por calidad del servicio, cobro indebido, daños eléctricos y otros asuntos en un monto de € 2.765.466 (aprox. M\$ 2.034.002). En 2016 no ha sido cerrado cualquier procedimientos de infracción.
- Hasta el 30 de junio de 2016, en la sociedad estaban pendientes de resolución 14 procedimientos de infracción por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) por incumplimientos de registros formales y algunos procedimientos de seguridad sin valor definido a la fecha\*. En 2016 han sido cerrados 3 procedimientos de infracción con el pago del monto de € 1.703 (aprox. M\$ 1.253) por asuntos asemejados a los que hemos reportado arriba.

(\*) Aclaración: El valor de algunas sanciones no ha sido definido, lo que ocurrirá después de la presentación de algunas informaciones por Ampla.

## 9. Companhia Energética do Ceará (Coelce)

- Hasta el 30 de junio de 2016, en la sociedad estaban pendientes de resolución 7 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE) por calidad del servicio, calidad de la atención a los clientes, devolución de cobro indebido a municipalidades y otras formalidades en un monto de € 17.154.414 (aprox. M\$ 12.617.079). En 2016 han sido cerrados 11 procedimientos sancionatorios con el pago del monto de € 5.380.698 (aprox. M\$ 3.957.506) especialmente por accidente con población y devolución de cobro indebido a municipalidades.
- Hasta el 30 de junio de 2016, estaba pendiente de resolución 1 multa por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileño del Medioambiente e de los Recursos Naturales Renovables, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservación de la Biodiversidad) por ausencia de licencia medioambiental en un monto de € 5.640 (aprox. M\$ 4.148). En 2016 no ha sido cerrado cualquier procedimiento de infracción.
- Hasta el 30 de junio de 2016, estaban pendientes de resolución 11 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE y DECON/CE) por calidad del servicio, tarifa, daños eléctricos y otros ingresos en un monto de € 1.857.349 (aprox. M\$ 1.366.081). En 2016 ha sido cerrado 1 procedimiento de infracción con el pago del monto de 608 € por asuntos asemejados a los que hemos reportado arriba.
- Hasta el 30 de junio de 2016, estaban pendientes de resolución 16 procedimientos de infracción por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) por incumplimientos de registros formales y algunos procedimientos de seguridad en un monto de € 2.574.539 (aprox. M\$ 1.893.575). En 2016 no ha sido cerrado ningún procedimiento de infracción.

## 10. Cien (Companhia de Interconexión Energética S.A.)

- Hasta el 30 de junio de 2016 no habían multas pendientes de resolución por Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL, tampoco hemos cerrado cualquier procedimiento de infracción en 2016.
- Hasta el 30 de junio de 2016, estaba pendiente de resolución 1 multa pendiente de resolución por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) por un monto de € 953 (aprox. M\$ 701). En 2016 no ha sido cerrado cualquier procedimiento de infracción.
- Hasta el 30 de junio de 2016 no habían multas pendientes de resolución por otros asuntos (medioambientales), tampoco hemos cerrado cualquier procedimiento de infracción en 2016.

## 11. Edelnor S.A.A.

- A junio de 2016, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) sancionó a EDELNOR S.A.A. con sesenta y ocho (68) multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total de S/. 7.681.075,21 (aprox. M\$ 1.543.145) habiéndose cancelado un total de veintidós (22) multas (total y parcialmente) un monto ascendente a S/. 2.120.944,32 (aprox. M\$ 426.102) (aplicando en algunos casos un descuento de 25% por pronto pago).
- A junio de 2016, la Superintendencia Nacional de Aduanas y Administración Tributaria – SUNAT (SUNAT) sancionó a EDELNOR S.A.A. con diversas multas, habiendo cancelado un total de S/. 7.718.859,00 (aprox. M\$ 1.550.736) (aplicando régimen de rebaja o gradualidad en algunos casos).

## 12. Edegel S.A.A.

- A junio de 2016, OSINERGMIN ha sancionado a EDEGEL S.A.A. con diversas multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total de S/. 1.447.052,58 (aprox. M\$ 290.716) habiéndose cancelado multas por un monto ascendente a S/. 220.954,22 (aprox. M\$ 44.390).
- A junio de 2016, SUNAT ha sancionado a EDEGEL S.A.A. con multas por incumplimientos a las normas tributarias por un monto total de S/. 28.966.061,52 (aprox. M\$ 5.819.345) habiéndose cancelado multas por un monto ascendente a S/. 317.300 (aprox. M\$ 63.746).
- A junio de 2016, la Municipalidad de Callahuanca ha sancionado a EDEGEL S.A.A. con una (1) multa por incumplimientos a las normas de seguridad por un monto total de S/. 37.000 (aprox. M\$ 7.433). La multa ha sido impugnada por lo que no ha sido pagada.

### 13. Empresa Eléctrica de Piura S.A.

- A junio de 2016, OSINERGMIN ha sancionado a Empresa Eléctrica de Piura S.A. con multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total de S/. 781.669 (aprox. M\$ 157.039) habiéndose cancelado multas por un monto ascendente a S/. 624.715 (aprox. M\$ 125.507).
- A junio de 2016, SUNAT ha sancionado a Empresa Eléctrica de Piura S.A. con multas por incumplimientos a las normas tributarias por un monto total de S/. 10.018.969 (aprox. \$ 2.012.833) habiéndose cancelado multas por un monto ascendente a S/. 30.383 (aprox. M\$ 6.104).

### 14. Chinango S.A.C.

- A junio de 2016, OSINERGMIN ha sancionado a Chinango S.A.C. con multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total de S/. 97.607 (aprox. M\$ 19.609), habiéndose cancelado el total de dichas multas.
- A junio de 2016, SUNAT ha sancionado a Chinango S.A.C. con multas por incumplimientos a las normas tributarias por un monto total de S/. 2.405.427 (aprox. M\$ 483.256), no habiendo cancelado a la fecha ninguna.

### 15. Generalima S.A.C.

- A junio de 2016, SUNAT ha sancionado a Generalima S.A.C. con multas por incumplimientos a las normas tributarias por un monto total de S/. 15.179 (aprox. M\$ 3.049), habiéndose cancelado el total de dichas multas.

### 16. Emgesa

- Al 30 de junio de 2016 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 30 de junio de 2016, 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.
- A 30 de junio de 2016, está pendiente de pronunciamiento por parte de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA-, al recurso que se interpuso a la Resolución No. 0381 del 07 de abril de 2016, mediante la cual se impuso la multa a EMGESA S.A. ESP., que asciende a \$ 2.503.258.650 Pesos Colombianos (aprox. M\$ 567.728), 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.

### 17. Codensa

- Al 30 de junio de 2016 se encontraba pendiente la expedición de (02) resoluciones sancionatorias por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, las cuales ascienden a la suma total de COL\$ 181.261.982 (aprox. M\$ 41.109), por incumplimiento consistente 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 30 de junio de 2016, dicha autoridad ha cerrado un total de cinco (05) procedimientos sancionatorios que implicaron el pago total de COL\$ 409.113.200 (aprox. M\$ 92.785), por asuntos semejantes a los mencionados en este párrafo.
- A 30 de junio de 2016, está pendiente el pronunciamiento de la Superintendencia de Industria y Comercio respecto al recurso de reposición interpuesto contra resolución que impone a la sociedad una multa de Col\$11.031.264 (aprox. M\$ 2.502), por incumplimiento de las órdenes e instrucciones impartidas por este ente en cuanto al requerimiento de información realizado en el 2013 sobre los términos y condiciones del cupón denominado 24 horas 7454-123 farmacia servicio a domicilio gratis. Con corte a 30 de junio de 2016, dicha autoridad cerró en el año 2013 con un procedimiento sancionatorio que implicó el pago de Col\$ 22.668.000 (aprox. M\$ 5.141), por una falla en el servicio de facturación prestado por la compañía, al haberle realizado el cobro de un crédito a la reclamante que no le correspondía cancelar y quien lo informó en varias oportunidades.

#### 18. Sociedad Portuaria Central Cartagena (SPCC):

- Al 30 de junio de 2016 no se encontraba pendiente la expedición de ninguna resolución que implicara una posible sanción por parte de la Superintendencia de Puertos y Transporte por incumplimientos consistentes en la violación de la Ley 001 de 1991 y demás disposiciones normativas que regulan la actividad portuaria en Colombia. Con corte a 30 de junio de 2016, dicha autoridad cerró en el año 2014 un (01) procedimiento sancionatorio que implicó el pago de COL\$ 2.142.400 (aprox. M\$ 486), por reportar de manera extemporánea o tardía información contable y financiera del año 2010.

La Sociedad y su Directorio no han sido objeto de otras sanciones por parte de la SVS, ni por otras autoridades administrativas.

### 35. MEDIO AMBIENTE.

Los gastos ambientales por los períodos terminados al 30 de junio de 2016 y 2015, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	30-06-2016 M\$					2015 M\$	
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso periodo anterior
EMGESA	Manejo ambiental HIDRA	Plan socio ambiental Centrales Térmicas	En proceso	333.407	333.407	-	-	-	333.407	333.407
		Plan socio ambiental Centrales Hidráulicas	En proceso	35.434	35.434	-	-	-	35.434	35.434
EDEGEL	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	20.914	-	20.914	113.603	31-12-2016	134.517	136.453
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	En proceso	66.245	-	66.245	56.570	31-12-2016	122.815	134.726
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	En proceso	112.181	-	112.181	24.183	31-12-2016	136.364	138.326
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	107.628	-	107.628	1.223	31-12-2016	108.851	86.862
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	2.087	-	2.087	34.832	31-12-2016	36.919	37.450
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	En proceso	-	-	-	18.600	31-12-2016	18.600	28.302
CHINANGO	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	-	-	-	5.283	31-12-2016	5.283	83.002
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	En proceso	5.186	-	5.186	2.564	31-12-2016	7.750	7.861
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	En proceso	152.921	-	152.921	64.054	31-12-2016	216.975	75.411
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	22.499	-	22.499	24.001	31-12-2016	46.500	47.170
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	765	-	765	17.835	31-12-2016	18.600	18.868
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	En proceso	-	-	-	9.300	31-12-2016	9.300	9.434
	Compensaciones por impactos	Compensaciones, aumentos de áreas verdes	En proceso	-	-	-	3.664	31-12-2016	3.664	3.716
EDESUR	Material contaminante	Manipulación de material contaminante	En proceso	33.297	-	33.297	-	-	33.297	26.773
	Desmantelamiento PCBS	Desmantelamiento de Transformadores con residuos de PCBS	En proceso	196.635	196.635	-	1.188.545	31-12-2017	1.385.180	7.536
CODENSA	Nueva Esperanza Compensación Ambiental	Compensación Ambiental por la construcción de la subestación Nueva Esperanza	En proceso	174.231	174.231	-	-	31-12-2019	174.231	355.000
	Nueva Esperanza Compensación Ambiental	Compensación Ambiental por la construcción de la subestación Nueva Esperanza	En proceso	452.865	452.865	-	-	31-12-2019	452.865	-
	Nueva Esperanza Rescate Arqueológico	Rescate de restos arqueológicos de cultura Herrera, en la ubicación donde se construirá la subestación de Nueva Esperanza.	En proceso	38.188	38.188	-	-	30-09-2016	38.188	199.431
<b>Total</b>				<b>1.754.483</b>	<b>1.230.760</b>	<b>523.723</b>	<b>1.564.257</b>		<b>3.318.740</b>	<b>1.765.163</b>

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	30-06-2015 M\$					2014 M\$	
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso periodo anterior
EMGESA	Proyecto Central hidroeléctrica el Quimbo	Manejo ambiental construcción Central el Quimbo	En proceso	39.987.062	39.987.062	-	11.536.207	31-12-2015	<b>51.523.269</b>	25.597.912
	Manejo ambiental HIDRA	Plan manejo ambiental centrales	En proceso	115.659	115.659	-	-	-	<b>115.659</b>	309.039
EDEGEL	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	50.705	-	50.705	85.748	31-12-2015	<b>136.453</b>	76.405
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	En proceso	61.449	-	61.449	73.277	31-12-2015	<b>134.726</b>	177.830
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	En proceso	64.600	-	64.600	73.726	31-12-2015	<b>138.326</b>	156.570
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	64.885	-	64.885	21.977	31-12-2015	<b>86.862</b>	206.909
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	18.123	-	18.123	19.327	31-12-2015	<b>37.450</b>	16.722
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	En proceso	2.485	-	2.485	25.817	31-12-2015	<b>28.302</b>	8.045
CHINANGO	Compensaciones por impactos	Compensaciones, aumentos de áreas verdes	En proceso	-	-	-	4.659	31-12-2015	<b>4.659</b>	6.823
	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	67.040	-	67.040	83.002	31-12-2015	<b>150.042</b>	5.974
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	En proceso	3.481	-	3.481	4.381	31-12-2015	<b>7.861</b>	5.935
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	En proceso	52.133	-	52.133	23.278	31-12-2015	<b>75.411</b>	239.904
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	15.941	-	15.941	31.229	31-12-2015	<b>47.170</b>	31.460
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	-	-	-	18.868	31-12-2015	<b>18.868</b>	5.229
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	En proceso	-	-	-	9.434	31-12-2015	<b>9.434</b>	4.398
EDESUR	Compensaciones por impactos	Compensaciones, aumentos de áreas verdes	En proceso	-	-	-	3.716	31-12-2015	<b>3.716</b>	49.390
	Recupero transformadores	PROYECTO INVERSION EN MEDIO AMBIENTE	Terminado	22.531	-	22.531	-	31-12-2015	<b>22.531</b>	8.020
CODENSA	Material contaminante	Manipuleo de material contaminante	Terminado	26.773	26.773	-	-	31-12-2015	<b>26.773</b>	-
	Desmantelamiento PCBS	Desmantelamiento de Transformadores con residuos de PCBS	En proceso	7.536	7.536	-	-	31-12-2015	<b>7.536</b>	-
	Nueva Esperanza Compensación Ambiental	Compensación Ambiental por la construcción de la subestación Nueva Esperanza	En proceso	355.000	355.000	-	-	31-12-2015	<b>355.000</b>	688.848
	Nueva Esperanza Rescate Arqueológico	Rescate de restos arqueológicos de cultura Herrera, en la ubicación donde se construirá la subestación de Nueva Esperanza.	En proceso	199.431	199.431	-	-	31-12-2015	<b>199.431</b>	-
<b>Total</b>				<b>41.114.833</b>	<b>40.691.462</b>	<b>423.371</b>	<b>12.014.648</b>		<b>53.129.481</b>	<b>27.595.412</b>

### 36. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES.

A continuación se resume la información financiera de nuestras principales filiales al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

Estados financieros	30-06-2016															Otro resultado integral	Resultado integral total		
	Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total de Patrimonio y Pasivos	Ingresos Ordinarios	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			Ganacia (Perdida)	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$			M\$	
Chilectra América S.A.	Consolidado	37.334.992	504.303.909	541.638.901	1.148.687	-	540.490.214	541.638.901	-	-	-	(731.142)	(731.142)	1.120.105	5.996.990	1.144.401	7.141.391	65.210.962	72.352.353
Inversiones Distritilla S.A.	Separado	19.249.574	48.449.203	67.698.777	70.769	-	67.628.008	67.698.777	-	-	-	(1.946)	(1.946)	536.075	11.448.301	(149.578)	11.298.723	(2.253.094)	9.045.629
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Separado	112.057.097	676.389.640	788.446.737	194.537.498	276.460.468	317.448.771	788.446.737	309.706.464	(208.470.846)	101.235.618	77.327.076	60.724.279	(7.547.591)	53.181.975	(15.744.152)	37.437.823	(10.620.781)	26.817.042
Endesa América S.A.	Separado	55.528.005	1.075.099.838	1.130.627.843	14.702.661	24.435	1.115.900.747	1.130.627.843	-	-	-	(2.718.229)	(2.718.229)	1.911.871	58.442.614	1.451.419	59.894.033	(4.895)	59.889.138
Endesa Argentina S.A.	Separado	1.350.460	26.555.655	27.906.115	132.948	-	27.773.167	27.906.115	-	-	-	(38.125)	(38.125)	336.151	298.026	(104.326)	193.700	(6.447.036)	(6.253.336)
Central Costanera S.A.	Separado	33.387.444	132.740.097	166.127.541	108.069.277	46.486.047	11.572.217	166.127.541	45.372.111	(2.247.766)	43.124.345	19.395.597	10.592.503	(12.867.605)	(2.133.370)	1.801.889	(331.481)	(2.960.630)	(3.292.111)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Separado	52.257.745	213.354.205	265.611.950	71.102.749	53.493.931	141.015.270	265.611.950	16.407.191	(1.805.308)	14.601.882	11.223.378	10.224.234	22.545.381	33.281.774	(11.480.424)	21.801.350	(30.144.954)	(8.343.604)
Empesa S.A. E.S.P.	Separado	180.966.352	1.827.667.647	2.008.633.999	373.765.910	912.347.449	722.520.640	2.008.633.999	432.998.341	(171.489.068)	261.509.273	233.462.966	211.913.727	(48.805.952)	163.149.565	(67.046.529)	96.103.036	23.236.816	119.339.852
Generandes Perú S.A.	Separado	578.194	217.505.849	218.084.043	3.744	-	218.080.299	218.084.043	0	-	0	(3.917)	(3.917)	15.373	3.204.742	1.701	3.206.443	(7.654.624)	(4.448.181)
Edegel S.A.A.	Separado	147.240.877	692.721.019	839.961.896	122.692.645	163.234.205	554.035.046	839.961.896	188.524.522	(84.775.820)	103.748.702	85.286.040	65.140.356	(3.521.382)	66.257.487	(18.135.191)	48.122.296	(16.974.712)	31.147.584
Chinango S.A.C.	Separado	9.511.266	107.368.911	116.880.177	7.008.056	36.850.025	73.022.096	116.880.177	19.484.855	(4.291.015)	15.193.840	13.015.056	11.447.943	(296.663)	11.151.280	(3.212.671)	7.938.609	(1.762.632)	6.175.977
Enel Brasil S.A.	Separado	187.311.737	857.571.804	1.044.883.541	84.743.381	8.147.844	951.992.316	1.044.883.541	-	(3.133)	(3.133)	(12.561.130)	(12.602.220)	21.531.502	67.892.029	9.942.356	77.834.385	118.402.947	196.237.332
Central Generadora Termoelectrica Fortaleza S.A.	Separado	55.595.043	131.923.820	187.518.863	62.662.627	753.072	124.103.164	187.518.863	75.815.975	(44.021.930)	31.794.045	27.881.725	25.267.691	47.842	25.315.533	(8.869.514)	16.446.019	17.633.153	34.079.172
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	Separado	56.178.478	88.897.975	144.876.453	46.753.596	1.003.659	97.119.198	144.876.453	80.189.164	(33.920.272)	46.268.893	42.338.603	40.041.955	2.238.263	42.280.217	(14.450.231)	27.829.986	13.649.001	41.478.987
Compañía de Interconexión Energética S.A.	Separado	36.551.109	200.696.285	237.247.394	57.560.103	26.759.592	152.927.699	237.247.394	23.738.863	(1.024.288)	22.714.575	20.368.776	15.294.324	(4.483.764)	10.810.560	(3.708.016)	7.102.544	18.894.201	25.996.745
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Separado	11.779.677	741.678	12.521.355	9.421.281	17.964.741	(14.864.667)	12.521.355	552.591	-	552.591	357.177	305.963	(4.226.609)	(3.920.647)	-	(3.920.647)	2.953.259	(967.388)
Compañía Eléctrica Do Ceará S.A.	Separado	350.281.785	660.239.453	1.010.521.238	264.368.731	269.203.523	476.948.984	1.010.521.238	352.482.290	(229.350.481)	123.131.808	77.389.013	56.126.760	(7.140.166)	48.986.594	(8.053.154)	40.933.440	56.636.342	97.569.782
EN-Brasil Comercio e Serviços S.A.	Separado	3.836.127	2.609.978	6.446.105	6.153.060	-	293.045	6.446.105	2.833.409	(1.652.664)	1.180.745	(541.651)	(645.206)	(27.157)	(672.365)	15.657	(656.708)	61.532	(595.176)
Ampla Energia E Serviços S.A.	Separado	426.289.466	1.212.631.014	1.638.920.480	352.119.779	789.843.927	496.956.774	1.638.920.480	382.065.374	(263.390.602)	118.674.772	44.539.710	8.612.654	(42.804.908)	(34.192.254)	10.640.970	(23.551.284)	60.351.724	36.800.440
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Separado	176.717.711	890.150.988	1.066.868.699	307.096.172	278.203.743	481.568.784	1.066.868.699	444.158.444	(254.460.405)	189.698.040	148.224.297	120.069.484	(15.943.784)	104.345.628	(44.031.203)	60.314.424	14.728.489	75.042.913
Inversora Codensa S.A.	Separado	498	64	562	21	-	541	562	-	-	-	(13)	(13)	-	(13)	(4)	(17)	7	(10)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Separado	208.502.387	410.042.904	618.545.291	455.478.173	145.222.369	17.844.749	618.545.291	340.563.296	(138.706.283)	201.857.013	78.486.303	70.642.892	(75.356.799)	(4.697.817)	(564.613)	(5.262.430)	(5.149.895)	(10.412.325)
Generalima, S.A.C.	Separado	5.691.512	48.494.600	54.186.112	20.323.677	7.828.102	26.034.333	54.186.112	997	-	997	(237.363)	(237.969)	(484.775)	(722.744)	-	(722.744)	(933.741)	(1.656.485)
Endesa Cema, S.A.	Separado	19.212.222	114.446	19.326.668	17.831.608	-	1.495.060	19.326.668	1.049.551	(92.660)	956.891	(43.665)	(85.090)	(549)	(65.379)	(22.417)	(87.796)	(364.590)	(452.386)
Grupo Dock Sud, S.A.	Consolidado	50.473.908	110.873.911	161.347.819	38.084.398	51.733.795	71.529.626	161.347.819	55.523.795	(40.623.465)	14.900.330	10.347.868	4.389.593	6.988.400	11.458.381	(3.990.256)	7.468.125	(15.808.404)	(8.340.279)
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Consolidado	56.682.035	93.338.164	150.020.199	20.519.237	55.399.079	74.101.883	150.020.199	34.090.209	(16.070.109)	18.020.100	14.443.260	11.619.250	(963.955)	10.651.667	(3.098.799)	7.552.869	(1.946.742)	5.606.127
Grupo Distrilla	Consolidado	118.604.818	676.389.640	794.994.458	181.906.415	276.460.468	336.627.575	794.994.458	309.706.464	(208.470.846)	101.235.618	77.325.131	60.722.783	(7.011.517)	53.716.104	(15.893.730)	37.822.374	(11.267.688)	26.554.686
Grupo Endesa América	Consolidado	448.467.800	3.531.896.617	3.980.364.417	665.019.307	1.210.941.771	2.104.403.339	3.980.364.417	466.291.973	(168.410.349)	297.881.624	246.721.393	211.440.480	(48.091.320)	188.952.320	(55.731.434)	133.220.894	172.139.710	305.360.604
Grupo Enel Brasil	Consolidado	959.296.766	2.334.635.926	3.293.932.692	717.317.258	900.875.904	1.675.739.530	3.293.932.692	823.895.693	(479.079.557)	344.816.135	199.998.809	132.558.865	(39.178.818)	93.380.047	(14.484.172)	78.895.875	214.828.485	293.724.360
Grupo Generandes Perú	Consolidado	157.004.787	783.731.493	940.736.280	129.378.894	200.094.230	611.273.156	940.736.280	207.842.323	(88.899.781)	118.942.542	98.297.180	76.584.382	(3.802.672)	75.913.093	(21.346.161)	54.566.932	(8.807.887)	45.759.045
Grupo Endesa Argentina	Consolidado	86.329.168	347.382.582	433.711.750	178.548.708	98.485.656	156.677.386	433.711.750	61.177.749	(4.053.074)	57.124.675	30.572.821	20.770.584	9.867.867	31.252.833	(9.792.620)	21.460.214	(34.071.251)	(12.611.037)



Grupo Enel

31-12-2015

Estados financieros	Activos Corrientes	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total de Patrimonio y Pasivos	Ingresos Ordinarios	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	Ganacia (Perdida)	Otro resultado integral	Resultado integral total	
	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	
<b>Operaciones Continuas:</b>																			
Inversiones Distritalima S.A.																			
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.																			
Endesa Argentina S.A.																			
Central Costanera S.A.																			
Hidroeléctrica El Chocón S.A.																			
Emgesa S.A. E.S.P.																			
Generandes Perú S.A.																			
Edgel S.A.A.																			
Chinango S.A.C.																			
Enel Brasil S.A.																			
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.																			
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.																			
Compañía de Interconexión Eléctrica S.A.																			
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.																			
Compañía Energética Do Ceará S.A.																			
EN-Brasil Comercio e Servicios S.A.																			
Ampla Energia E Serviços S.A.																			
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.																			
Inversora Codensa S.A.																			
Empresa Distribuidora Sur S.A.																			
Generalima, S.A.C.																			
Endesa Camsa, S.A.																			
Grupo Dock Sud, S.A.																			
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.																			
Grupo Distritalima																			
Grupo Enel Brasil																			
Grupo Generandes Perú																			
Grupo Endesa Argentina																			
<b>Operaciones Discontinuas:</b>																			
Chilectra S.A.																			
Grupo Servicios Informaticos e Inmobiliarios Ltda.																			
Empresa Nacional de Electricidad S.A.																			
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.																			
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.																			
Grupo Endesa Chile																			
Grupo Inversiones GasAtacama Holding Ltda.																			



### **37. HECHOS POSTERIORES.**

No se han producido hechos posteriores significativos entre el 1 de julio de 2016 y la fecha de emisión de estos estados financieros intermedios.

## ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS AMÉRICAS

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

Corresponden a porcentajes de control.

Rut	Sociedad ( Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Control a 30/06/2016			% Control a 31/12/2015			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
Extranjero	Ampla Energia E Serviços S.A.	Real	13,68%	85,95%	99,63%	13,68%	85,95%	99,63%	Filial	Brasil	Producción, Transporte Y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	Real	0,00%	99,61%	99,61%	0,00%	99,61%	99,61%	Filial	Brasil	Generación y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Dock Sud, S.A.	Peso Argentino	0,00%	69,99%	69,99%	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%	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%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía de Interconexión Energética S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Peso Argentino	0,00%	99,99%	99,99%	0,00%	99,99%	99,99%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A. (2)	Peso Colombiano	21,14%	36,01%	57,15%	21,14%	36,01%	57,15%	Filial	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Real	15,18%	58,87%	74,05%	15,18%	58,87%	74,05%	Filial	Brasil	Ciclo Completo de Energía Eléctrica
Extranjero	Distrilec Inversora S.A.	Peso Argentino	27,19%	24,31%	51,50%	27,19%	24,31%	51,50%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Edegel S.A.A	Nuevos Soles	0,00%	83,60%	83,60%	0,00%	83,60%	83,60%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Electrica Cabo Blanco, S.A.C.	Nuevos Soles	80,00%	20,00%	100,00%	80,00%	20,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P. (2)	Peso Colombiano	21,60%	34,83%	56,43%	21,60%	34,83%	56,43%	Filial	Colombia	Generación de Energía Eléctrica.
Extranjero	Emgesa Panama S.A. (2)	Dólar	0,00%	56,43%	56,43%	0,00%	56,43%	56,43%	Filial	Panamá	Compra/Venta de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	Nuevos Soles	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	16,02%	83,43%	99,45%	16,02%	83,43%	99,45%	Filial	Argentina	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa Eléctrica de Piura, S.A.	Nuevos Soles	0,00%	96,50%	96,50%	0,00%	96,50%	96,50%	Filial	Perú	Generación y Comercialización de electricidad y extracción de gas natural
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Real	50,09%	49,91%	100,00%	50,09%	49,91%	100,00%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera
Extranjero	Endesa Cemsa S.A.	Peso Argentino	55,00%	45,00%	100,00%	55,00%	45,00%	100,00%	Filial	Argentina	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Peso Argentino	0,00%	75,68%	75,68%	0,00%	75,68%	75,68%	Filial	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad
Extranjero	En-Brasil Comercio e Serviços S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	La generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica y otros.
Extranjero	Eólica Fazenda Nova-Geracao e Comercializacao de Energia S.A.	Real	0,00%	99,95%	99,95%	0,00%	99,95%	99,95%	Filial	Brasil	La generación, transmisión, distribución y comercialización de energía.
Extranjero	Generalima, S.A.C.	Nuevos Soles	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Generandes Perú S.A. (1)	Nuevos Soles	39,00%	61,00%	100,00%	39,00%	61,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Peso Argentino	0,00%	67,67%	67,67%	0,00%	67,67%	67,67%	Filial	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Peso Argentino	0,00%	96,09%	96,09%	0,00%	96,09%	96,09%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Ingendesa do Brasil Ltda.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Consultora de Ingeniería de Proyectos
Extranjero	Inversiones Distritima S.A.	Nuevos Soles	34,99%	50,21%	85,20%	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%	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%	Filial	Colombia	Inversión en Actividades de Servicios Públicos Domiciliarios de Energía
Extranjero	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Peso Colombiano	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Colombia	La inversión, construcción y mantenimiento de muelles y puertos públicos o privados.
Extranjero	Southern Cone Power Argentina S.A. (3)	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	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%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica

(1) Con fecha 3 de septiembre de 2014 Enersis Américas adquirió el 100% de los derechos sociales de las sociedades Inkia Holdings (Acter) Limited, Southern Cone Power Ltd., Latin American Holding I Ltd., Latin American Holding II Ltd. y Southern Cone Power Perú S.A.A. Con fecha 31 de diciembre de 2014 Inkia Holdings fue fusionada con Generandes Perú S.A., absorbiendo esta última a todas las compañías del Grupo Inkia.

(2) Ver nota 2.4.2

(3) Durante el mes de mayo de 2016, esta sociedad fue absorbida por Endesa Argentina, 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:

No ocurrieron incorporaciones al perímetro de consolidación al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

Exclusiones del perímetro de consolidación:

Sociedad	% Control				% Control			
	al 30 de junio de 2016 (*)				al 31 de diciembre de 2015			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Central Eólica Canela S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	75,00%	75,00%	Integración global
Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	51,00%	51,00%	Integración global
Chilectra Inversud S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Chilectra S.A.	-	-	-	Integración global	99,08%	0,01%	99,09%	Integración global
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	-	-	-	Integración global	3,78%	96,21%	99,99%	Integración global
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	92,65%	92,65%	Integración global
Empresa Nacional de Electricidad S.A	-	-	-	Integración global	59,98%	0,00%	59,98%	Integración global
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
GasAtacama S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
GasAtacama Chile S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Gasoducto TalTal S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Gasoducto Atacama Argentina S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
GNL Norte S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda. (4)	-	-	-	Integración global	99,00%	1,00%	100,00%	Integración global
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda. (4)	-	-	-	Integración global	99,99%	0,00%	99,99%	Integración global
Luz Andes Ltda.	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Progas S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.	-	-	-	Integración global	0,00%	57,50%	57,50%	Integración global
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. (6)	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	-	-	-	Integración global	0,00%	50,00%	50,00%	Integración global
Electrogas S.A.	-	-	-	Método de la Participación	0,00%	42,50%	42,50%	Método de la Participación
GNL Chile S.A.	-	-	-	Método de la Participación	0,00%	33,33%	33,33%	Método de la Participación
GNL Quintero S.A.	-	-	-	Método de la Participación	0,00%	20,00%	20,00%	Método de la Participación
Aysén Transmisión S.A.	-	-	-	Método de la Participación	0,00%	51,00%	51,00%	Método de la Participación
Aysén Energía S.A.	-	-	-	Método de la Participación	0,00%	51,00%	51,00%	Método de la Participación

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

### ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS

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

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación al 30/06/2016			% Participación al 31/12/2015			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
Extranjero	Sacme S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Asociada	Argentina	Supervisión y Control Sistema Eléctrico
Extranjero	Yacylec S.A.	Peso Argentino	22,22%	0,00%	22,22%	22,22%	0,00%	22,22%	Asociada	Argentina	Transporte de Electricidad
Extranjero	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Peso Colombiano	0,00%	49,00%	49,00%	0,00%	49,00%	49,00%	Negocio Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Peso Colombiano	0,00%	49,00%	49,00%	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%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Térmica San Martin	Argentina	0,00%	25,60%	25,60%	0,00%	25,60%	25,60%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Vuelta Obligada S.A.	Argentina	0,00%	40,90%	40,90%	0,00%	40,90%	40,90%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica



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 Efectiva	Tasa de Interés nominal	30 de junio de 2016														31 de diciembre de 2015									
									Corriente			No Corriente											Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	No Corriente					Total No Corriente
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Menos de 90 días	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años										
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	8,35%	8,30%	1.060.683	9.856.054	10.916.737	10.351.039	9.785.341	9.219.643	8.653.946	19.159.936	57.169.905	894.845	6.064.899	6.959.744	9.982.170	9.504.920	9.027.670	8.550.419	22.787.755	59.852.934						
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá	Colombia	\$ Col	8,39%	8,34%	378.805	3.509.171	3.887.976	3.685.947	3.483.918	3.281.888	3.079.859	6.815.768	20.347.380	301.248	2.105.951	2.407.299	3.488.668	3.327.949	3.167.230	3.006.511	8.055.219	21.045.577						
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AV VILLAS	Colombia	\$ Col	6,06%	5,93%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.145.579	-	-	-	-	-	-	-	-						
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Citibank Colombia	Colombia	\$ Col	5,57%	6,01%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.233.163	-	-	-	-	-	-	-						
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	8,08%	7,48%	522.345	28.088.687	28.611.032	-	-	-	-	-	-	-	438.046	28.712.649	29.150.695	-	-	-	-	-						
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá	Colombia	\$ Col	6,84%	6,66%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13.683.505	-	-	-	-	-	-	-						
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	\$ Col	5,87%	5,66%	276.723	19.637.370	19.914.093	-	-	-	-	-	-	-	-	295.055	20.873.617	21.168.672	-	-	-	-						
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	\$ Col	5,93%	5,73%	186.156	13.065.949	13.252.105	-	-	-	-	-	-	-	-	198.385	13.892.621	14.091.006	-	-	-	-						
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	\$ Col	5,65%	5,52%	140.162	10.243.733	10.383.895	-	-	-	-	-	-	-	-	149.881	10.882.356	11.032.237	-	-	-	-						
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	The Bank Of Tokyo	Colombia	\$ Col	7,02%	7,00%	516.529	31.083.107	31.599.636	-	-	-	-	-	-	-	-	532.271	1.596.812	2.129.083	30.361.038	-	-	30.361.038						
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Davivienda	Colombia	\$ Col	6,30%	6,15%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.959.952	-	2.959.952	-	-	-	-						
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	36,74%	34,00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29.771	445.358	475.129	-	-	-	-						
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	46,11%	40,56%	219.535	394.728	614.263	-	-	-	-	-	-	-	214.270	583.114	797.384	276.664	-	-	276.664							
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau Argentina	Argentina	\$ Arg	49,81%	45,97%	88.145	162.216	250.361	13.824	-	-	-	-	-	13.824	80.256	225.731	305.987	128.627	-	-	128.627							
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	45,12%	44,60%	53.852	99.297	153.149	-	-	-	-	-	-	-	8.498	50.253	140.581	79.542	-	-	79.542							
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arg	46,45%	44,49%	84.094	155.084	239.178	13.276	-	-	-	-	-	13.276	81.254	224.941	306.195	125.511	-	-	125.511							
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	43,80%	37,00%	266.670	497.224	763.894	43.580	-	-	-	-	-	43.580	263.796	734.081	997.877	412.453	-	-	412.453							
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Credit Suisse International	Argentina	US\$	14,84%	13,92%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.214.284	-	1.214.284	-	-	-	-						
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	ICBC Argentina	Argentina	\$ Arg	46,11%	40,22%	92.051	170.809	262.860	14.818	-	-	-	-	-	14.818	89.832	249.669	339.501	140.047	-	-	140.047							
94.271.00-3	Enersis Américas S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile	Chile	Ch\$	6,00%	6,67%	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	64	-	64	-	-	-	-							
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Deutsche Bank	Argentina	US\$	13,50%	12,86%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.339.210	-	1.339.210	-	-	-	-							
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank	Argentina	US\$	13,50%	12,86%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	673.817	-	673.817	-	-	-	-						
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau	Argentina	US\$	13,50%	12,86%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	673.905	-	673.905	-	-	-	-						
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Macro	Argentina	\$ Arg	43,63%	38,45%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	75.083	1.113.612	1.188.695	-	-	-	-						
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	52,49%	39,22%	203.726	-	203.726	-	-	-	-	-	-	-	-	266.203	516.165	782.368	-	-	-	-						
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	52,49%	39,22%	181.743	-	181.743	-	-	-	-	-	-	-	-	241.619	464.727	706.346	-	-	-	-						
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	52,49%	39,22%	174.415	-	174.415	-	-	-	-	-	-	-	-	228.411	442.424	670.835	-	-	-	-						
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	52,49%	39,22%	58.042	-	58.042	-	-	-	-	-	-	-	-	73.221	144.361	217.582	-	-	-	-						
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	52,49%	39,22%	23.449	-	23.449	-	-	-	-	-	-	-	-	30.708	59.481	90.189	-	-	-	-						
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	ICBC - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	52,49%	39,22%	225.710	-	225.710	-	-	-	-	-	-	-	-	296.189	573.160	869.349	-	-	-	-						
<b>Totales</b>									<b>28.856.988</b>	<b>227.977.016</b>	<b>256.834.004</b>	<b>170.918.662</b>	<b>236.719.545</b>	<b>88.604.304</b>	<b>32.067.208</b>	<b>41.215.080</b>	<b>569.524.799</b>	<b>94.438.177</b>	<b>119.047.141</b>	<b>213.485.318</b>	<b>94.680.542</b>	<b>93.341.883</b>	<b>46.131.557</b>	<b>11.556.930</b>	<b>30.842.974</b>	<b>276.553.866</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 junio de 2016												31 de diciembre de 2015												
								Corriente			No Corriente									Corriente			No Corriente									
								Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente							
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Union Temporal Rentacol	Colombia	\$ Col	11,11%	77.242	220.550	297.792	123.988	-	-	-	-	-	123.988	104.950	284.704	389.654	309.519	-	-	-	-	-	-	-	-	-	309.519	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	11,43%	3.550	10.155	13.705	13.532	-	-	-	-	-	13.532	3.894	11.011	14.905	14.462	6.468	-	-	-	-	-	-	-	20.930		
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	6,82%	6.421	18.686	25.107	24.953	1.549	-	-	-	-	26.502	24.433	35.543	59.976	25.939	13.636	-	-	-	-	-	-	-	39.575		
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,29%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	111.240	-	-	111.240	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,09%	45.261	45.264	90.525	-	-	-	-	-	-	-	88.396	181.920	270.316	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,09%	79.118	79.122	158.240	-	-	-	-	-	-	-	81.772	245.252	327.024	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,10%	74.746	86.484	161.230	-	-	-	-	-	-	-	77.478	232.058	309.536	-	12.127	-	-	-	-	-	-	-	-	12.127	
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,09%	66.136	88.201	154.337	-	-	-	-	-	-	-	68.777	205.694	274.471	-	22.795	-	-	-	-	-	-	-	-	22.795	
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,88%	292.488	873.597	1.166.085	1.153.152	-	-	-	-	-	-	1.153.152	948	2.845	3.793	70.687	-	-	-	-	-	-	-	-	70.687	
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Santander Perú	Perú	Soles	6,02%	165.559	495.501	661.060	493.681	-	-	-	-	-	493.681	174.389	519.118	693.507	682.380	-	-	-	-	-	-	-	-	-	682.380	
Extranjero	EE Piura	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	5,82%	1.775.037	5.210.543	6.985.580	6.680.068	6.374.556	16.889.046	-	-	-	29.943.670	1.905.026	5.600.924	7.505.950	7.201.538	6.897.126	6.592.714	14.774.124	-	-	-	-	-	-	35.465.502	
Extranjero	EE Piura	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	3,81%	135.387	1.116.898	1.252.285	3.316.801	3.208.491	3.100.181	2.991.871	2.172.825	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	EE Piura	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,77%	619.083	1.817.540	2.436.623	2.330.734	2.224.846	5.900.991	-	-	-	-	10.456.571	649.814	1.909.231	2.559.045	2.451.818	2.344.592	2.237.365	4.986.674	-	-	-	-	-	12.020.449	
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	2,46%	2.415.398	17.022.550	19.437.948	-	-	-	-	-	-	-	2.584.782	7.682.823	10.267.605	15.644.049	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.644.049	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	8,67%	7.073	20.460	27.533	27.244	10.708	-	-	-	-	37.952	7.331	21.099	28.430	27.912	23.306	-	-	-	-	-	-	-	51.218		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	7,99%	6.938	20.110	27.048	25.442	8.851	-	-	-	-	34.293	6.977	20.183	27.160	27.731	20.095	-	-	-	-	-	-	-	47.826		
<b>Totales</b>								5.769.437	27.125.661	32.895.098	14.189.595	11.829.001	25.890.218	2.991.871	2.172.825	57.073.510	5.890.207	16.952.405	22.842.612	26.490.957	9.305.223	8.830.079	19.760.798	-	-	-	-	-	-	-	-	64.387.057

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 junio de 2016												31 de diciembre de 2015											
								Corriente			No Corriente									Corriente			No Corriente								
								Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente						
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES	Brasil	Real	9,17%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.170.765	22.702.647	29.873.412	29.555.949	23.816.520	18.573.479	12.754.861	8.800.388	-	-	93.501.197	
Extranjero	Cien S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	8,33%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	298.586	868.484	1.167.070	1.094.340	1.021.609	948.878	447.165	-	-	-	3.511.992	
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,85%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.200.204	3.489.229	4.689.433	4.392.407	4.095.381	977.435	-	-	-	-	9.465.223	
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Eletrobras	Brasil	Real	6,08%	615.063	1.634.530	2.249.593	2.072.316	1.782.779	1.520.927	1.245.826	1.251.815	7.873.663	693.323	1.569.329	2.262.852	1.878.520	1.681.608	1.485.719	1.223.656	1.609.492	-	-	-	-	-	7.878.995	
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES	Brasil	Real	10,43%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.314.061	7.646.652	9.960.713	10.148.604	9.382.994	8.617.385	5.533.315	3.928.496	-	-	37.610.794	
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	US\$	52,56%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.770	62.310	83.080	83.080	83.079	83.080	83.080	-	-	-	2.579.921	
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,66%	551.654	1.652.838	2.204.492	6.416.784	1.637.664	1.725.870	1.778.926	21.397.688	32.956.932	590.129	1.768.176	2.358.305	5.810.613	1.792.235	1.883.493	1.937.302	23.273.695	-	-	-	-	-	34.697.338	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	28,49%	4.951.119	13.175.823	18.126.942	-	-	-	-	-	-	-	2.347.678	14.015.924	16.363.602	4.358.417	681.224	-	-	-	-	-	-	-	5.039.641	
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US\$	2,49%	1.132	183.442	184.574	-	-	-	-	-	-	-	898	196.109	197.007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Totales</b>								6.118.968	16.646.633	22.765.601	8.489.100	3.420.443	3.246.797	3.024.752	22.649.503	40.830.595	14.636.614	52.318.860	66.955.474	57.321.930	42.554.650	32.569.469	21.979.379	39.859.673	194.285.101						

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

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enersis Américas.  
El detalle de los activos y pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	30-06-2016 M\$	31-12-2015 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			61.087.003	22.124.481
	Dólar	Peso chileno	44.860.711	6.606.837
	Dólar	Peso Colombiano	434.506	195.597
	Dólar	Nuevo Sol	13.600.265	14.024.599
	Dólar	Peso Argentino	2.191.521	1.297.448
<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>61.087.003</b>	<b>22.124.481</b>
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>			<b>61.087.003</b>	<b>22.124.481</b>

Moneda extranjera	Moneda funcional	30-06-2016										31-12-2015									
		Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes							Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes						
		Hasta 90 días M\$	91 días a 1 año M\$	Total Corriente	Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	Total No Corriente	Hasta 90 días M\$	91 días a 1 año M\$	Total Corriente	Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	Total No Corriente		
<b>PASIVOS</b>																					
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares	23.369.017	213.724.827	237.093.844	44.965.790	43.693.034	22.667.898	12.051.611	35.919.858	159.298.191	39.350.461	220.635.283	259.985.744	34.667.125	36.469.943	15.535.676	24.641.590	36.451.631	147.765.965		
	Dólares	3.363.187	168.830.927	172.194.114	41.096	41.096	41.096	41.096	794.450	958.834	3.015.734	186.297.709	189.313.443	39.170	39.170	39.170	39.170	39.170	843.993	1.000.673	
	Dólares	226.095	678.286	904.381	904.382	25.090.423	81.390	81.390	2.070.043	28.227.628	20.770	62.310	83.080	83.080	83.079	83.080	83.080	83.080	2.247.602	2.579.921	
	Dólares	19.226.949	42.379.334	61.606.283	37.603.528	16.923.851	20.819.542	10.150.199	11.657.677	97.154.797	31.821.714	32.310.979	64.132.693	28.734.262	34.555.459	13.529.933	22.582.038	10.086.341	109.488.033		
	Dólares	552.786	1.836.280	2.389.066	6.416.784	1.637.664	1.725.870	1.778.926	21.397.688	32.956.932	4.492.243	1.964.285	6.456.528	5.810.613	1.792.235	1.883.493	1.937.302	23.273.695	34.697.338		
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>23.369.017</b>	<b>213.724.827</b>	<b>237.093.844</b>	<b>44.965.790</b>	<b>43.693.034</b>	<b>22.667.898</b>	<b>12.051.611</b>	<b>35.919.858</b>	<b>159.298.191</b>	<b>39.350.461</b>	<b>220.635.283</b>	<b>259.985.744</b>	<b>34.667.125</b>	<b>36.469.943</b>	<b>15.535.676</b>	<b>24.641.590</b>	<b>36.451.631</b>	<b>147.765.965</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 Enersis 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	Saldo al 30-06-2016											Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$			
Cuentas comerciales por cobrar bruto	640.230.618	128.600.416	49.445.089	17.888.441	31.872.975	15.782.544	14.914.486	8.741.381	11.831.410	137.549.353	1.056.856.713	233.917.786	
Provisión de deterioro	(1.942.857)	(1.214.937)	(590.458)	(835.309)	(5.851.555)	(6.630.261)	(5.760.222)	(1.812.649)	(1.926.453)	(94.093.625)	(120.658.326)	(15.433.828)	
Otras Cuentas por Cobrar bruto	254.334.298	-	-	-	-	-	-	-	-	-	254.334.298	131.644.603	
Provisión de deterioro	(1.411.007)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.411.007)	-	
<b>Total</b>	<b>891.211.052</b>	<b>127.385.479</b>	<b>48.854.631</b>	<b>17.053.132</b>	<b>26.021.420</b>	<b>9.152.283</b>	<b>9.154.264</b>	<b>6.928.732</b>	<b>9.904.957</b>	<b>43.455.728</b>	<b>1.189.121.678</b>	<b>350.128.561</b>	

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Saldo al 31-12-2015											Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$			
Cuentas comerciales por cobrar bruto	577.040.344	69.749.887	36.722.157	15.687.116	20.749.032	12.624.597	25.381.047	10.410.324	9.076.689	82.254.409	859.695.602	257.022.423	
Provisión de deterioro	(1.402.962)	(682.398)	(1.571.631)	(2.009.596)	(5.939.987)	(7.094.068)	(19.937.434)	(6.841.473)	(7.231.279)	(52.413.506)	(105.124.334)	-	
Otras Cuentas por Cobrar bruto	334.685.900	-	-	-	-	-	-	-	-	-	334.685.900	141.673.441	
Provisión de deterioro	(1.125.601)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.125.601)	-	
<b>Total</b>	<b>909.197.681</b>	<b>69.067.489</b>	<b>35.150.526</b>	<b>13.677.520</b>	<b>14.809.045</b>	<b>5.530.529</b>	<b>5.443.613</b>	<b>3.568.851</b>	<b>1.845.410</b>	<b>29.840.903</b>	<b>1.088.131.567</b>	<b>398.695.864</b>	

- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	Saldo al 30-06-2016						Saldo al 31-12-2015					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$
Al día	9.678.498	844.038.094	148.791	30.110.310	9.827.289	874.148.404	9.496.241	804.676.526	195.019	29.386.241	9.691.260	834.062.767
Entre 1 y 30 días	2.614.129	123.606.025	83.283	4.994.391	2.697.412	128.600.416	2.104.270	65.980.622	80.275	3.769.265	2.184.545	69.749.887
Entre 31 y 60 días	445.162	46.414.510	11.163	3.030.579	456.325	49.445.089	285.256	34.798.871	6.727	1.923.286	291.983	36.722.157
Entre 61 y 90 días	163.970	15.322.144	9.207	2.566.297	173.177	17.888.441	77.855	14.036.045	7.552	1.651.071	85.407	15.687.116
Entre 91 y 120 días	125.581	29.524.117	8.377	2.348.858	133.958	31.872.975	177.160	19.282.854	5.840	1.466.178	183.000	20.749.032
Entre 121 y 150 días	105.584	13.789.576	8.259	1.992.968	113.843	15.782.544	172.778	11.272.010	6.289	1.352.587	179.067	12.624.597
Entre 151 y 180 días	90.630	13.238.456	7.441	1.676.030	98.071	14.914.486	111.678	24.222.662	6.415	1.158.385	118.093	25.381.047
Entre 181 y 210 días	55.694	7.234.323	5.263	1.507.058	60.957	8.741.381	94.221	9.312.808	4.390	1.097.516	98.611	10.410.324
Entre 211 y 250 días	50.493	10.387.578	4.110	1.443.832	54.603	11.831.410	55.382	8.049.056	4.688	1.027.633	60.070	9.076.689
Superior a 251 días	357.224	131.137.550	5.818	6.411.803	363.042	137.549.353	618.700	78.781.681	8.092	3.472.728	626.792	82.254.409
<b>Total</b>	<b>13.686.965</b>	<b>1.234.692.373</b>	<b>291.712</b>	<b>56.082.126</b>	<b>13.978.677</b>	<b>1.290.774.499</b>	<b>13.193.541</b>	<b>1.070.413.135</b>	<b>325.287</b>	<b>46.304.890</b>	<b>13.518.828</b>	<b>1.116.718.025</b>

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 30-06-2016		Saldo al 31-12-2015	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	1.874.008	23.549.700	1.872.073	23.354.556
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	4.662	17.284.353	4.219	16.044.580
<b>Total</b>	<b>1.878.670</b>	<b>40.834.053</b>	<b>1.876.292</b>	<b>39.399.136</b>

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

c) Provisiones y castigos.

Provisiones y castigos	Saldo al	
	30-06-2016	31-12-2015
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	16.140.054	25.846.624
Provisión cartera repactada	9.217.751	6.081.295
Castigos del período	-	(23.480.578)
Recuperos del período	-	14.962.098
<b>Total</b>	<b>25.357.805</b>	<b>23.409.439</b>

d) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al			
	30-06-2016		31-12-2015	
	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Provisión deterioro y recuperos:</b>				
Número de operaciones	268.093	518.197	199.988	557.364
Monto de las operaciones	18.448.847	25.357.805	11.043.157	46.890.017

## ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES

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

### a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

Cuentas comerciales por cobrar	Saldo al 30-06-2016												Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Morosidad superior a 365 días M\$			
<b>Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión</b>	<b>212.220.168</b>	<b>23.629.464</b>	<b>6.565.809</b>	<b>3.687.883</b>	<b>9.907.601</b>	<b>3.500.003</b>	<b>3.806.254</b>	<b>3.345.135</b>	<b>6.860.600</b>	<b>19.473.549</b>	<b>49.849.096</b>	<b>342.845.562</b>	<b>206.969.689</b>	
-Grandes Clientes	88.165.321	22.662.967	6.090.502	3.439.243	3.329.193	3.444.226	3.755.274	3.278.254	6.751.199	19.324.735	20.891	160.261.805	-	
-Clientes Institucionales	89.649.196	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	89.649.196	206.959.522	
-Otros	34.405.651	966.497	475.307	248.640	6.578.408	55.777	50.980	66.881	109.401	148.814	49.828.205	92.934.561	10.167	
Provisión Deterioro	(1.097.712)	-	-	(126.386)	(4.309)	-	-	-	-	(5.140.023)	(49.142.995)	(55.511.425)	-	
Servicios no facturados	82.086.272	584.125	-	-	-	-	-	-	-	-	-	82.670.397	29.020.521	
Servicios facturados	130.133.896	23.045.339	6.565.809	3.687.883	9.907.601	3.500.003	3.806.254	3.345.135	6.860.600	19.473.549	49.849.096	260.175.165	177.949.168	
<b>Cuentas comerciales por cobrar Distribución</b>	<b>428.010.450</b>	<b>104.970.952</b>	<b>42.879.280</b>	<b>14.200.558</b>	<b>21.965.374</b>	<b>12.282.541</b>	<b>11.108.232</b>	<b>5.396.246</b>	<b>4.970.810</b>	<b>33.439.182</b>	<b>34.787.526</b>	<b>714.011.151</b>	<b>26.948.097</b>	
-Clientes Masivos	275.652.161	80.263.728	24.872.809	8.086.489	7.024.703	7.586.643	6.099.045	1.685.045	1.691.030	22.072.796	22.953.300	457.987.749	21.093.823	
-Grandes Clientes	101.585.222	14.344.872	11.744.007	2.330.952	2.092.311	2.010.449	2.018.290	1.160.428	1.173.423	4.528.429	10.502.342	153.490.725	1.957.744	
-Clientes Institucionales	50.773.067	10.362.352	6.262.464	3.783.117	12.848.360	2.685.449	2.990.897	2.550.773	2.106.357	6.837.957	1.331.884	102.532.677	3.896.530	
Provisión Deterioro	(845.145)	(1.214.937)	(590.458)	(708.923)	(5.847.246)	(6.630.261)	(5.760.222)	(1.812.649)	(1.926.453)	(21.092.203)	(18.718.404)	(65.146.901)	(15.433.828)	
Servicios no facturados	218.190.339	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	218.190.339	-	
Servicios facturados	209.820.111	104.970.952	42.879.280	14.200.558	21.965.374	12.282.541	11.108.232	5.396.246	4.970.810	33.439.182	34.787.525	495.820.811	26.948.097	
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	640.230.618	128.600.416	49.445.089	17.888.441	31.872.975	15.782.544	14.914.486	8.741.381	11.831.410	52.912.731	84.636.622	<b>1.056.856.713</b>	233.917.786	
Total Provisión Deterioro	(1.942.857)	(1.214.937)	(590.458)	(835.309)	(5.851.555)	(6.630.261)	(5.760.222)	(1.812.649)	(1.926.453)	(26.232.226)	(67.861.399)	<b>(120.658.326)</b>	(15.433.828)	
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	638.287.761	127.385.479	48.854.631	17.053.132	26.021.420	9.152.283	9.154.264	6.928.732	9.904.957	26.680.505	16.775.223	<b>936.198.387</b>	218.483.958	

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



Grupo Enel

Cuentas comerciales por cobrar	Saldo al 31-12-2015												Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Morosidad superior a 365 días M\$			
<b>Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión</b>	<b>214.520.868</b>	<b>10.315.795</b>	<b>3.889.661</b>	<b>3.959.399</b>	<b>3.758.589</b>	<b>3.671.364</b>	<b>3.869.173</b>	<b>5.219.854</b>	<b>118.598</b>	<b>47.438.345</b>	-	<b>296.761.646</b>	<b>230.330.033</b>	
-Grandes Clientes	105.350.555	9.422.903	3.835.624	3.804.996	3.734.126	3.641.098	3.550.857	5.192.924	75.322	4.367.646	-	142.976.051	-	
-Clientes Institucionales	76.797.290	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	76.797.290	227.118.907	
-Otros	32.373.023	892.892	54.037	154.403	24.463	30.266	318.316	26.930	43.276	43.070.699	-	76.988.305	3.211.126	
Provisión Deterioro	(212.623)	-	-	(363.070)	-	-	(415.609)	(2.735.412)	-	(45.093.112)	-	(48.819.826)	-	
Servicios no facturados	89.723.981	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	89.723.981	32.993.708	
Servicios facturados	124.796.887	10.315.795	3.889.661	3.959.399	3.758.589	3.671.364	3.869.173	5.219.854	118.598	47.438.345	-	207.037.665	197.336.325	
<b>Cuentas comerciales por cobrar Distribución</b>	<b>362.519.476</b>	<b>59.434.092</b>	<b>32.832.496</b>	<b>11.727.717</b>	<b>16.990.443</b>	<b>8.953.233</b>	<b>21.511.874</b>	<b>5.190.470</b>	<b>8.958.091</b>	<b>34.816.064</b>	-	<b>562.933.956</b>	<b>26.692.390</b>	
-Clientes Masivos	217.119.041	36.222.800	21.046.214	7.845.767	5.350.487	5.742.028	18.419.905	2.598.396	6.157.123	10.208.043	-	330.709.804	13.043.874	
-Grandes Clientes	99.833.365	12.867.396	6.598.117	1.338.886	1.095.541	996.107	1.253.697	767.947	850.748	21.559.120	-	147.160.924	3.424.933	
-Clientes Institucionales	45.567.070	10.343.896	5.188.165	2.543.064	10.544.415	2.215.098	1.838.272	1.824.127	1.950.220	3.048.901	-	85.063.228	10.223.583	
Provisión Deterioro	(1.190.339)	(682.398)	(1.571.631)	(1.646.526)	(5.939.987)	(7.094.068)	(19.521.825)	(4.106.061)	(7.231.279)	(7.320.394)	-	(56.304.508)	-	
Servicios no facturados	173.794.483	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	173.794.483	-	
Servicios facturados	188.724.993	59.434.092	32.832.496	11.727.717	16.990.443	8.953.233	21.511.874	5.190.470	8.958.091	34.816.064	-	389.139.473	26.692.390	
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	577.040.344	69.749.887	36.722.157	15.687.116	20.749.032	12.624.597	25.381.047	10.410.324	9.076.689	82.254.409	-	<b>859.695.602</b>	257.022.423	
Total Provisión Deterioro	(1.402.962)	(682.398)	(1.571.631)	(2.009.596)	(5.939.987)	(7.094.068)	(19.937.434)	(6.841.473)	(7.231.279)	(52.413.506)	-	<b>(105.124.334)</b>	-	
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	575.637.382	69.067.489	35.150.526	13.677.520	14.809.045	5.530.529	5.443.613	3.568.851	1.845.410	29.840.903	-	<b>754.571.268</b>	257.022.423	

- Por tipo de cartera:

Tipos de cartera	Saldo al 30-06-2016										
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total cartera bruta M\$
<b>GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN</b>											
<b>Cartera no repactada</b>	<b>206.972.681</b>	<b>23.343.667</b>	<b>6.517.708</b>	<b>3.645.161</b>	<b>9.872.168</b>	<b>3.484.129</b>	<b>3.783.427</b>	<b>3.318.988</b>	<b>6.798.821</b>	<b>68.631.403</b>	<b>336.368.153</b>
-Grandes Clientes	88.165.321	22.662.967	6.090.502	3.439.243	3.329.193	3.444.226	3.755.274	3.278.254	6.751.199	19.345.626	160.261.805
-Clientes Institucionales	89.649.196	-	-	-	-	-	-	-	-	106.465	89.755.661
-Otros	29.158.164	680.700	427.206	205.918	6.542.975	39.903	28.153	40.734	47.622	49.179.312	86.350.687
<b>Cartera repactada</b>	<b>5.247.487</b>	<b>285.796</b>	<b>48.100</b>	<b>42.723</b>	<b>35.433</b>	<b>15.874</b>	<b>22.827</b>	<b>26.147</b>	<b>61.778</b>	<b>691.242</b>	<b>6.477.407</b>
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	5.247.487	285.796	48.100	42.723	35.433	15.874	22.827	26.147	61.778	691.242	6.477.407
<b>DISTRIBUCIÓN</b>											
<b>Cartera no repactada</b>	<b>425.692.231</b>	<b>100.262.358</b>	<b>39.896.802</b>	<b>11.676.983</b>	<b>19.651.949</b>	<b>10.305.447</b>	<b>9.455.029</b>	<b>3.915.335</b>	<b>3.588.757</b>	<b>62.506.147</b>	<b>686.951.038</b>
-Clientes Masivos	273.762.126	77.361.438	23.034.731	6.621.671	5.754.103	6.486.397	5.273.940	921.857	1.002.190	12.060.859	412.279.312
-Grandes Clientes	101.246.482	13.374.806	11.417.159	2.053.932	1.819.962	1.823.626	1.873.373	1.027.465	1.057.373	24.441.866	160.136.044
-Clientes Institucionales	50.683.623	9.526.114	5.444.912	3.001.380	12.077.884	1.995.424	2.307.716	1.966.013	1.529.194	26.003.422	114.535.682
<b>Cartera repactada</b>	<b>2.318.219</b>	<b>4.708.595</b>	<b>2.982.479</b>	<b>2.523.574</b>	<b>2.313.425</b>	<b>1.977.094</b>	<b>1.653.203</b>	<b>1.480.911</b>	<b>1.382.054</b>	<b>5.720.561</b>	<b>27.060.115</b>
-Clientes Masivos	1.890.035	2.902.287	1.838.078	1.464.816	1.270.602	1.100.245	825.105	763.189	688.841	2.592.408	15.335.606
-Grandes Clientes	338.740	970.069	326.849	277.021	272.348	186.824	144.917	132.962	116.050	588.904	3.354.684
-Clientes Institucionales	89.444	836.239	817.552	781.737	770.475	690.025	683.181	584.760	577.163	2.539.249	8.369.825
<b>Total cartera bruta</b>	<b>640.230.618</b>	<b>128.600.416</b>	<b>49.445.089</b>	<b>17.888.441</b>	<b>31.872.975</b>	<b>15.782.544</b>	<b>14.914.486</b>	<b>8.741.381</b>	<b>11.831.410</b>	<b>137.549.353</b>	<b>1.056.856.713</b>



Tipos de cartera	Saldo al 31-12-2015										
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total cartera bruta M\$
<b>GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN</b>											
<b>Cartera no repactada</b>	<b>209.710.717</b>	<b>10.292.925</b>	<b>3.835.624</b>	<b>3.934.142</b>	<b>3.734.126</b>	<b>3.641.098</b>	<b>3.839.625</b>	<b>5.192.924</b>	<b>75.322</b>	<b>47.048.299</b>	<b>291.304.802</b>
-Grandes Clientes	105.350.555	9.422.903	3.835.624	3.804.997	3.734.126	3.641.098	3.550.857	5.192.924	75.322	4.367.645	142.976.051
-Clientes Institucionales	76.797.290	-	-	-	-	-	-	-	-	-	76.797.290
-Otros	27.562.872	870.022	-	129.145	-	-	288.768	-	-	42.680.654	71.531.461
<b>Cartera repactada</b>	<b>4.810.151</b>	<b>22.870</b>	<b>54.037</b>	<b>25.257</b>	<b>24.463</b>	<b>30.266</b>	<b>29.548</b>	<b>26.930</b>	<b>43.276</b>	<b>390.045</b>	<b>5.456.843</b>
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	4.810.151	22.870	54.037	25.257	24.463	30.266	29.548	26.930	43.276	390.045	5.456.843
<b>DISTRIBUCIÓN</b>											
<b>Cartera no repactada</b>	<b>360.318.915</b>	<b>55.687.697</b>	<b>30.963.247</b>	<b>10.101.903</b>	<b>15.548.728</b>	<b>7.630.912</b>	<b>20.383.037</b>	<b>4.119.884</b>	<b>7.973.734</b>	<b>31.733.382</b>	<b>544.461.439</b>
-Clientes Masivos	215.638.939	34.316.549	19.859.514	6.818.125	4.452.336	4.953.953	17.774.987	2.008.723	5.629.594	8.660.803	320.113.523
-Grandes Clientes	99.340.127	11.546.722	6.337.137	1.122.596	936.511	831.176	1.130.633	643.942	736.404	4.107.633	126.732.881
-Clientes Institucionales	45.339.849	9.824.426	4.766.596	2.161.182	10.159.881	1.845.783	1.477.417	1.467.219	1.607.736	18.964.946	97.615.035
<b>Cartera repactada</b>	<b>2.200.561</b>	<b>3.746.395</b>	<b>1.869.249</b>	<b>1.625.814</b>	<b>1.441.715</b>	<b>1.322.321</b>	<b>1.128.837</b>	<b>1.070.586</b>	<b>984.357</b>	<b>3.082.683</b>	<b>18.472.518</b>
-Clientes Masivos	1.480.102	1.906.252	1.186.699	1.027.641	898.152	788.075	644.917	589.672	527.529	1.547.241	10.596.280
-Grandes Clientes	493.237	1.320.673	260.980	216.290	159.030	164.931	123.064	124.005	114.344	428.743	3.405.297
-Clientes Institucionales	227.222	519.470	421.570	381.883	384.533	369.315	360.856	356.909	342.484	1.106.699	4.470.941
<b>Total cartera bruta</b>	<b>577.040.344</b>	<b>69.749.887</b>	<b>36.722.157</b>	<b>15.687.116</b>	<b>20.749.032</b>	<b>12.624.597</b>	<b>25.381.047</b>	<b>10.410.324</b>	<b>9.076.689</b>	<b>82.254.409</b>	<b>859.695.602</b>

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

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

Pais	COLOMBIA				PERU				ARGENTINA				BRASIL				TOTAL				
	30-06-2016		31-12-2015		30-06-2016		31-12-2015		30-06-2016		31-12-2015		30-06-2016		31-12-2015		30-06-2016		31-12-2015		
	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Potencia	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	
<b>BALANCE</b>																					
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	727.223	232.859	312.398	231.744	-	-	-	-	-	-	-	-	247.242	6.749	-	5.967	974.465	239.608	312.398	237.711	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	83.225.863	4.998.738	91.292.198	3.767.410	34.963.063	4.316.021	39.545.565	5.091.255	82.222.031	34.410	26.291.133	114.662	96.382.860	5.550.568	95.783.612	4.867.959	296.793.817	14.899.737	252.912.508	13.841.286	
<b>Total Activo estimado</b>	<b>83.953.086</b>	<b>5.231.597</b>	<b>91.604.596</b>	<b>3.999.154</b>	<b>34.963.063</b>	<b>4.316.021</b>	<b>39.545.565</b>	<b>5.091.255</b>	<b>82.222.031</b>	<b>34.410</b>	<b>26.291.133</b>	<b>114.662</b>	<b>96.630.102</b>	<b>5.557.317</b>	<b>95.783.612</b>	<b>4.873.926</b>	<b>297.768.282</b>	<b>15.139.345</b>	<b>253.224.906</b>	<b>14.078.997</b>	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	64.233	101.079	43.386	85.780	-	-	-	-	-	-	-	-	1.642.643	-	1.107.814	-	1.706.876	101.079	1.151.200	85.780	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	23.156.902	6.398.161	21.741.708	5.032.612	24.847.464	4.657.686	25.029.210	4.373.789	25.970.488	-	8.559.240	-	100.027.169	4.757.429	167.569.844	3.833.787	174.002.023	15.813.276	222.900.002	13.240.188	
<b>Total Pasivo estimado</b>	<b>23.221.135</b>	<b>6.499.240</b>	<b>21.785.094</b>	<b>5.118.392</b>	<b>24.847.464</b>	<b>4.657.686</b>	<b>25.029.210</b>	<b>4.373.789</b>	<b>25.970.488</b>	<b>-</b>	<b>8.559.240</b>	<b>-</b>	<b>101.669.812</b>	<b>4.757.429</b>	<b>168.677.658</b>	<b>3.833.787</b>	<b>175.708.899</b>	<b>15.914.355</b>	<b>224.051.202</b>	<b>13.325.968</b>	

	COLOMBIA				PERU				ARGENTINA				BRASIL				TOTAL			
	30-06-2016		30-06-2015		30-06-2016		30-06-2015		30-06-2016		30-06-2015		30-06-2016		30-06-2015		30-06-2016		30-06-2015	
	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
<b>RESULTADO</b>																				
Venta Energía	81.779.552	19.280.520	91.478.698	5.409.051	35.393.335	4.369.136	36.416.969	3.932.094	87.133.676	37.293	24.896.167	21.516	87.840.795	5.083.470	94.987.438	8.327.132	292.147.358	28.770.419	247.779.272	17.689.793
Compra de Energía	22.619.943	18.055.428	22.443.417	11.847.918	25.149.510	4.701.688	21.262.769	4.127.357	28.146.128	-	11.642.227	-	92.422.101	4.324.701	149.446.864	6.274.449	168.337.682	27.081.817	204.795.277	22.249.724

## ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES

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

Proveedores con pagos al día	Saldo al				Saldo al			
	30-06-2016				31-12-2015			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	-	120.047.992	220.171.994	340.219.986	-	107.441.015	224.427.906	331.868.921
Entre 31 y 60 días	-	14.955.042	27.612.356	42.567.398	-	13.041.611	16.446.525	29.488.136
Entre 61 y 90 días	-	-	3.386.688	3.386.688	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	2.780.803	2.780.803	-	-	2.278.233	2.278.233
<b>Total</b>	-	<b>135.003.034</b>	<b>253.951.841</b>	<b>388.954.875</b>	-	<b>120.482.626</b>	<b>243.152.664</b>	<b>363.635.290</b>

Proveedores con plazos vencidos	Saldo al				Saldo al			
	30-06-2016				31-12-2015			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	-	-	-	-	-	-	10.249.865	10.249.865
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	196.657	196.657	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 180 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Más de 180 días	-	-	71.049.141	71.049.141	-	-	87.506.351	87.506.351
<b>Total</b>	-	-	<b>71.245.798</b>	<b>71.245.798</b>	-	-	<b>97.756.216</b>	<b>97.756.216</b>