

**EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.  
Y FILIALES**

Estados Financieros Consolidados  
al 31 de diciembre de 2015, 2014  
y por los años terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013

(Con el Informe de los Auditores Independientes)

# **EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES**

## **CONTENIDO**

Informe de los Auditores Independientes

Estados Consolidados de Situación Financiera

Estados Consolidados de Resultados Integrales

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto

Estados Consolidados de Flujos de Efectivo

Notas a los Estados Financieros Consolidados

M\$: Cifras expresadas en miles de pesos chilenos



KPMG Auditores Consultores Ltda.  
Av. Isidora Goyenechea 3520, Piso 2  
Las Condes, Santiago, Chile

Teléfono +56 (2) 2798 1000  
Fax +56 (2) 2798 1001  
[www.kpmg.cl](http://www.kpmg.cl)

## Informe de los Auditores Independientes

Señores Accionistas y Directores de  
Empresa Nacional de Electricidad S.A.:

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y filiales, que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2015 y 2014 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

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

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo a instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 2.1 a los estados financieros consolidados. La Administración también es responsable por el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

### *Responsabilidad del auditor*

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestras auditorías. Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, no hemos auditado los estados financieros de ciertas filiales que se encuentran clasificadas como disponibles para su distribución y otras consolidadas línea a línea, las cuales representan en su conjunto un activo total de M\$2.440.280.917 y M\$2.884.981.829 al 31 de diciembre de 2015 y 2014, respectivamente, y un resultado neto devengado (utilidad) de M\$321.246.726 (M\$0 operaciones continuas y M\$321.246.726 operaciones discontinuadas) y M\$368.552.370 (M\$23.215.608 operaciones continuas y M\$345.336.762 operaciones discontinuadas), por los años terminados en esas fechas. Adicionalmente, no hemos auditado los estados financieros de ciertas asociadas y sociedades controladas bajo control conjunto, clasificadas como disponibles para su distribución e inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación, los cuales representan en su conjunto un activo total de M\$483.785.982 y M\$575.076.827 al 31 de diciembre de 2015 y 2014, respectivamente; y un resultado neto devengado (utilidad) de M\$49.998.970 (M\$11.319.309 operaciones continuas y M\$38.679.661 operaciones discontinuadas) y M\$76.710.975 (M\$15.112.564 operaciones continuas y M\$61.598.411 operaciones discontinuadas), por los años terminados en esas fechas. Dichos estados financieros fueron auditados por otros auditores, cuyos informes nos han sido proporcionados, y nuestra opinión aquí expresada, en lo que se refiere a los importes incluidos de dichas sociedades filiales, asociadas y sociedades controladas bajo control conjunto, se basa únicamente en los informes emitidos por esos auditores. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

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

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido y los informes de otros auditores, es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

#### ***Opinión sobre la base regulatoria de contabilización***

En nuestra opinión, basada en nuestras auditorías y en los informes de otros auditores, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2015 y 2014 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 2.1.

#### ***Base de contabilización***

Tal como se describe en Nota 2.1 a los estados financieros consolidados, en virtud de sus atribuciones la Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 17 de octubre de 2014 emitió Oficio Circular N°856 instruyendo a las entidades fiscalizadas, registrar en el ejercicio 2014 contra patrimonio las diferencias en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley N°20.780, cambiando el marco de preparación y presentación de información financiera adoptado hasta esa fecha, dado que el marco anterior (NIIF) requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas.

Sin embargo, no obstante que fueron preparados sobre las mismas bases de contabilización, los estados consolidados de resultados integrales y la conformación de los correspondientes estados consolidados de cambios en el patrimonio por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, en lo referido al registro de diferencias de activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos, no son comparativos de acuerdo a lo explicado en el párrafo anterior y cuyo efecto se explica en Nota 2.1.



*Otros asuntos, estados financieros al 31 de diciembre de 2013*

Anteriormente, hemos efectuado una auditoría, de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2013 de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y filiales adjuntos, que incluyen los estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados, sobre los cuales emitimos una opinión sin salvedades sobre los mismos en nuestro informe de fecha 7 de febrero de 2014.

Cristián Maturana R.

Santiago, 25 de febrero de 2016

KPMG Ltda.

## ENDESA Y SOCIEDADES FILIALES

### Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados al 31 de diciembre de 2015 y 2014

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	37.425.233	336.628.803
Otros activos financieros, corrientes	8	1.011.555	24.850.020
Otros activos no financieros, corrientes		462.748	41.040.138
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, corrientes	9	363.475.277	433.407.008
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	10	68.867.726	81.090.930
Inventarios	11	36.755.409	65.771.121
Activos por impuestos, corrientes	12	14.857.462	47.290.575
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	4	3.889.706.030	7.978.963
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>		<b>4.412.561.440</b>	<b>1.038.057.558</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros activos financieros, no corrientes	8	21.718.720	7.936.806
Otros activos no financieros, no corrientes		3.387.709	2.374.351
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, no corrientes	9	35.901	141.216.512
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	13	45.716.371	581.221.384
Activos intangibles distintos de la plusvalía	14	20.905.426	52.451.833
Plusvalía	15	24.860.356	125.609.898
Propiedades, planta y equipo	16	2.729.717.092	5.230.428.848
Activos por impuestos diferidos	17	19.867.318	58.374.709
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>2.866.208.893</b>	<b>6.199.614.341</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		<b>7.278.770.333</b>	<b>7.237.671.899</b>

## ENDESA Y SOCIEDADES FILIALES

### Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados al 31 de diciembre de 2015 y 2014

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>			
Otros pasivos financieros, corrientes	18	27.921.565	290.758.963
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	21	360.459.609	692.298.346
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	10	257.584.485	237.525.246
Otras provisiones, corrientes	22	15.617.614	38.351.988
Pasivos por impuestos, corrientes	12	14.484.736	94.392.334
Otros pasivos no financieros corrientes		23.330	33.920.467
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	4	1.851.784.156	5.490.249
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>		<b>2.527.875.495</b>	<b>1.392.737.593</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros pasivos financieros, no corrientes	18	917.197.790	1.825.702.867
Otras cuentas por pagar, no corrientes	21	5.975.686	3.711.078
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, no corriente	10	97.186	-
Otras provisiones, no corrientes	22	50.702.975	28.853.555
Pasivo por impuestos diferidos	17	217.759.706	390.319.963
Provisiones por beneficios a los empleados, no corrientes	23	15.271.416	43.461.827
Otros pasivos no financieros, no corrientes		-	28.998.675
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>1.207.004.759</b>	<b>2.321.047.965</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>3.734.880.254</b>	<b>3.713.785.558</b>
<b>PATRIMONIO</b>			
Capital emitido	24	1.331.714.085	1.331.714.085
Ganancias acumuladas		2.218.373.368	2.010.744.273
Primas de emisión	24	206.008.557	206.008.557
Otras reservas	24	(1.107.906.103)	(848.186.431)
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>		<b>2.648.189.907</b>	<b>2.700.280.484</b>
<b>Participaciones no controladoras</b>		<b>895.700.172</b>	<b>823.605.857</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO</b>		<b>3.543.890.079</b>	<b>3.523.886.341</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>		<b>7.278.770.333</b>	<b>7.237.671.899</b>

## ENDESA Y SOCIEDADES FILIALES

### Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los ejercicios terminado al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - diciembre		
		2015 M\$	2014 (*) Re-expresados M\$	2013 (*) Re-expresados M\$
Ingresos de actividades ordinarias	25	1.539.977.511	1.209.796.735	968.271.355
Otros ingresos	25	3.832.806	21.178.089	1.765.996
<b>Total de Ingresos Operacionales</b>		<b>1.543.810.317</b>	<b>1.230.974.824</b>	<b>970.037.351</b>
Materias primas y consumibles utilizados	26	(880.891.223)	(750.216.671)	(494.895.934)
<b>Margen de Contribución</b>		<b>662.919.094</b>	<b>480.758.153</b>	<b>475.141.417</b>
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		15.250.810	16.466.173	10.625.755
Gastos por beneficios a los empleados	27	(70.969.357)	(64.859.965)	(63.300.839)
Gasto por depreciación y amortización	28	(124.835.559)	(101.304.909)	(92.641.004)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del ejercicio	28	9.793.652	(12.461.456)	64.138
Otros gastos, por naturaleza	29	(90.339.822)	(66.335.541)	(60.567.284)
<b>Resultado de Explotación</b>		<b>401.818.818</b>	<b>252.262.455</b>	<b>269.322.183</b>
Otras ganancias (pérdidas)	30	4.015.401	42.651.567	2.513.923
Ingresos financieros	31	234.821	1.586.033	3.154.877
Costos financieros	31	(64.206.719)	(71.617.257)	(75.971.351)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	13	8.905.045	(54.413.311)	24.309.344
Diferencias de cambio	31	(53.880.472)	(21.240.269)	(2.179.798)
Resultado por unidades de reajuste	31	3.600.187	13.926.117	1.001.573
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		<b>300.487.081</b>	<b>163.155.335</b>	<b>222.150.751</b>
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	32	(76.655.819)	(34.098.106)	(36.995.257)
<b>Ganancia procedente de operaciones continuadas</b>		<b>223.831.262</b>	<b>129.057.229</b>	<b>185.155.494</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	4.1	411.189.551	489.915.518	378.350.743
<b>GANANCIA</b>		<b>635.020.813</b>	<b>618.972.747</b>	<b>563.506.237</b>
<b>Ganancia atribuible a</b>				
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora		392.868.115	334.556.376	353.926.779
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	24.6	242.152.698	284.416.371	209.579.458
<b>GANANCIA</b>		<b>635.020.813</b>	<b>618.972.747</b>	<b>563.506.237</b>
<b>Ganancia por acción básica</b>				
Ganancia por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	25,89	13,95	21,11
Ganancia por acción básica en operaciones discontinuadas	\$ / acción	22,01	26,84	22,04
Ganancia por acción básica	\$ / acción	47,90	40,79	43,15
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	8.201.754,58	8.201.754,58	8.201.754,58
<b>Ganancias por acción diluidas</b>				
Ganancias diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	25,89	13,95	21,11
Ganancias diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	\$ / acción	22,01	26,84	22,04
Ganancias diluida por acción	\$ / acción	47,90	40,79	43,15
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	8.201.754,58	8.201.754,58	8.201.754,58

(\*) Ver Nota 4.1.II.iii)



## ENDESA Y SOCIEDADES FILIALES

### Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los ejercicios terminado al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - diciembre		
		2015 M\$	2014 M\$	2013 M\$
<b>Ganancia (Pérdida)</b>		<b>635.020.813</b>	<b>618.972.747</b>	<b>563.506.237</b>
<b>Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos</b>				
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos		(216.648)	(4.680.070)	(3.618.423)
<b>Otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio</b>		<b>(216.648)</b>	<b>(4.680.070)</b>	<b>(3.618.423)</b>
<b>Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos</b>				
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión		(244.110.922)	(8.365.502)	(18.023.501)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		(441.585)	(6.042)	109
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(151.642.828)	(130.534.462)	(70.970.740)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultado		15.850.894	(7.884.692)	(9.985.207)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		(2.475.299)	11.478.398	10.923.982
<b>Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del ejercicio</b>		<b>(382.819.740)</b>	<b>(135.312.300)</b>	<b>(88.055.357)</b>
<b>Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>		<b>(383.036.388)</b>	<b>(139.992.370)</b>	<b>(91.673.780)</b>
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio</b>				
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		(5.476)	1.929.441	990.340
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio</b>		<b>(5.476)</b>	<b>1.929.441</b>	<b>990.340</b>
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del ejercicio</b>				
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		35.463.169	34.120.329	14.235.483
Impuesto a las ganancias relacionado con activos financieros disponibles para la venta		10	1.306	(22)
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del ejercicio</b>		<b>35.463.179</b>	<b>34.121.635</b>	<b>14.235.461</b>
<b>Total Otro resultado integral</b>		<b>(347.578.685)</b>	<b>(103.941.294)</b>	<b>(76.447.979)</b>
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>		<b>287.442.128</b>	<b>515.031.453</b>	<b>487.058.258</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		132.746.446	276.001.825	279.020.022
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		154.695.682	239.029.628	208.038.236
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>		<b>287.442.128</b>	<b>515.031.453</b>	<b>487.058.258</b>



Grupo Enel

**ENDESA Y SOCIEDADES FILIALES**  
**Estado de Cambios en el Patrimonio Neto**  
 Por los ejercicios terminado al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013  
 (En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio	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				
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Saldo Inicial al 01-01-2015</b>	1.331.714.085	206.008.557	(11.409.870)	(117.559.279)	-	(1.020)	(719.216.262)	-	(848.186.431)	2.010.744.273	2.700.280.484	823.605.857	3.523.886.341
<b>Cambios en patrimonio</b>													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										392.868.115	392.868.115	242.152.698	635.020.813
Otro resultado integral			(160.979.109)	(96.154.779)	(467.310)	(118.688)	(2.401.783)	-	(260.121.669)	(260.121.669)	(87.457.016)	(347.578.685)	
Resultado integral										132.746.446	132.746.446	154.695.682	287.442.128
Dividendos										(184.771.710)	(184.771.710)	(80.862.173)	(265.633.883)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	191.041.945	8.022.483	467.310	118.662	1.901.739	(201.150.142)	401.997	(65.313)	(65.313)	(1.739.194)	(1.804.507)
Total de cambios en patrimonio	-	-	30.062.836	(88.132.296)	-	(26)	(500.044)	(201.150.142)	207.629.095	(52.090.577)	(52.090.577)	72.094.315	20.003.738
<b>Saldo Final al 31-12-2015</b>	<b>1.331.714.085</b>	<b>206.008.557</b>	<b>18.652.966</b>	<b>(205.691.575)</b>	<b>-</b>	<b>(1.046)</b>	<b>(719.716.306)</b>	<b>(201.150.142)</b>	<b>(1.107.906.103)</b>	<b>2.218.373.368</b>	<b>2.648.189.907</b>	<b>895.700.172</b>	<b>3.543.890.079</b>

Estado de Cambios en el Patrimonio	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				
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Saldo Inicial al 01-01-2014</b>	1.331.714.085	206.008.557	(45.609.591)	(15.595.990)	-	3.716	(732.764.785)	-	(793.966.650)	1.908.211.855	2.651.967.847	935.846.143	3.587.813.990
<b>Cambios en patrimonio</b>													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										334.556.376	334.556.376	284.416.371	618.972.747
Otro resultado integral			34.199.721	(101.963.289)	(2.342.125)	(4.736)	11.555.878	-	(58.554.551)	(58.554.551)	(45.386.743)	(103.941.294)	
Resultado integral													
Dividendos										(171.152.254)	(171.152.254)	(349.898.166)	(521.050.420)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	2.342.125	-	1.992.645	-	4.334.770	(60.871.704)	(66.536.934)	(1.371.749)	(67.908.682)
Total de cambios en patrimonio	-	-	34.199.721	(101.963.289)	-	(4.736)	13.548.523	-	(54.219.781)	102.532.418	48.312.637	(112.240.286)	(63.927.649)
<b>Saldo Final al 31-12-2014</b>	<b>1.331.714.085</b>	<b>206.008.557</b>	<b>(11.409.870)</b>	<b>(117.559.279)</b>	<b>-</b>	<b>(1.020)</b>	<b>(719.216.262)</b>	<b>-</b>	<b>(848.186.431)</b>	<b>2.010.744.273</b>	<b>2.700.280.484</b>	<b>823.605.857</b>	<b>3.523.886.341</b>

Estado de Cambios en el Patrimonio	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				
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Saldo Inicial al 01-01-2013</b>	1.331.714.085	206.008.557	(25.411.914)	47.991.711	-	3.629	(728.439.301)	-	(705.855.875)	1.709.375.632	2.541.242.399	893.250.930	3.434.493.329
<b>Cambios en patrimonio</b>													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										353.926.779	353.926.779	209.579.458	563.506.237
Otro resultado integral			(20.197.677)	(63.587.701)	(2.045.448)	87	10.923.982	-	(74.906.757)	(74.906.757)	(1.541.222)	(76.447.979)	
Resultado integral													
Dividendos										-	-	-	(153.045.108)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	2.045.448	-	(15.249.466)	-	(13.204.018)	(2.045.448)	(15.249.466)	(165.443.023)	(180.692.489)
Total de cambios en patrimonio	-	-	(20.197.677)	(63.587.701)	-	87	(4.325.484)	-	(88.110.775)	198.836.223	110.725.448	42.595.213	153.320.661
<b>Saldo Final al 31-12-2013</b>	<b>1.331.714.085</b>	<b>206.008.557</b>	<b>(45.609.591)</b>	<b>(15.595.990)</b>	<b>-</b>	<b>3.716</b>	<b>(732.764.785)</b>	<b>-</b>	<b>(793.966.650)</b>	<b>1.908.211.855</b>	<b>2.651.967.847</b>	<b>935.846.143</b>	<b>3.587.813.990</b>

## ENDESA Y SOCIEDADES FILIALES

### Estados de Flujos de Efectivos Consolidados Directo

Por los ejercicios terminado al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	enero - diciembre		
	2015 M\$	2014 M\$	2013 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	3.249.925.184	2.811.897.399	2.301.874.412
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias	3.865.539	3.680.012	6.152.266
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	14.740.827	20.348.278	74.183.266
Otros cobros por actividades de operación	24.297.790	10.278.543	27.734.928
<b>Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación</b>			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(1.854.215.926)	(1.602.355.475)	(1.265.530.791)
Pagos a y por cuenta de los empleados	(117.343.733)	(115.501.402)	(117.293.888)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas	(10.788.411)	(11.604.575)	(5.574.523)
Otros pagos por actividades de operación	(51.345.413)	(41.309.466)	(33.439.518)
<b>Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones)</b>			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)	(236.640.545)	(141.369.833)	(166.026.029)
Otras entradas (salidas) de efectivo	(121.281.076)	(117.263.976)	(114.311.073)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>	<b>901.214.236</b>	<b>816.799.505</b>	<b>707.769.050</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	7.e 6.639.653	-	-
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios	7.c -	(37.654.762)	(5.084.700)
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	20.000.882	90.115.470	24.340.564
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	-	(126.137.803)	-
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos	(2.550.000)	(3.315.000)	-
Préstamos a entidades relacionadas	-	(98.813)	(29.112.042)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo	49.916	1.223.429	5.462.527
Compras de propiedades, planta y equipo	(525.755.416)	(421.313.962)	(292.016.898)
Compras de activos intangibles	(12.049.927)	-	-
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	(6.376.166)	(19.237.796)	(753.082)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	10.906.446	11.498.294	14.308.008
Cobros a entidades relacionadas	98.813	-	29.162.747
Dividendos recibidos	11.249.679	139.059.018	51.167.601
Intereses recibidos	9.190.650	11.725.222	17.176.674
Otras entradas (salidas) de efectivo	-	26.689.567	(397.620)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>	<b>(488.595.470)</b>	<b>(327.447.136)</b>	<b>(185.746.221)</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>			
Importes procedentes de la emisión de acciones	-	-	11.468.280
<b>Total importes procedentes de préstamos</b>	<b>347.776.657</b>	<b>421.411.263</b>	<b>173.402.389</b>
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	79.136.157	413.726.267	164.871.359
Importes procedentes de préstamos de corto plazo	268.640.500	7.684.996	8.531.030
Préstamos de entidades relacionadas	645.635.959	448.358.997	692.658.296
Pagos de préstamos	(460.398.335)	(203.817.014)	(253.224.175)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	(10.747.974)	(5.730.333)	(5.071.087)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	(566.771.227)	(582.861.850)	(608.822.618)
Dividendos pagados	(400.032.465)	(368.635.733)	(293.937.897)
Intereses pagados	(152.767.801)	(144.524.347)	(136.456.892)
Otras entradas (salidas) de efectivo	(8.479.868)	(16.459.962)	(9.603.719)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>	<b>(605.785.054)</b>	<b>(452.258.979)</b>	<b>(429.587.423)</b>
<b>Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio</b>	<b>(193.166.288)</b>	<b>37.093.390</b>	<b>92.435.406</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	6.246.146	(24.242.264)	(4.305.760)
<b>Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>	<b>(186.920.142)</b>	<b>12.851.126</b>	<b>88.129.646</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio	7 336.658.505	323.807.379	235.677.733
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio</b>	<b>7 149.738.363</b>	<b>336.658.505</b>	<b>323.807.379</b>

## ENDESA CHILE Y SOCIEDADES FILIALES

### NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

#### Índice

1. Actividad y Estados Financieros del Grupo.
2. Bases de presentación de los Estados Financieros Consolidados.
  - 2.1. Principios contables.
  - 2.2. Nuevos pronunciamientos contables.
  - 2.3. Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas.
  - 2.4. Entidades filiales.
    - 2.4.1. Variaciones del perímetro de consolidación.
    - 2.4.2. Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%.
    - 2.4.3. Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%.
  - 2.5. Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos.
  - 2.6. Principios de consolidación y combinaciones de negocio.
3. Criterios contables aplicados.
  - a) Propiedades, planta y equipo.
  - b) Plusvalía.
  - c) Activos Intangibles distintos de la plusvalía.
    - c.1) Concesiones.
    - c.2) Gastos de investigación y desarrollo.
    - c.3) Otros activos intangibles.
  - d) Deterioro del valor de los activos no financieros.
  - e) Arrendamientos.
  - f) Instrumentos financieros.
    - f.1) Activos financieros excepto derivados.
    - f.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.
    - f.3) Deterioro de valor de los activos financieros.
    - f.4) Pasivos financieros excepto derivados.
    - f.5) Derivados y operaciones de cobertura.
    - f.6) Baja de activos y pasivos financieros.
    - f.7) Compensación de activos y pasivos financieros.
    - f.8) Contratos de garantías financieras.
  - g) Medición del valor razonable.
  - h) Inversiones contabilizadas por el método de participación.
  - i) Inventarios.
  - j) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) mantenidos para la venta o como mantenido para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas.
  - k) Acciones propias en cartera.
  - l) Provisiones.
    - l.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.
  - m) Conversión de saldos en moneda extranjera.
  - n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.
  - o) Impuestos a las ganancias.
  - p) Reconocimiento de ingresos y gastos.
  - q) Ganancia (pérdida) por acción.
  - r) Dividendos.
  - s) Estado de flujos de efectivo.
4. Activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas.
  - 4.1. Proceso de reorganización societaria.
  - 4.2. Venta de Sociedad Concesionaria Túnel el Melón S.A..

5. Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico.
  - a) Operaciones Continuas.
  - b) Operaciones Discontinuas.
6. Combinación de negocios – Adquisición Inversiones GasAtacama Holding Limitada.
7. Efectivo y equivalentes al efectivo.
8. Otros Activos Financieros.
9. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar.
10. Saldos y transacciones con partes relacionadas.
  - 10.1. Saldos y transacciones con entidades relacionadas.
  - 10.2. Directorio y personal clave de la Gerencia.
  - 10.3. Retribución de Gerencia de Endesa Chile.
  - 10.4. Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.
11. Inventarios.
12. Activos y pasivos por impuestos corrientes.
13. Inversiones contabilizadas por el método de participación.
  - 13.1. Inversiones contabilizadas por el método de participación.
  - 13.2. Información financiera adicional de las inversiones en asociadas.
  - 13.3. Información financiera adicional de las inversiones en negocios conjuntos.
  - 13.4. Compromisos y Contingencias.
14. Activos intangibles distintos de la plusvalía.
15. Plusvalía.
16. Propiedades, planta y equipo.
  - a) Composición del rubro.
  - b) Detalle de Propiedades, plantas y equipos.
  - c) Principales inversiones.
  - d) Costos Capitalizados
  - e) Arrendamiento financiero.
  - f) Arrendamiento operativo.
  - g) Otras informaciones relativas a operaciones Continuas.
  - h) Otras informaciones relativas a operaciones Discontinuas.
17. Impuestos diferidos.
18. Otros Pasivos Financieros.
  - 18.1. Detalle de este rubro de corto y largo plazo.
  - 18.2. Desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios.
  - 18.3. Desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas.
  - 18.4. Desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones Garantizadas.
  - 18.5. Deuda de cobertura.
  - 18.6. Otros aspectos.
19. Política de gestión de riesgos.
  - 19.1. Riesgo de tasa de interés.
  - 19.2. Riesgo de tipo de cambio.
  - 19.3. Riesgo de “commodities”.
  - 19.4. Riesgo de liquidez.
  - 19.5. Riesgo de crédito.
  - 19.6. Medición del riesgo.

- 20. Instrumentos financieros.**
  - 20.1. Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría.
    - a) Detalle de los Instrumentos financieros de activo.
    - b) Detalle de los Instrumentos financieros de pasivo.
  - 20.2. Instrumentos Derivados.
    - a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura.
    - b) Activos y pasivos por instrumentos derivados a valor razonable con cambios en resultados.
    - c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados.
  - 20.3. Jerarquías de Valor Razonable.
    - a) Clasificación jerárquica de los instrumentos financieros.
    - b) Conciliación entre los saldos de apertura y cierre de instrumentos financieros Nivel 3.
- 21. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.**
- 22. Provisiones.**
  - a) Desglose de este rubro.
  - b) Movimiento de las provisiones durante el período.
- 23. Obligaciones por beneficios post empleo.**
  - 23.1. Aspectos generales.
  - 23.2. Aperturas, movimientos y presentación de estados financieros.
  - 23.3. Otras revelaciones.
  - 23.4. Otras informaciones relativas a operaciones Discontinuas.
- 24. Patrimonio total.**
  - 24.1. Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.
    - 24.1.1. Capital suscrito y pagado y número de acciones.
    - 24.1.2. Dividendos.
  - 24.2. Reserva por diferencias de cambio por conversión.
  - 24.3. Gestión del capital.
  - 24.4. Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.
  - 24.5. Otras reservas.
  - 24.6. Participaciones no controladoras.
- 25. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos.**
- 26. Materias primas y consumibles utilizados.**
- 27. Gastos por beneficios a los empleados.**
- 28. Gastos por depreciación, amortización y pérdidas por deterioro.**
- 29. Otros gastos por naturaleza.**
- 30. Otras ganancias (pérdidas).**
- 31. Resultado Financiero.**
- 32. Impuesto a las ganancias.**
- 33. Información por segmento.**
  - 33.1. Criterios de segmentación.
  - 33.2. Distribución por país.

**34. Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros.**

- 34.1. Garantías directas.
- 34.2. Garantías Indirectas.
- 34.3. Litigios y arbitrajes.
  - a) Operaciones Continuidas.
  - b) Operaciones Discontinuidas.
- 34.4. Restricciones financieras.
- 34.5. Otra información.

**35. Dotación.**

**36. Sanciones.**

**37. Medio Ambiente.**

**38. Información financiera resumida de filiales.**

**39. Hechos posteriores.**

**Anexo N°1** Sociedades que componen el grupo Endesa Chile.

**Anexo N°2** Variaciones del perímetro de consolidación.

**Anexo N°3** Sociedades asociadas y negocios conjuntos.

**Anexo N°4** Información complementaria relativa a los activos y pasivos mantenidos para distribuir a los propietarios y Operaciones Discontinuidas.

**Anexo N°5** Información adicional sobre deuda financiera.

- a) Préstamos Bancarios.
- b) Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas.
- c) Arrendamiento Financiero.
- d) Otras Obligaciones.

**Anexo N°6** Detalle de activos y pasivos en moneda extranjera.

**Anexo N°7** Detalle de información adicional oficio circular N° 715 de fecha 03 de febrero de 2012.

**Anexo N°7.1** Detalle de información complementaria de cuentas comerciales.

**Anexo N°7.2** Estimaciones de ventas y compras de Energía, Potencia y Peajes.

**Anexo N°8** Detalle vencimiento proveedores.



## ENDESA CHILE Y FILIALES

### ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014. (En miles de pesos)

---

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

Empresa Nacional de Electricidad S.A. (en adelante, la “Sociedad Matriz” o la “Sociedad”) y sus sociedades filiales, integran el Grupo Endesa Chile (en adelante, “Endesa Chile” o el “Grupo”).

Endesa Chile es una Sociedad Anónima Abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, con el N° 114. Además, está registrada en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica y en la Comisión Nacional del Mercado de Valores de España, y sus acciones se transan en el New York Stock Exchange desde 1994, y en Latibex desde 2001.

Endesa Chile es filial de Enersis Américas S.A.<sup>1</sup>, Compañía que a su vez 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 por escritura pública de fecha 1 de diciembre de 1943. Por Decreto Supremo de Hacienda N° 97, del 3 de enero de 1944, se autorizó su existencia y se aprobaron sus estatutos. Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo el Rol Único Tributario N° 91.081.000-6.

La dotación del Grupo alcanzó los 2.288 trabajadores al 31 de diciembre de 2015. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio de 2015 fue de 2.480 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica, ver Nota 35.

Endesa Chile tiene como objeto social la generación, transporte, producción y distribución de energía eléctrica. La Sociedad tiene también como objeto realizar inversiones en activos financieros, desarrollar proyectos y efectuar actividades en el campo energético y en otros en que la energía eléctrica sea esencial, y participar en concesiones de infraestructura de obras públicas en las áreas civiles o hidráulicas, pudiendo actuar para ello directamente o a través de sociedades filiales o asociadas, en el país o en el extranjero.

Los estados financieros consolidados de Endesa Chile correspondientes al ejercicio 2014 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 29 de enero de 2015 y, posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas celebrada con fecha 27 de abril de 2015, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

Estos estados financieros consolidados se presentan en miles de pesos chilenos (salvo mención expresa) por ser esta la moneda funcional de la Sociedad. Las operaciones en el extranjero se incluyen de conformidad con las políticas contables establecidas en las Notas 2.6 y 3.m.

---

<sup>1</sup> Con fecha 1 de Febrero 2016, Enersis S.A. modificó su razón social a Enersis Américas S.A



## 2. BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.

### 2.1 Principios contables.

Los estados financieros consolidados de Endesa Chile al 31 de diciembre de 2015, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 25 de febrero de 2016, han sido preparados de acuerdo a instrucciones y normas emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS), las cuales se componen de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), más instrucciones específicas dictadas por la SVS.

Con fecha 17 de octubre de 2014, mediante la emisión del Oficio Circular N° 856, la SVS instruyó a las entidades fiscalizadas registrar directamente en patrimonio las variaciones en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos, que surgieran como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido en Chile por la Ley 20.780. Esta instrucción de la SVS es la única que contraviene las NIIF y los efectos contables que derivan de la misma fueron registrados al 30 de septiembre de 2014 (ver nota 3.o y 17.c).

La aplicación del Oficio N° 856 de la SVS vino a modificar el marco de preparación y presentación de estados financieros utilizado por Endesa Chile a partir del ejercicio 2014, ya que el anterior (NIIF), requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas.

No obstante que los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, fueron preparados sobre las mismas bases de contabilización (instrucciones y normas emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS)), los estados consolidados de resultados integrales y la conformación de los correspondientes estados consolidados de cambios en el patrimonio por los años terminados en esas fechas, en lo referido al registro de diferencias de activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos, no son comparativos de acuerdo a lo explicado en los párrafos anteriores.

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Endesa Chile al 31 de diciembre de 2015 y 2014, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013.

Estos estados financieros consolidados presentan de forma voluntaria las cifras correspondientes al año 2013 del estado de resultados integrales consolidado, estado de flujos de efectivo consolidado, estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, y sus correspondientes notas.

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

Los presentes estados financieros consolidados han sido preparados a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad y 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 y las instrucciones de la SVS.

## 2.2 Nuevos pronunciamientos contables.

### a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2015:

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Enmienda a NIC 19: Beneficios a los empleados</p> <p>El objetivo de esta enmienda es simplificar la contabilidad de las contribuciones que son independientes de los años de servicio del empleado, por ejemplo, contribuciones de los empleados que se calculan de acuerdo a un porcentaje fijo del sueldo.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014.</p>
<p>Mejoras a las NIIF (Ciclos 2010-2012 y 2011-2013)</p> <p>Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 2, NIIF 3, NIIF 8, NIIF 13, NIC 16, NIC 24, NIC 38 y NIC 40.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014.</p>

Las enmiendas y mejoras a la normativa, que han entrado en vigor a partir del 1 de enero de 2015, no han tenido efectos significativos en los estados financieros consolidados de Endesa Chile y filiales.

**b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2016 y siguientes:**

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

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Enmienda a NIIF 11: Acuerdos Conjuntos</p> <p>Esta enmienda 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.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.</p>
<p>Enmienda a NIC 16 y NIC 38: Métodos aceptables de depreciación y amortización</p> <p>La enmienda a NIC 16 prohíbe de manera explícita la depreciación basada en los ingresos ordinarios para propiedades, plantas y equipos. En el caso de la NIC 38, la enmienda introduce la presunción refutable de que para los activos intangible el método de amortización basado en los ingresos ordinarios es inapropiado, estableciendo dos excepciones limitadas.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.</p>
<p>Mejoras a las NIIF (Ciclo 2012-2014)</p> <p>Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 5, NIIF 7, NIC 19 y NIC 34.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.</p>
<p>Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos</p> <p>La enmienda corrige una inconsistencia existente entre la NIIF 10 y la NIC 28 respecto al tratamiento contable de la venta y aportaciones entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.</p>
<p>Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los estados financieros separados</p> <p>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.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.</p>

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Enmienda a NIC 1: Iniciativa de Revelación</p> <p>El IASB emitió enmiendas a la NIC 1, 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 aún más a las empresas a aplicar el juicio profesional para determinar qué tipo de información revelar en sus estados financieros.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 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>Estas modificaciones de alcance restringido 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.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.</p>
<p>NIIF 9: Instrumentos Financieros</p> <p>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:</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Esta versión final de la NIIF 9 reemplaza a las versiones anteriores de la norma</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018.</p>

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p><b>NIIF 15: Ingresos procedentes de contratos con clientes</b></p> <p>Esta nueva norma es aplicable 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. Además exige un mayor desglose de información. Esta norma reemplazará a las NIC 11 y NIC 18, y a las interpretaciones relacionadas con ellas (CINIIF 13, CINIIF 15, CINIIF 18 y SIC 31).</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018.</p>
<p><b>NIIF 16: Arrendamientos</b></p> <p>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.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019.</p>

El Grupo está evaluando el impacto que tendrá la NIIF 9, la NIIF15 y NIIF16 en la fecha de su aplicación efectiva. La Administración estima que el resto de normas y enmiendas pendientes de aplicación no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados de Endesa y filiales.

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

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

En la preparación de los estados financieros consolidados se han utilizado determinados juicios y estimaciones realizados por la Gerencia de la Sociedad, 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 (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.I.1 y 23).
- 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 20).
- 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.
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.I).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Notas 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas filiales de Endesa Chile, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados (ver Nota 3.o).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.

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

## 2.4 Entidades Filiales.

Se consideran entidades filiales a aquellas sociedades controladas por Endesa Chile, directa o indirectamente. El control se ejerce si, y sólo si, están presente 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.

Endesa Chile 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 significativa los rendimientos de la filial.

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

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

#### **2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación.**

Con fecha 9 de enero de 2015, Endesa Chile en conjunto con su filial Compañía Eléctrica de Tarapacá S.A., 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. (ver nota 7.e y 30).

La salida de Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. del perímetro de consolidación Endesa Chile 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\$ 3.700.546 en los pasivos corrientes y de M\$ 1.789.703 en los pasivos no corrientes.

Durante el primer semestre de 2014, ingresó al perímetro de consolidación del Grupo la sociedad Inversiones GasAtacama Holding Limitada, como consecuencia de la compra realizada por Endesa Chile S.A. del 50% adicional de participación en dicha Sociedad, el 22 de abril de 2014 (ver nota 6).

En virtud de esta operación, se incorporaron al Grupo, en calidad de filiales, la Sociedad Inversiones GasAtacama Holding Limitada, GasAtacama S.A., GasAtacama Chile S.A., Gasoducto TalTal S.A., Progas S.A., Gasoducto Atacama Argentina S.A., Atacama Finance Co., GNL Norte S.A. y Energex Co.

El ingreso de Inversiones GasAtacama Holding Limitada al perímetro de consolidación del Grupo Endesa Chile, supuso un aumento en el estado de situación financiera consolidado de M\$ 198.924.289 en los activos corrientes, M\$ 221.471.415 en los activos no corrientes, M\$ 69.989.919 en los pasivos corrientes y de M\$ 35.672.488 en los pasivos no corrientes.

En el anexo N° 2 de los presentes estados financieros consolidados, denominado "Variaciones en el perímetro de consolidación" del Grupo Endesa Chile se detallan aquellas sociedades que ingresaron al perímetro, junto a un detalle de las participaciones relacionadas.

#### **2.4.2 Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%.**

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

#### **2.4.3 Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%.**

Aunque el Grupo posee un 26,87% de participación en la Sociedad Empresa Generadora de Energía Eléctrica S.A. (en adelante "Emgesa"), esta compañía tiene la consideración de "Sociedad filial" ya que Endesa Chile, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuencia de la estructura, composición y clases de accionariado, ejerce control sobre la misma. El Grupo mantiene un 56,43% de las acciones con derecho de voto de Emgesa.

Al 31 de diciembre de 2015, los activos y pasivos de Emgesa han sido reclasificados a "mantenidos para distribuir a los propietarios". De la misma forma, sus resultados por los ejercicios 2015, 2014 y 2013 han sido reclasificados a operaciones discontinuadas. (Ver Notas 3.j y 4.1).

## 2.5 Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos.

Son sociedades asociadas aquellas en las que Endesa Chile, directa o 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 dichas políticas. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que el Grupo posee una participación superior al 20% (ver Nota 3.h).

Por otra parte, se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las que el grupo ejerce control gracias al 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. 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.
- 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. Endesa Chile actualmente no posee acuerdos conjuntos que califiquen como una operación conjunta.

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

## 2.6 Principios de consolidación y combinaciones de negocio.

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

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

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

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

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

Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, el Grupo informará los valores provisionales registrados. 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 ejercicio.



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 24.2).
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 interest”. Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libro en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas.

Cualquier diferencia entre los activos y pasivos aportados a la consolidación y la contraprestación entregada, se registra directamente en el Patrimonio neto, como un cargo o abono a “Otras reservas”. El Grupo no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.

### 3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS.

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

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

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

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica. 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 de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión. (Ver Nota 16.d.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso. (Ver Nota 16.d.2).
- Los desembolsos futuros a los que Endesa Chile deberán 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. Endesa Chile revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 22).

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

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

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

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

La Sociedad, en base al resultado de las pruebas de deterioro explicado en la Nota 3.d, considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

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 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	22 - 100
Planta y equipos	3 - 85
Equipamiento de tecnología de la información	3 - 15
Instalaciones fijas y accesorios	5 - 21
Vehículos de motor	5 - 10
Otros	2 - 33

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

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
<b>Instalaciones de generación:</b>	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	35 - 65
Equipo electromecánico	10 - 85
Centrales térmicas	10 - 40
Renovables	10 - 35
Líneas de transporte	20 - 35
<b>Instalaciones de transporte gas natural:</b>	
Gasoductos	30 - 35

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 un detalle del período restante hasta su caducidad de aquella concesión que no tiene carácter indefinido:

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Hidroeléctrica El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	1993	30 años	8 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. 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 de Endesa Chile evaluó las casuísticas específicas de la concesión descrita anteriormente y concluyó que no existen factores determinantes que indiquen que el concedente (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, interpretación que establece cómo registrar y valorizar cierto tipo de concesiones (las que son de alcance de esta norma se presentan en ( Nota 3.c.1.) . Al 31 de diciembre de 2015, los activos y pasivos de Hidroeléctrica El Chocón han sido reclasificados a "mantenidos para distribuir a los propietarios". De la misma forma, sus resultados por los ejercicios 2015, 2014 y 2013 han sido reclasificados a operaciones discontinuadas.(Ver Notas 3.j y 4.1).

“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 oportuno ajuste por deterioro (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 31 de diciembre de 2015 y 2014, 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 ejercicio 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, se reconoce 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.

El reconocimiento inicial de estos intangibles se realiza al costo, entendiendo por éste el valor razonable de la contraprestación entregada, más otros costos directos que sean directamente atribuibles a la operación.

Posteriormente, se amortizan dentro del período de duración de la concesión.

### c.2) Gastos de investigación y desarrollo.

Endesa Chile 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.

### c.3) Otros activos intangibles.

Estos activos intangibles corresponden fundamentalmente a programas informáticos, servidumbres de paso y derechos de agua. 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 de 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 UGE 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 de recuperación de las Propiedades, plantas y equipos, de la plusvalía, y del activo intangible, el valor en uso es el criterio 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 UGE 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 cierre de 2015 y 2014, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones fueron las que a continuación se detallan:

País	Tasas de crecimiento (g)	
	31-12-2015	31-12-2014
Chile	4,5%	2,2% 4,1%
Argentina	11,1%	6,9%
Brasil	4,1% 5,6%	5,0% 5,9%
Perú	3,1%	3,4%
Colombia	3,5%	4,3%

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 en 2015 y 2014 fueron las siguientes:

País	Moneda	31-12-2015		31-12-2014	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Chile	Peso chileno	12,7%		9,6%	13,0%
Argentina	Peso argentino	34,5%	39,4%	37,2%	38,9%
Brasil	Real brasileño	11,1%	21,1%	9,7%	22,7%
Perú	Nuevo sol peruano	11,3%		12,6%	
Colombia	Peso colombiano	15,1%		13,3%	

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 un activo en ejercicios anteriores, son revertidas cuando se presentan indicios de que esta pérdida ya no existe o podría haber disminuido, aumentando el valor del activo con abono a resultados con el límite del valor en libros que el activo hubiera tenido de no haberse realizado el ajuste contable. En el caso de la plusvalía, los ajustes contables que se hubieran realizado no son reversibles.

Al cierre del ejercicio 2015, los activos sujetos a análisis de deterioro que se relacionan con operaciones fuera de Chile han sido recalificados a "mantenidos para distribución a los propietarios".(Ver Notas 3.j y 4).

#### e) Arrendamientos.

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, Endesa Chile analiza el fondo económico del acuerdo, evaluando si el cumplimiento del contrato depende del uso de un activo específico y si el acuerdo transfiere el derecho de uso del activo. Si se cumplen ambas condiciones, se separa al inicio del contrato, en función de sus valores razonables, los pagos y contraprestaciones relativos al arrendamiento, de los correspondientes al resto de elementos incorporados al acuerdo.

Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad se clasifican como financieros. El resto de arrendamientos se clasifican como operativos.

Los arrendamientos financieros en los que Endesa Chile 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 excepto derivados.

Endesa Chile clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Nota 13) y las mantenidas para la venta, en cuatro categorías:

- **Préstamos y cuentas por cobrar:** las cuentas comerciales 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 vencimiento:** Aquellas que Endesa Chile 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. (ver Nota 8).

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

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

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 ejercicio.

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”, se provisionan los saldos sobre los cuales 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 9).
- 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 8 y 20).
- Para 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 18, 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 tasa de interés de mercado según la moneda de pago.

### f.5) Derivados y operaciones de cobertura.

Los derivados mantenidos por Endesa Chile 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 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%.

La Sociedad 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 de Endesa Chile 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 de Endesa Chile.
- 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 Endesa Chile, 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.

La Sociedad 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 retenidos, se han asumido obligaciones contractuales que determinan el pago de dichos flujos a uno o más receptores.
- La Sociedad ha traspasado sustancialmente los riesgos y beneficios derivados de su titularidad o, si no los ha cedido ni retenido de manera sustancial, cuando no retenga el control de activo.

Las transacciones en las que la Sociedad retiene de manera sustancial todos los riesgos y beneficios, que son inherentes a la propiedad de un activo financiero cedido, se registran como un pasivo de la contraprestación recibida. Los gastos de la transacción se registran en resultados siguiendo el método de la tasa de interés efectiva (ver Nota 3.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.

#### **f.8) Contratos de garantías financieras.**

Los contratos de garantías financieras, entendiéndose como tales las garantías concedidas por Endesa Chile y sus filiales 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 determinado de acuerdo con la política contable de la Nota 3.m; y
- el valor inicialmente reconocido menos, cuando proceda, la amortización acumulada.

#### **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 y 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”);

En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, Endesa Chile utiliza para su valoración la metodología de los 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 o deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio del Grupo.

**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 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.

#### **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 de Endesa Chile en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con las filiales, 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 de Endesa Chile 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 a Endesa Chile conforme a su participación, se registran en el rubro "Participación en ganancia (pérdida) de Asociadas contabilizadas por el método de participación".

En el Anexo N° 3 de los presentes estados financieros consolidados, denominado "Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos", se describe la relación de Endesa Chile 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.

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

La Sociedad clasifica como activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios, las Propiedades, Plantas y Equipos, los intangibles, las inversiones en asociadas, los negocios conjuntos y los grupos sujetos a desapropiación (grupo de activos que se van a enajenar junto con sus pasivos directamente asociados), para los cuales en la fecha de cierre del estado de situación financiera se han iniciado gestiones activas para su venta, o para su distribución a los propietarios, y se estima que es altamente probable que la operación se concrete durante el periodo de doce meses siguientes.

Los activos o grupos sujetos a desapropiación, clasificados como mantenidos para la venta, se valorizan al menor de su valor en libros o su valor razonable menos los costos de venta, y dejan de amortizarse desde el momento en que adquieren esta clasificación.

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

Los activos que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta, o dejen de formar parte de un grupo de elementos enajenables, son valorados al menor de su valor contable 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 la que van a ser reclasificados a Activos no corrientes.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta y los componentes de los grupos sujetos a desapropiación, clasificados como mantenidos para la venta o como 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 los pasivos también en una única línea denominada "Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta".

A su vez, una operación discontinuada es un componente del Grupo que ha sido vendido o se ha dispuesto de él por otra vía, 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) procedente de operaciones discontinuadas", incluyendo asimismo la plusvalía o minusvalía después de impuestos generada por la operación de desinversión, una vez que la misma se ha materializado.

#### **k) Acciones propias en cartera.**

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

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran directamente en el Patrimonio Total: "Ganancias (pérdida) acumuladas", sin afectar la ganancia o pérdida del período. Al 31 de diciembre de 2015 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado durante los ejercicios 2015 y 2014, 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 período de reporte y son ajustadas para reflejar la mejor estimación actual. Si ya no es probable que se requerirá un desembolso de beneficios económicos para liquidar la obligación, la provisión es reversada.

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

### **I.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.**

Endesa Chile y algunas filiales 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.

Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valoración, tanto de los pasivos como de los activos afectos a estos planes, se registran directamente como componente de “Otro resultado integral”.

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 ejercicio, las diferencias que se producen entre el tipo de cambio contabilizado y el que se encuentra vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

Asimismo, al cierre de cada ejercicio, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de cada 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.

Endesa Chile ha establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos 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 imputan, netas de su efecto impositivo, como un componente de Otros resultados integrales en la cuenta Ganancias (Pérdidas) por coberturas de flujo de flujo de caja, 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, podrían clasificarse como pasivos a largo plazo no corriente.

**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 de Endesa Chile 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.

Como excepción al criterio antes descrito, y conforme a lo establecido en el Oficio Circular N° 856 de la SVS, emitido con fecha 17 de octubre de 2014, las variaciones en los activos y pasivos por impuestos diferidos que surgieron como consecuencia del incremento progresivo en la tasa de impuesto a las ganancias, introducido en 2014 por la Ley 20.780, y que afectan a las compañías chilenas del Grupo Endesa Chile, fueron registradas directamente en Patrimonio (ganancias acumuladas). (ver Nota 17.c).

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, pérdidas y créditos tributarios no utilizados, en la medida en que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios, salvo que el activo impuesto diferido relativo a la diferencia temporaria deducible, surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

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

Con respecto a las diferencias temporarias deducibles, relacionadas con inversiones en 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 Endesa Chile pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no 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 las 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 de durante el ejercicio, 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 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).

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. Cuando el resultado de una transacción que implique la prestación de servicios no puede ser estimado en forma fiable, se reconocen ingresos por la cuantía en que los gastos reconocidos se consideran recuperables.

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 Endesa Chile 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.

Endesa Chile 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.

Endesa Chile 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 ejercicio 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 de alguna sociedad filial, si en alguna ocasión fuere el caso.

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

Durante los ejercicios 2015, 2014 y 2013, 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, dada la atomizada composición accionaria del capital social de Endesa Chile, es prácticamente imposible, al cierre de cada año se determina el monto de la obligación por dividendo mínimo con los accionistas, neta de los dividendos provisorios que se hayan aprobado en el curso del ejercicio, y se registra contablemente en el rubro “Cuentas por pagar comerciales y Otras cuentas por pagar” y en el rubro “Cuentas por pagar a entidades relacionadas”, según corresponda, con cargo al Patrimonio Total.

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

#### s) **Estado de flujos de efectivo.**

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el ejercicio, determinado por el método directo utilizando las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

- **Flujos de efectivo:** entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios del Grupo, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.
- **Actividades de inversión:** las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- **Actividades de financiación:** actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio total y de los pasivos de carácter financiero.



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

##### 4.1 Proceso de reorganización societaria - Activos no corrientes mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas.

###### I. Antecedentes generales

Con fecha 28 de abril de 2015, la Sociedad informó a la SVS, mediante un hecho esencial, que el Directorio de su matriz directa, Enersis S.A., le comunicó que resolvió iniciar los trabajos de análisis de una reorganización societaria, tendiente a la separación de las actividades de generación y distribución en Chile del resto de actividades desarrolladas fuera de Chile por Enersis S.A. y sus filiales Endesa Chile y Chilectra S.A., manteniendo la pertenencia al Grupo Enel SpA.

Al respecto, en el mismo hecho esencial, el Directorio de Endesa Chile informó que acordó iniciar los estudios tendientes a analizar una posible reorganización societaria (“reorganización”) consistente en la división de la Sociedad, para la segregación de los negocios en Chile y fuera de Chile, y eventualmente una futura fusión de estos últimos en una sola sociedad. Además, se indicó que el objetivo de esta reorganización es la generación de valor para todos sus accionistas, que ninguna de estas operaciones requeriría el aporte de recursos adicionales de parte de los accionistas, que la posible reorganización societaria se estudiaría teniendo en consideración tanto el interés social como el de todos los accionistas, con especial atención al interés minoritario, y que de ser aprobada sería, en su caso, sometida a la aprobación de una Junta Extraordinaria de Accionistas.

Esta reorganización societaria consta de dos fases:

- la división de Enersis S.A., y sus filiales Endesa Chile y Chilectra S.A. de forma que queden separados, por un lado los negocios de generación y distribución en Chile y, por otro, las actividades fuera de Chile, y
- 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.. Enersis Américas S.A. absorbería por fusión a las otras dos sociedades.

Con fecha 18 de diciembre de 2015, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Endesa Chile resolvió aprobar la división de la compañía, sujeta a las condiciones suspensivas consistentes en la aprobación de las divisiones de Enersis S.A. y Chilectra S.A. por parte de sus respectivas Juntas Extraordinarias de Accionistas, además de las correspondientes tramitaciones legales de sus actas y otros asuntos relacionados. Adicionalmente, se aprobó que la división tendrá efecto a partir del primer día calendario del mes siguiente a aquel en que se otorgue una escritura pública de cumplimiento de condiciones de la división.

Producto de la división de Endesa Chile surgiría una nueva sociedad anónima abierta que se denominaría Endesa Américas S.A., a la cual le serían asignadas las participaciones societarias y activos y pasivos asociados a Endesa Chile fuera de Chile.

Con fecha 1 de febrero de 2016, habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Endesa Chile y desde esa misma fecha comenzó a existir la compañía Endesa Américas. Consecuentemente, se verificó la correspondiente disminución de capital de Endesa Chile y demás reformas de estatutos (ver nota 39.2).

###### 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 han realizaron los siguientes registros contables:

###### i) Activos y pasivos

Todos los activos y pasivos relacionados con el negocio de generación y distribución fuera de Chile (Enel Brasil, filiales de distribución) se han considerado 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.

Al 31 de diciembre de 2015, los principales grupos de activos y pasivos clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios, que se relacionan con las operaciones fuera de Chile de Endesa Chile, son los siguientes:

<b>ACTIVOS</b>	<b>31-12-2015 M\$</b>
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	
Efectivo y equivalentes al efectivo	112.313.130
Otros activos financieros corrientes	5.641.903
Otros activos no financieros corriente	14.336.049
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	199.139.964
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	37.639.756
Inventarios	25.926.892
Activos por impuestos corrientes	50.966
<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>395.048.660</b>
<b>ACTIVOS CORRIENTES TOTALES</b>	<b>395.048.660</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	
Otros activos financieros no corrientes	625.981
Otros activos no financieros no corrientes	3.239.510
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	230.824.700
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	446.338.964
Activos intangibles distintos de la plusvalía	31.083.689
Plusvalía	100.700.656
Propiedades, planta y equipo	2.663.590.814
Activos por impuestos diferidos	18.253.056
<b>TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>3.494.657.370</b>
<b>TOTAL DE ACTIVOS</b>	<b>3.889.706.030</b>
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	
Otros pasivos financieros corrientes	221.018.241
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	259.664.724
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	48.124.723
Otras provisiones corrientes	78.935.605
Pasivos por impuestos corrientes	65.310.111
Otros pasivos no financieros corrientes	1.951.294
<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>675.004.698</b>
<b>PASIVOS CORRIENTES TOTALES</b>	<b>675.004.698</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	
Otros pasivos financieros no corrientes	896.924.119
Otras cuentas por pagar no corrientes	39.373.175
Otras provisiones no corrientes	36.473.503
Pasivo por impuestos diferidos	163.761.907
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	21.548.342
Otros pasivos no financieros no corrientes	18.698.412
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>1.176.779.458</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>1.851.784.156</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, son los siguientes:

Reservas generadas por	31-12-2015 M\$
Diferencias de cambio por conversión	(191.041.945)
Coberturas de flujo de caja	(8.022.483)
Remediación de activos disponibles para la venta	(118.662)
Otras reservas	(1.967.052)
<b>Total</b>	<b>(201.150.142)</b>

iii) Ingresos y gastos

Todos los ingresos y gastos correspondientes a los negocios de generación y distribución fuera de Chile (Enel Brasil, filiales de distribución), objeto de distribución a los propietarios, al considerarse operaciones discontinuadas, se presentan en el rubro "Ganancias (pérdidas) procedentes de operaciones discontinuadas" del estado de resultados integrales consolidado.

Por lo anterior, el estado de resultados integrales consolidado incluido en los presentes estados financieros consolidados, a efectos comparativos, no coinciden con los aprobados al cierre de los ejercicios 2014 y 2013, al haberse reclasificado los ingresos y gastos generados en dichos ejercicios por las operaciones ahora discontinuadas al rubro "Ganancias (pérdidas) procedentes de operaciones discontinuadas".

A continuación se presenta el desglose por naturaleza del rubro "Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas" al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013:

ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	Nota	enero - diciembre		
		2015 M\$	2014 M\$	2013 M\$
Ingresos de actividades ordinarias		1.238.466.148	1.154.414.241	997.632.514
Otros ingresos, por naturaleza		64.649.040	61.145.248	59.762.115
<b>Total de Ingresos</b>		<b>1.303.115.188</b>	<b>1.215.559.489</b>	<b>1.057.394.629</b>
Materias primas y consumibles utilizados		(481.747.189)	(369.241.528)	(335.977.638)
<b>Margen de Contribución</b>		<b>821.367.999</b>	<b>846.317.961</b>	<b>721.416.991</b>
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		11.937.667	12.704.315	8.356.167
Gastos por beneficios a los empleados		(85.228.546)	(70.044.870)	(60.148.919)
Gasto por depreciación y amortización		(108.405.664)	(103.836.335)	(97.054.335)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo		(4.813.372)	(2.057.856)	(6.523.091)
Otros gastos por naturaleza		(73.277.014)	(60.025.087)	(52.530.118)
<b>Resultado de Explotación</b>		<b>561.581.070</b>	<b>623.058.128</b>	<b>513.516.695</b>
Otras ganancias (pérdidas)		(508.842)	749.878	843.216
Ingresos financieros		59.300.320	93.967.597	15.137.466
Costos financieros		(87.794.374)	(65.211.335)	(66.695.425)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación		38.679.661	61.598.412	95.037.839
Diferencias de cambio		96.180.972	(20.192.759)	(11.576.858)
Resultado por unidades de reajuste		-	-	-
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuestos</b>		<b>667.438.807</b>	<b>693.969.921</b>	<b>546.262.933</b>
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas		(256.249.256)	(204.054.403)	(167.912.190)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>		<b>411.189.551</b>	<b>489.915.518</b>	<b>378.350.743</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	-
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>		<b>411.189.551</b>	<b>489.915.518</b>	<b>378.350.743</b>

Con la clasificación de las actividades de generación y distribución de energía fuera de Chile como operaciones discontinuadas, estas líneas de negocio no se desglosan en la Nota 33 "Información por segmento".

#### 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 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013:

Estado de flujo de efectivo neto resumido	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	473.002.615	567.896.051	395.386.771
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(233.343.856)	(136.647.445)	(118.745.497)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(430.690.847)	(393.584.765)	(217.551.915)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	<b>(191.032.088)</b>	<b>37.663.841</b>	<b>59.089.359</b>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	4.902.989	(25.440.304)	(4.195.957)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	<b>(186.129.099)</b>	<b>12.223.537</b>	<b>54.893.402</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio	298.442.229	286.218.692	231.325.290
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	<b>112.313.130</b>	<b>298.442.229</b>	<b>286.218.692</b>

En anexo N° 4 de los presentes estados financieros consolidados se presenta información complementaria relativa a los activos y pasivos mantenidos para distribuir a los propietarios, como así también para los resultados de las operaciones discontinuadas.

#### 4.2 Venta de Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. - Activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.

Durante el mes de diciembre de 2014, Empresa Nacional de Electricidad S.A. y su filial Compañía Eléctrica de Tarapacá S.A. suscribieron un contrato de compraventa de acciones en virtud del cual, acordaron vender, ceder y transferir a Temsa Fondo de Inversión Privado el 100% de las acciones de Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.. Este contrato estableció una serie de condiciones suspensivas, que, estando pendientes de cumplimiento al cierre de 2014, impidieron el perfeccionamiento de la venta. Finalmente, la venta fue perfeccionada el 9 de enero de 2015. (Ver Nota 30)

Túnel El Melón S.A. es una sociedad anónima cerrada cuyo objeto es la construcción, conservación y explotación de la obra pública denominada Túnel El Melón y la prestación de los servicios complementarios que autorice el Ministerio de Obras Públicas (MOP).

El Túnel El Melón es una alternativa a la cuesta El Melón que se ubica aproximadamente entre los kilómetros 126 y 132 de la Ruta 5 Longitudinal Norte, principal ruta del país que lo une desde Arica a Puerto Montt.

Tal como se describe en la nota 3.j), los activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta han sido registrados por el menor del monto en libros o el valor razonable menos los costos de venta.

A continuación se presentan los principales rubros de activos, pasivos y flujo de efectivo mantenidos para la venta al 31 de diciembre de 2014:

Túnel El Melón		Saldo al
<b>ACTIVOS</b>		<b>31-12-2014</b>
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>		<b>M\$</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo	29.702	
Otros activos no financieros corriente	81.275	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	758.645	
Activos por impuestos corrientes	1.400	
<b>ACTIVOS CORRIENTES TOTALES</b>	<b>871.022</b>	
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>		
Activos intangibles distintos de la plusvalía	4.404.615	
Propiedades, planta y equipo	81.432	
Activos por impuestos diferidos	2.621.894	
<b>TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>7.107.941</b>	
<b>TOTAL DE ACTIVOS</b>	<b>7.978.963</b>	
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>		
Otros pasivos financieros corrientes	3.072.179	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	495.235	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	2.102	
Otros pasivos no financieros corrientes	131.030	
<b>PASIVOS CORRIENTES TOTALES</b>	<b>3.700.546</b>	
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>		
Otros pasivos financieros no corrientes	1.660.254	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	102.423	
Otros pasivos no financieros no corrientes	27.026	
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>1.789.703</b>	
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>5.490.249</b>	
<b>El flujo de efectivo neto resumido</b>		
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	9.045.776	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(5.604.740)	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(3.450.774)	
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	(9.738)	
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(9.738)	
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio	39.440	
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	<b>29.702</b>	

Ver Nota de Criterios Contables N° 2.4.1

## 5. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

### a) Operaciones Continuas.

#### Chile

El sector eléctrico se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el DFL N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, cuyo texto refundido y coordinado fue fijado por el DFL N° 4 de 2006 del Ministerio de Economía ("Ley Eléctrica") y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. N° 327 de 1998. Tres entidades gubernamentales tienen la responsabilidad en la aplicación y cumplimiento de la Ley Eléctrica: la Comisión Nacional de Energía (CNE), que posee la autoridad para proponer las tarifas reguladas (precios de nudo), así como para elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades de generación; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas; y el Ministerio de Energía que tiene la responsabilidad de proponer y conducir las políticas públicas en materia energética y agrupa bajo su dependencia a la SEC, a la CNE y a la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN), fortaleciendo la coordinación y facilitando una mirada integral del sector. Cuenta, además, con una Agencia de Eficiencia Energética y el Centro de Energías Renovables (CER), el que en noviembre de 2014 fue reemplazado por el Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES). La ley establece, además, un Panel de Expertos que tiene por función primordial resolver las discrepancias que se produzcan entre los distintos agentes del mercado eléctrico: empresas eléctricas, operador del sistema, regulador, etc.

Desde un punto de vista físico, el sector eléctrico chileno está dividido en cuatro sistemas eléctricos: SIC (Sistema Interconectado Central), SING (Sistema Interconectado del Norte Grande), y dos sistemas medianos aislados: Aysén y Magallanes. El SIC, principal sistema eléctrico, se extiende longitudinalmente por 2.400 km. uniendo Taltal, por el norte, con Quellón, en la Isla de Chiloé, por el sur. El SING cubre la zona norte del país, desde Arica hasta Coloso, abarcando una longitud de unos 700 km. El 8 de enero de 2014 se aprobó el proyecto de ley que permitirá la interconexión del SIC con el SING.

En la organización de la industria eléctrica chilena se distinguen fundamentalmente tres actividades que son: Generación, Transmisión y Distribución, las que operan en forma interconectada y coordinada, y cuyo principal objetivo es el de proveer energía eléctrica al mercado, al mínimo costo y dentro de los estándares de calidad y seguridad de servicio exigidos por la normativa eléctrica. Debido a sus características esenciales, las actividades de Transmisión y Distribución constituyen monopolios naturales, razón por la cual son segmentos regulados como tales por la normativa eléctrica, exigiéndose el libre acceso a las redes y la definición de tarifas reguladas.

De acuerdo a la Ley Eléctrica, las compañías involucradas en la Generación y Transmisión en un sistema eléctrico interconectado deben coordinar sus operaciones en forma centralizada a través de un ente operador, el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), con el fin de operar el sistema a mínimo costo, preservando la seguridad del servicio. Para ello, el CDEC planifica y realiza la operación del sistema, incluyendo el cálculo del costo marginal horario, precio al cual se valoran las transferencias de energía entre generadores.

Por tanto, la decisión de generación de cada empresa está supeditada al plan de operación del CDEC. Cada compañía, a su vez, puede decidir libremente si vender su energía a clientes regulados o no regulados. Cualquier superávit o déficit entre sus ventas a clientes y su producción, es vendido o comprado a otros generadores al precio del mercado spot.

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

- (i) Empresas Distribuidoras para el suministro a sus Clientes regulados: Corresponden a aquellos consumidores residenciales, comerciales, pequeña y mediana industria, con una potencia conectada igual o inferior a 500 kW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora. Hasta enero de 2015, los clientes con una capacidad conectada entre 500 kW y 2.000 kW podían elegir su condición entre libres y regulados. El 29 de enero de 2015 se publicó en el Diario Oficial una modificación legal que incrementó el límite de 2.000 kW a 5.000 kW. Los alcances de esta modificación legal se incluyen más adelante.

Hasta 2009, el precio de la energía de transferencia entre las compañías generadoras y distribuidoras para el abastecimiento de clientes regulados tenía un valor máximo que se denomina precio de nudo, el que es regulado por el Ministerio de Energía. Los precios de nudo son determinados cada seis meses (abril y octubre), en función de un informe elaborado por la CNE, sobre la base de las proyecciones de los costos marginales esperados del sistema en los siguientes 48 meses, en el caso del SIC, y de 24 meses, en el del SING. A partir de 2010, y a medida que la vigencia de los contratos a precio de nudo se van extinguiendo, este precio de transferencia entre las empresas generadoras y distribuidoras es reemplazado por el resultado de licitaciones que se llevan a cabo en un proceso regulado, con un precio máximo definido por la autoridad cada seis meses.

- (ii) Clientes libres: Corresponden a aquellos clientes que tienen una potencia conectada mayor a 5.000 kW, principalmente industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia conectada entre 500 y 5.000 kW, tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus proveedores -o bien-, seguir sometidos a precios regulados, con un período de permanencia mínima de cuatro años en cada régimen. Según se señaló anteriormente, este límite de 5.000 kW rige a partir de enero de 2015.
- (iii) Mercado Spot o de corto plazo: Corresponde a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras, que resultan de la coordinación realizada por el CDEC para lograr la operación económica del sistema, y los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del CDEC. Para el caso de la energía, las transferencias son valoradas al costo marginal. Para la potencia, al precio de nudo correspondiente, según ha sido fijado semestralmente por la autoridad.

En Chile, la potencia por remunerar a cada generador depende de un cálculo realizado centralizadamente por el CDEC en forma anual, del cual se obtiene la potencia firme para cada central, valor que es independiente de su despacho.

A partir de 2010, con la promulgación de la Ley 20.018, las empresas distribuidoras deben disponer del suministro permanentemente para el total de su demanda proyectada a tres años, para lo cual se deben realizar licitaciones públicas de largo plazo. Este plazo de tres años cambió a cinco años, a raíz de la modificación legal publicada en enero de 2015.

El 15 de mayo de 2014, el Ministro de Energía presentó la “Agenda de Energía”, documento que contiene los lineamientos generales de política energética a llevar a cabo por el nuevo gobierno.

El 29 de septiembre de 2014 se publicó en el Diario Oficial la Reforma Tributaria, la que incluyó la creación del denominado impuesto verde que gravará las emisiones al aire de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NOx), dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Para las emisiones de CO<sub>2</sub>, el impuesto será equivalente a 5 US\$/tonelada.

El 29 de enero de 2015 se publicó en el Diario Oficial la Ley 20.805 que introduce una modificación legal relativa a los procesos de licitación de energía destinada al consumo de los clientes regulados. Entre los cambios introducidos por esta modificación, se destacan, una mayor participación de la CNE en estos procesos, el aumento de tres a cinco años de la anticipación para el llamado a una licitación, una duración del contrato de suministro de hasta veinte años, la incorporación de un precio oculto o precio de reserva como precio techo de cada licitación, la posibilidad de postergar la entrega del suministro por parte de un adjudicatario en el caso de fuerza mayor, la incorporación de licitaciones de corto plazo, el tratamiento de la energía sin contratos y el incremento del límite para calificar como cliente regulado de 2.000 a 5.000 kW.

### Energías renovables no convencionales

- **En Chile**, en abril de 2008 se promulgó la Ley 20.257, que incentiva el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de esta norma es que obliga a los generadores a que -al menos- un 5% de su energía comercializada con clientes provenga de estas fuentes renovables, entre 2010 y 2014, aumentando progresivamente en 0,5% desde el ejercicio 2015 hasta el 2024, donde se alcanzará un 10%. Esta Ley fue modificada en 2013 por la Ley 20.698, denominada 20/25, que establece que hacia el año 2025, un 20% de la matriz eléctrica será cubierto por ERNC, respetando la senda de retiros contemplada en la ley anterior para los contratos vigentes a julio de 2013.

## Límites a la integración y concentración

En Chile existe una legislación de defensa de la libre competencia, que junto con la normativa específica aplicable en materia eléctrica definen criterios para evitar determinados niveles de concentración económica y/o prácticas abusivas de mercado.

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, distribución, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de transmisión es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. En Chile existen 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, no se establecen límites cuantitativos específicos a la integración vertical u horizontal, sin perjuicio de la normativa sobre libre competencia. Por otro lado, la Ley General de Servicios Eléctricos establece que las empresas operadoras o propietarias de los Sistemas de Transmisión Troncal no podrán dedicarse directa ni indirectamente, a actividades que comprendan en cualquier forma, el giro de generación o distribución de electricidad.

## b) Operaciones Discontinuas.

### 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\$Arg.

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 el 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 centralizará 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 Turbovapor (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 están vigentes 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\$Arg /MWh. Finalmente, crea un nuevo cargo, de 15,8 Arg\$/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.

## 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)—, el cual tiene en cuenta la curva de aversión al riesgo de los agentes.

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 cambiarían 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 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 del 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 utilizaran 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.

## 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 aprobado 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, 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, considerando que no existen las actuales restricciones del sistema de transporte de gas y electricidad; y de la misma forma, al definir 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 los primeros meses del 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, creado 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 la resolución 11 de 2015 que promueve 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 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 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. Se encuentra pendiente la reglamentación de la ley.

### 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 N° 10.848/2004 y del Decreto N° 5.163/2004, la ANEEL fue gradualmente perfeccionando el reglamento, eliminando los límites a la concentración, por no ser más compatible con el entorno regulatorio vigente. En el caso de consolidaciones o fusiones entre agentes de un mismo segmento, la normativa exige contar con la autorización del regulador.

## 6. COMBINACIÓN DE NEGOCIOS – ADQUISICIÓN DE INVERSIONES GASATACAMA HOLDING LIMITADA.

El 22 de abril de 2014, Endesa Chile adquirió el 50% de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Limitada (en adelante “GasAtacama”), que Southern Cross Latin America Private Equity Fund III L.P. (en adelante “Southern Cross”) poseía a dicha fecha.

En consecuencia, el Grupo alcanzó un 100% de control sobre GasAtacama, sociedad controladora de la Central Atacama, una central térmica de ciclo combinado a gas natural o petróleo diésel, de 780 MW de potencia situada en el norte de Chile; del Gasoducto Atacama, de 940 km de longitud que une Coronel Cornejo (Argentina) y Mejillones (Chile); y del Gasoducto Taltal, de 223 km de longitud que une Mejillones y Paposo.

La toma de control sobre GasAtacama permite al Grupo sumar cerca de 1.000 MW de capacidad de generación en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), logrando de esta manera satisfacer la mayor demanda industrial, residencial y minera, a través de una oferta de energía competitiva y de bajo impacto ambiental.

La adquisición de GasAtacama fue registrada siguiendo los criterios de contabilización de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, detallados en la Nota 2.6.1.

A partir de la fecha de adquisición, Inversiones GasAtacama Holding Limitada contribuyó ingresos de actividades ordinarias por M\$ 113.074.006 y ganancias antes de impuestos por M\$ 33.443.547 a los resultados del Grupo del ejercicio 2014. Si la adquisición hubiese ocurrido el 1 de enero de 2014, se estima que para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2014, los ingresos de actividades ordinarias consolidados habrían ascendido a M\$ 179.474.707 y la ganancia antes de impuesto consolidada habría ascendido a M\$ 41.772.291.

### a) Contraprestación transferida

La siguiente tabla resume el valor razonable, en la fecha de adquisición de GasAtacama, de cada clase de contraprestación transferida:

	M\$
Precio Pagado Total	174.028.622
Transacción reconocida de forma separada de la adquisición de activos y de la asunción de pasivos (i)	(16.070.521)
<b>Total pagado en Efectivo</b>	<b>157.958.101</b>

- (i) El desembolso total de la transacción ascendió a M\$ 174.028.622, e incluyó la cesión de derechos de cobro de un crédito por M\$ 16.070.521, que la Sociedad Pacific Energy Sub Co. (filial de Southern Cross) mantenía vigente con Atacama Finance Co. (filial de GasAtacama).

### b) Costos relacionados con la adquisición

Endesa Chile incurrió en costos de M\$ 23.543 relacionados con la adquisición de Inversiones GasAtacama Holding Limitada, por concepto de honorarios de asesoría financiera. Estos costos fueron reconocidos en el año 2014 en el rubro Otros gastos por naturaleza del estado de resultados integrales consolidado.

### c) Activos adquiridos identificables y pasivos asumidos identificables

A continuación se resume los montos reconocidos para los activos adquiridos y los pasivos asumidos en la fecha de adquisición:

	M\$
Efectivo	174.028.622
Transacción reconocida de forma separada de la adquisición de activos y de la asunción de pasivos (i)	(16.070.521)
<b>Total precio pagado</b>	<b>157.958.101</b>

	Valor razonable
Activos netos adquiridos identificables	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	120.303.339
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	34.465.552
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	5.692.257
Inventarios corrientes	15.009.265
Propiedades, planta y equipo(*)	199.660.391
Activo por impuestos diferidos(**)	2.392.531
Otros activos	23.906.126
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	(30.818.836)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	(34.445.277)
Pasivo por impuestos diferidos(**)	(28.923.167)
Otros pasivos	(10.874.817)
<b>Total</b>	<b>296.367.364</b>

(\*) Ver Nota 16.b.

(\*\*) Ver Nota 17.a.

Respecto al monto bruto de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no se prevé riesgo de incobrabilidad.

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

i.- Enfoque qué mercado, mediante el método de comparación, tomando como base los precios de mercado cotizados para elementos idénticos o comparables cuando estos están disponibles.

ii.- Enfoque del costo, o costo de reposición depreciado, el cual refleja los ajustes relacionados con el deterioro físico así como también la obsolescencia funcional y económica.

iii.- Enfoque de ingresos, el cual mediante técnicas de valoración que convierten montos futuros (por ejemplo, flujos de efectivo o ingresos y gastos) en un monto presente único (es decir, descontado). La medición del valor razonable se determina sobre la base del valor indicado por las expectativas de mercado presentes sobre esos montos futuros.

#### Conciliación de valores

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

**d) Plusvalía**

	<b>Saldo al</b>
	<b>31-12-2014</b>
	<b>M\$</b>
Precio pagado en efectivo	157.958.101
Valor razonable de participación pre-existente	157.147.000
Valor razonable de los activos netos adquiridos identificables	(296.367.364)
<b>Plusvalía (*)</b>	<b>18.737.737</b>

(\*)Ver Nota 15.

La plusvalía es atribuible principalmente al valor de las sinergias que se esperan lograr a través de la integración de GasAtacama en el Grupo. Estas sinergias están relacionadas, entre otras, con reducción de costos administrativos, de estudios y estructuras, que podrían ser absorbidos por Endesa Chile.

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

La remediación del valor razonable de 50% de participación pre-existente que Endesa Chile tenía sobre GasAtacama, resultó en una ganancia de M\$ 21.546.320. Este monto corresponde a la diferencia positiva que surge de comparar el valor razonable de la participación pre-existente, que ascendió a M\$ 157.147.000, y el valor de la inversión contabilizada bajo el método de la participación en la fecha de adquisición, que ascendía a M\$ 135.600.680.

Por otra parte, las diferencias de cambio por conversión de la participación pre-existente, acumuladas en el patrimonio de Endesa Chile hasta la fecha de toma de control, fueron reclasificadas al resultado del ejercicio, generando una ganancia de M\$ 21.006.456.

Ambos montos fueron registrados en el rubro "otras ganancias (pérdidas)" del estado de resultados integrales en el ejercicio 2014.



## 7. EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO.

- a) La composición del rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Efectivo en caja	4.759	551.153
Saldos en bancos	10.802.821	130.725.229
Depósitos a plazo	971.873	168.153.726
Otros instrumentos de renta fija	25.645.780	37.198.695
<b>Total</b>	<b>37.425.233</b>	<b>336.628.803</b>

Los depósitos a 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 pactos con compromiso de retrocompra, cuyo vencimiento es 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	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
\$ Chilenos	27.625.086	43.104.563
\$ Argentinos	5.531.184	16.686.627
\$ Colombianos	-	224.221.908
Nuevo sol peruano	-	27.175.201
US\$ Estadounidenses	4.268.963	25.440.504
<b>Total</b>	<b>37.425.233</b>	<b>336.628.803</b>

- c) A continuación se muestran los montos pagados para obtener el control de subsidiarias, al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

Adquisición de subsidiarias	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Importes por adquisiciones pagadas en efectivo y equivalentes al efectivo	-	(157.958.101)
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en entidades adquiridas	-	120.303.339
<b>Total neto (*)</b>	<b>-</b>	<b>(37.654.762)</b>

(\*) Ver Nota 6.

- d) A continuación se presenta la conciliación de efectivo y equivalentes al efectivo presentados en el estado de situación con el efectivo y equivalentes al efectivo en el estado de flujo de efectivo, al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo ( estado de situación financiera)	37.425.233	336.628.803
Efectivo y equivalentes al efectivo atribuidos a activos mantenidos para la venta	-	29.702
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para distribuir a los propietarios (*)	112.313.130	-
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)</b>	<b>149.738.363</b>	<b>336.658.505</b>

(\*)Ver Nota 4.1

- e) A continuación se muestran los montos recibidos por la venta de participación de subsidiarias, al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

Pérdida de control en subsidiarias	31-12-2015 M\$	31-12-2014 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>6.639.653</b>	<b>-</b>

(\*) Ver Nota 2.4.1 y 30

## 8. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

Otros activos financieros	Saldos			
	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Inversiones Disponibles para la Venta que cotizan	-	-	389	425
Inversiones Disponibles para la Venta no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	3.001.868	4.202.577
Instrumentos Derivados Cobertura (*)	76.703	1.221.342	18.716.463	3.711.802
Instrumentos Derivados No Cobertura (**)	-	2.958.770	-	22.002
Inversiones a mantener hasta el vencimiento	934.852	20.669.908	-	-
<b>Total</b>	<b>1.011.555</b>	<b>24.850.020</b>	<b>21.718.720</b>	<b>7.936.806</b>

(\*) Ver Nota 20.2.a.

(\*\*) Ver Nota 20.2.b.

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

a) La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	31-12-2015		31-12-2014	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
<b>Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto</b>	<b>365.024.469</b>	<b>35.901</b>	<b>437.038.801</b>	<b>141.216.512</b>
Cuentas comerciales, bruto	271.783.505	35.901	335.438.803	136.744.799
Otras cuentas por cobrar, bruto	93.240.964	-	101.599.998	4.471.713

Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	31-12-2015		31-12-2014	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
<b>Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto</b>	<b>363.475.277</b>	<b>35.901</b>	<b>433.407.008</b>	<b>141.216.512</b>
Cuentas comerciales, neto	270.234.313	35.901	333.117.446	136.744.799
Otras cuentas por cobrar, neto	93.240.964	-	100.289.562	4.471.713

Los saldos incluidos en este rubro, en general, no devengan intereses.

El Grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 10.1.

b) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagados, pero no deteriorados es el siguiente:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	Saldo al	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Con antigüedad menor de tres meses	1.122.810	9.595.932
Con antigüedad entre tres y seis meses	522	571.114
Con antigüedad entre seis y doce meses	411.387	1.812.932
<b>Total</b>	<b>1.534.719</b>	<b>11.979.978</b>

c) Los movimientos en la provisión de deterioro de cuentas comerciales por venta fueron los siguientes:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente y no Corriente M\$
<b>Saldo al 1 de enero de 2013</b>	<b>4.587.452</b>
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	(140.365)
Montos castigados	(411.830)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(43.031)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2013</b>	<b>3.992.226</b>
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	748.748
Montos castigados	(1.035.170)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(74.011)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>3.631.793</b>
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*) (**)	480.617
Montos castigados	(3.566)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(213.092)
Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	(2.346.560)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>1.549.192</b>

(\*) Ver Nota 28: Depreciación, amortización y pérdida por deterioro.

(\*\*)El aumento de las provisiones por deterioro de cuentas comerciales, relacionadas con las operaciones continuadas de Endesa Chile, ascendió a M\$ 371.558 durante el ejercicio 2015. Por otra parte, el 100% de los montos castigados y diferencias de conversión de moneda extranjera generadas en 2015, se relacionan con las operaciones discontinuadas (Ver Nota 4.1).

#### 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.

d) Información adicional:

- Información adicional estadística requerida por oficio circular N° 715, de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, de fecha 03 de febrero de 2012 (taxonomía XBRL). Ver Anexo 7.
- Información complementaria de cuentas comerciales: Ver anexo 7.1.

## 10. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.

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

Las transacciones con sociedades filiales 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 empresas relacionadas, ni provisiones por deudas de dudoso cobro.

### 10.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas no consolidables son los siguientes:

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

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	País	Corrientes		No corrientes	
							31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Asociada	\$ Arg	Argentina	-	180.969	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	44.709.413	38.040.166	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	501.764	163.098	-	-
Extranjera	Compañía Interconexión Energética S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Arg	Brasil	-	7.467.263	-	-
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	-	7.529.800	-	-
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	-	27.827	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Perú	-	321.910	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	-	23.893	-	-
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Perú	-	5.507.890	-	-
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Perú	-	653.237	-	-
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Perú	-	926.965	-	-
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Cla. Cie. mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Arg	Argentina	-	3.415	-	-
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colima Ltda.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	3.009	7.658	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	-	260.417	-	-
94.271.000-3	Enerasis Américas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Chile	265.162	296.325	-	-
Extranjera	Generalilma S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Perú	-	3.176.836	-	-
76.418.940-K	GNI Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	-	10.500	-	-
76.418.940-K	GNI Chile S.A.	Anticipo Compra de Gas	Menos de 90 días	Asociada	US\$	Chile	15.570.315	11.845.926	-	-
76.418.940-K	GNI Chile S.A.	Préstamos	Menos de 90 días	Asociada	US\$	Chile	1.498.339	549.359	-	-
76.789.080-4	GNI Quintero S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	571.118	649.996	-	-
76.107.186-6	ICT Servicios Informáticos Ltda. (*)	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	-	10.500	-	-
79.913.810-7	Inmobiliaria Manso de Velasco S.A. (*)	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	-	579	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	18.277	-	-	-
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	462	1.524	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	1.849.765	1.477.177	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	86.713	156.613	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	198	-	-	-
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	64	64	-	-
Extranjera	Distribuidor Inversora S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Asociada	US\$	Argentina	-	6.158	-	-
Extranjera	PH Chucas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Costa Rica	1.188.564	-	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Derivados de commodities	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	España	1.858.366	99.662	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	España	-	36.067	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	232.867	-	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	59.786	21.647	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	215.977	-	-	-
76.321.458-3	Almeyda Solar S.P.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	91.443	-	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos SA	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	129.727	-	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Derivados de commodities	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Italia	20.397	-	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Italia	-	3.256	-	-
<b>Total</b>							<b>68.867.726</b>	<b>81.090.930</b>		

(\*) Con fecha 31 de diciembre de 2014 Inmobiliaria Manso de Velasco S.A. fue fusionada con ICT Servicios Informáticos Ltda., siendo esta última sociedad la continuadora legal con el nombre Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.

#### b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	País	Corrientes		No corrientes	
							31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Compra de Combustible	Menos de 90 días	Asociada	\$ Arg	Argentina	-	1.762.205	-	-
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	\$ Arg	Argentina	17.836	33.288	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	57.024	33.575	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	8.996.228	12.169.357	-	-
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	-	2.068.114	-	-
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	-	69.568	-	-
Extranjera	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Arg	Argentina	-	7.467.263	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Perú	-	207.716	-	-
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Perú	-	478.950	-	-
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Perú	-	35.678	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	641.113	335.962	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	77.049	-	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	-	127.568	-	-
94.271.000-3	Enerasis Américas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Chile	1.436.317	1.442.312	-	-
94.271.000-3	Enerasis Américas S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Chile	47.843.968	61.089.088	-	-
94.271.000-3	Enerasis Américas S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	\$ Col	Chile	-	57.423.449	-	-
94.271.000-3	Enerasis Américas S.A.	Cla. Cie. mercantil	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Chile	-	36.253	-	-
94.271.000-3	Enerasis Américas S.A.	Préstamos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Chile	177.747.326	60.904.443	-	-
94.271.000-3	Enerasis Américas S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	Soles	Chile	-	3.139.149	-	-
76.418.940-K	GNI Chile S.A.	Compra de Gas	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	6.357.467	19.806.375	-	-
76.107.186-6	ICT Servicios Informáticos Ltda. (*)	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	-	190.080	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	1.457.580	-	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	334.425	1.547.416	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Compra de Carbón	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	España	309.558	2.881.032	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	España	462.211	-	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Derivados de commodities	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	España	2.899.021	1.102.253	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica SRL	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	\$ Col	España	-	7.961	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica SRL	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	\$ Arg	España	-	20.444	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica SRL	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	España	419.898	261.050	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica SRL	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	Eur	España	-	209.132	-	-
Extranjera	Enel Produzione S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Italia	216.599	99.837	97.186	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Negocio Conjunto	CH\$	Chile	258.625	157.762	-	-
Extranjera	Enel Ingeniería & Ricerca	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Italia	4.295.894	2.123.506	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	50.757	-	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Brasil	76.021	95.690	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	2.196.983	-	-	-
76.321.458-3	Almeyda Solar S.P.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	1.113	-	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos SA	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	1.162.999	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	Eur	Italia	11.849	-	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Italia	237.624	-	-	-
<b>Total</b>							<b>257.584.485</b>	<b>237.525.246</b>	<b>97.186</b>	

(\*) Con fecha 31 de diciembre de 2014 Inmobiliaria Manso de Velasco S.A. fue fusionada con ICT Servicios Informáticos Ltda., siendo esta última sociedad la continuadora legal con el nombre Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

El detalle de las transacciones con entidades relacionadas no consolidables es el siguiente:

R.U.T.	Sociedad	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	País	Saldo al		
					31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	337.882.270	262.011.113	182.946.267
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	30.650.096	17.612.598	1.558.697
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	-	(82.255)	(7.596)
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	(28.371.022)	(11.335.478)	(2.433.950)
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	21.641	31.007	9.267
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Matriz	Servicios Prestados	Chile	-	-	15
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Matriz	Servicios Prestados	Chile	1.467.189	1.380.813	-
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Matriz	Préstamos	Chile	(4.545.877)	(14.263.659)	(17.722.188)
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Matriz	Servicios Recibidos	Chile	(6.283.408)	(5.069.370)	(1.093.820)
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Argentina	(1.281.486)	(118.566)	(35.012)
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Argentina	15.903	17.099	20.319
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	1.907	3.369	1.696
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Colombia	69.490.689	106.451.872	155.432.080
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Colombia	(838.185)	(1.015.099)	(25.482)
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Colombia	97.342	112.364	102.046
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Colombia	(142.605)	(147.705)	(156.355)
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Préstamos	Colombia	(12.947)	-	-
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Colombia	(24.597.268)	(26.321.732)	(24.036.652)
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Asociada	Servicios Recibidos	Argentina	(525.165)	(540.848)	(586.483)
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Perú	71.454.196	63.796.914	82.950.522
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Perú	16.442.636	(141.495)	(122.031)
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	-	11.966.790	141.190
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Perú	(523.989)	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Matriz Común	Consumo de Combustible	España	(15.030.911)	(30.218.202)	(47.540.061)
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Matriz Común	Derivados de commodities	España	(2.144.063)	(2.521.138)	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	España	(23.329)	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	España	-	17.157	-
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Perú	320.120	67.108	856.559
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Perú	(2.337.992)	(2.879.068)	(141.984)
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	608.437	264.024	(726.425)
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Perú	(192)	-	137.866
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Matriz Común	Préstamos	Perú	(27.502)	-	-
Extranjera	Generalina S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	151.907	3.126.444	1.826.218
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Colombia	(1.076.426)	(1.055.225)	(883.691)
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Colombia	4.239.620	3.230.442	9.145.949
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Venta de Energía	Chile	3.260.734	2.671.120	2.808.698
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Servicios Prestados	Chile	650.390	956.854	835.543
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Peajes de Electricidad	Chile	151.088	47.263	-
Extranjera	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Argentina	(811.173)	(805.099)	(1.036.437)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Peajes de Gas	Chile	(3.296.956)	(3.409.581)	(2.734.877)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Consumo de Combustible	Chile	(952.044)	(434.289)	(428.555)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Consumo de Gas	Chile	(123.964.573)	(114.115.041)	(60.095.868)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Préstamos	Chile	81.749	58.193	40.124
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Transporte de Gas	Chile	(52.195.582)	(39.638.398)	(34.796.120)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Servicios Prestados	Chile	54.377	56.042	769.402
76.107.186-6	ICT Servicios Informáticos Ltda.(*)	Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	(826.358)	(954.995)	(1.090.847)
76.107.186-6	ICT Servicios Informáticos Ltda.(*)	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	17.780	14.419	14.936
79.913.810-7	Inmobiliaria Manso de Velasco S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	-	5.526	2.939
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	286.833	942.615	356.056
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(5.713.909)	(8.117.834)	(6.119.652)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	2.292	6.433	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	(61.307)	(152.045)	225.833
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	-	34.008	(65.184)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	-	(3.805)	-
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	-	-	(44.504)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	-	(12.399)	1.036.437
Extranjera	Compañía Interconexo Energética S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Brasil	811.173	805.099	-
Extranjera	Enel Iberoamérica SRL	Matriz	Servicios Recibidos	España	(363.777)	(722.172)	(396.540)
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	Asociada	Préstamos	Chile	(9.322)	-	46.444
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	Asociada	Servicios Prestados	Chile	-	23.891	10.281
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Asociada	Peajes de Electricidad	Chile	(1.473.974)	(1.378.743)	(1.243.417)
76.014.570-K	Gas Acaema Chile S.A. (**)	Negocio Conjunto	Compra de Energía	Chile	-	(3.322.616)	(9.295.172)
76.014.570-K	Gas Acaema Chile S.A. (**)	Negocio Conjunto	Transporte de Gas	Chile	-	(7.764.442)	(20.937.075)
76.014.570-K	Gas Acaema Chile S.A. (**)	Negocio Conjunto	Préstamos	Chile	-	229.609	489.864
76.014.570-K	Gas Acaema Chile S.A. (**)	Negocio Conjunto	Venta de Energía	Chile	-	1.858.318	95.845
76.014.570-K	Gas Acaema Chile S.A. (**)	Negocio Conjunto	Servicios Recibidos	Chile	-	(5.487)	(219.671)
Extranjera	PH Chuacas S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Costa Rica	1.188.584	-	236.173
Extranjera	Central Dock Sud S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Argentina	3.383	2.442	3.091
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Matriz Común	Venta de Gas	España	14.604.841	-	21.397.171
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	España	226.509	-	51.722
76.126.507-5	Parque Eólico Taliny Oriente SA	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(502.332)	(5.141.673)	(1.148.051)
76.126.507-5	Parque Eólico Taliny Oriente SA	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	153.158	-	-
Extranjera	Enel Ingeniería & Ricerca	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia	(2.140.170)	(437.196)	(573.929)
96.764.840-k	Construcciones y Proyectos Los Maitenes S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	-	9.305	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Matriz Común	Derivados de commodities (*)	Italia	(833.366)	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia	(216.437)	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Italia	-	3.222	-
Extranjera	Endesa España S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	España	(74.767)	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(26.456.123)	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	217.448	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos SA	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(14.929.463)	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos SA	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	670.035	-	-
76.321.458-3	Almeyda Solar S.P.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(289.186)	-	-
76.321.458-3	Almeyda Solar S.P.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	87.080	-	-
Extranjera	Compañía Energética Veracruz S.A.C.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	1.058.037	-	-
Extranjera	Enel Produzione S.p.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia	(403.404)	-	-
Extranjera	Enel Latinoamérica	Matriz	Servicios Recibidos	España	(89.075)	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Matriz	Servicios Prestados	Italia	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Matriz	Servicios Recibidos	Italia	(1.166.150)	-	-
Extranjera	INVERSIONES DISTRILIMA	Filial	Préstamos	Perú	(1.747)	-	-
<b>Total</b>					<b>231.835.882</b>	<b>195.589.794</b>	<b>227.811.021</b>

(\*) Con fecha 31 de diciembre de 2014 Inmobiliaria Manso de Velasco S.A. fue fusionada con ICT Servicios Informáticos Ltda. siendo esta última sociedad la continuadora legal con el nombre Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.

(\*\*) Ver Nota 2.4.1 y 6

Los trasposos 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 períodos iguales y se amortizan en función de la generación de flujos.

## 10.2 Directorio y personal clave de la Gerencia.

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

El Directorio vigente al 31 de diciembre de 2015 fue elegido, en primera instancia, en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 27 de abril de 2015. En sesión de Directorio celebrada con esa misma fecha fueron designados los actuales Presidente, Vicepresidente y Secretario del Directorio, y se realizó el nombramiento de nuevos directores en reemplazo de aquellos que presentaron su renuncia durante el período.

### 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 transacciones 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 Endesa Chile. Los beneficios que a continuación se describen, en lo referente a su metodología de determinación, se establecieron en la Junta Ordinaria de accionistas del año 2015.

De acuerdo a lo anterior dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 174 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento.
- 84 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión.

En ambos casos con un incremento de un 100% para el Presidente y de un 50% para el Vicepresidente.

En el evento que un Director de Endesa Chile tenga participación en más de un Directorio de filiales y/o coligadas, nacionales o extranjeras, o se desempeñare como director o consejero de otras sociedades o personas jurídicas nacionales o extranjeras en las cuales Endesa Chile ostentare directa o indirectamente, alguna participación, sólo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.

Los ejecutivos de Endesa Chile y/o de sus filiales o coligadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades filiales, coligadas, o participadas en alguna forma, nacionales o extranjeras de Endesa Chile.

### Comité de Directores

Cada miembro integrante del Comité de Directores percibe una dieta por asistencia a Sesión de 58 Unidades de Fomento, como retribución fija mensual a todo evento, y de 28 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión, sin límite de sesiones remuneradas.

En la Junta Ordinaria de Accionistas de Endesa Chile del año 2015 se aprobó modificar el acuerdo sobre remuneración del Comité de Directores adoptado en la Junta Ordinaria de Accionistas del año 2014, en el sentido de eliminar el límite de 12 sesiones remuneradas al año, y de este modo pagarles a los integrantes de dicho comité la remuneración mensual fijada de 58 unidades de fomento por cada una de las sesiones a la que hubieran asistido en el precitado período por sobre el referido límite de las 12 sesiones.

Por la promulgación de la Ley N° 20.382 sobre perfeccionamiento de los Gobiernos Corporativos, se estableció la fusión del Comité de Directores y el Comité de Auditoría.

A continuación se detallan las retribuciones percibidas por el Directorio al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

Nombre	Cargo	31-12-2015			
		Período de desempeño	Directorio de Endesa M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
Enrico Viale (1) (8)	Presidente	01/01/15 al 31/12/15	-	-	-
Ignacio Mateo Montoya (2) (8)	Vicepresidente	01/01/15 al 31/12/15	-	-	-
Francesco Buresti (8)	Director	01/01/15 al 31/12/15	-	-	-
Felipe Lamarca Claro	Director	01/01/15 al 31/12/15	91.432	-	32.038
Enrique Cibié Bluth	Director	01/01/15 al 31/12/15	91.432	-	32.038
Susana Carey Claro (3) (6)	Director	01/01/15 al 27/04/15	18.065	-	7.336
Isabel Marshall Lagarrigue (4)	Director	01/01/15 al 31/12/15	91.432	-	-
Vittorio Vagliasindi (5) (8)	Director	01/01/15 al 31/12/15	-	-	-
Alfredo Arahuetes García (6)	Director	01/01/15 al 27/04/15	18.065	-	-
Jorge Atton Palma (7)	Director	27/04/15 al 31/12/15	73.366	-	24.454
Francesca Gostinelli (7) (8)	Director	27/04/15 al 31/12/15	-	-	-
<b>TOTAL</b>			<b>383.792</b>	<b>-</b>	<b>95.866</b>

Nombre	Cargo	31-12-2014			
		Período de desempeño	Directorio de Endesa M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
Jorge Rosenblut Ratnoff	Presidente	01/01/14 al 04/11/14	92.967	-	-
Paolo Bondi	Vicepresidente	01/01/14 al 04/11/14	-	-	-
Enrico Viale	Presidente	04/11/14 al 31/12/14	-	-	-
Ignacio Mateo Montoya	Vicepresidente	04/11/14 al 31/12/14	-	-	-
Francesco Buresti	Director	01/01/14 al 31/12/14	-	-	-
Vittorio Corbo	Director	01/01/14 al 28/07/14	32.446	-	-
Jaime Bauzá Bauzá	Director	01/01/14 al 04/11/14	42.235	-	14.624
Felipe Lamarca Claro	Director	01/01/14 al 31/12/14	54.383	-	17.321
Alfredo Arahuetes García	Director	01/01/14 al 31/12/14	55.970	-	-
Enrique Cibié Bluth	Director	01/01/14 al 31/12/14	55.970	-	17.321
Susana Carey Claro	Director	01/01/14 al 31/12/14	9.486	-	4.121
Isabel Marshall Lagarrigue	Director	01/01/14 al 31/12/14	9.486	-	-
Manuel Morán Casero	Director	01/01/14 al 04/11/14	-	-	-
Vittorio Vagliasindi	Director	01/01/14 al 31/12/14	-	-	-
<b>TOTAL</b>			<b>352.943</b>	<b>-</b>	<b>53.387</b>

Nombre	Cargo	31/12/2013			
		Período de desempeño	Directorio de Endesa M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
Jorge Rosenblut Ratnoff	Presidente	01/01/13 al 31/12/13	98.197	-	-
Paolo Bondi	Vicepresidente	01/01/13 al 31/12/13	-	-	-
Francesco Buresti	Director	01/01/13 al 31/12/13	-	-	-
Vittorio Corbo Lioi	Director	01/01/13 al 31/12/13	49.099	-	-
Jaime Bauzá Bauzá	Director	01/01/13 al 31/12/13	49.099	-	15.451
Felipe Lamarca Claro	Director	01/01/13 al 31/12/13	49.099	-	15.451
Alfredo Arahuetes García	Director	01/01/13 al 31/12/13	49.099	-	-
Enrique Cibié Bluth	Director	01/01/13 al 31/12/13	49.099	-	15.451
Manuel Morán Casero	Director	01/01/13 al 31/12/13	-	-	-
<b>TOTAL</b>			<b>343.692</b>	<b>-</b>	<b>46.353</b>

- (1) El Sr. Enrico Viale asumió como Presidente el 4 de Noviembre 2014 en reemplazo de Jorge Rosenblut Ratnoff.
- (2) El Sr. Ignacio Mateo Montoya asumió como Vicepresidente el 4 de Noviembre 2014 en reemplazo de Paolo Bondi.
- (3) La Sra. Susana Carey Claro asumió como Director el 4 de Noviembre 2014 en reemplazo de Jaime Bauzá Bauzá.
- (4) La Sra. Isabel Marshall Lagarrigue asumió como Director el 4 de Noviembre 2014 en reemplazo de Vittorio Corbo.
- (5) El Sr. Vittorio Vagliasindi asumió como Director el 4 de Noviembre 2014 en reemplazo de Manuel Morán Casero.
- (6) La Sra. Susana Carey Claro y el Sr. Alfredo Arahuetes García, desempeñaron su cargo hasta el 27 de abril de 2015 como miembros Directorio Endesa Chile.
- (7) La Sra. Francesca Gostinelli y el Sr. Jorge Atton Palma asumieron como miembros del Directorio Endesa Chile el 27 de Abril de 2015.
- (8) Los Señores Enrico Viale, Ignacio Mateo Montoya, Francesco Buresti, Vittorio Vagliasindi, Paolo Bondi, Manuel Morán Casero y Francesca Gostinelli renunciaron a sus honorarios y dietas como miembros del Directorio de Endesa Chile.

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

### 10.3 Retribución del personal clave de la Gerencia de Endesa Chile.

#### a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la Gerencia

RUT	Miembros de la Alta Dirección	
	Nombre	Cargo
24.789.926-K	Valter Moro	Gerente General
22.357.225-1	Ramiro Alfonsín Balza (1)	Subgerente General y Gerente de Finanzas y Administración
12.403.710-7	Juan Fernando La Fuente Vila	Gerente de Planificación y Control
24.332.937-K	Federico Polemann	Gerente de Recursos Humanos
7.776.718-5	Luis Ignacio Quiñones Sotomayor	Fiscal
10.603.713-2	María Teresa González Ramírez	Gerente de Relaciones Comunitarias y Comunicación
11.629.179-7	Humberto Espejo Paluz (2)	Gerente de Trading y Comercialización
13.191.190-4	Claudio Helfmann Soto (3)	Gerente de Desarrollo de Negocios
11.565.097-1	Bernardo Canales Fuenzalida (4)	Gerente de Ingeniería y Construcción

- (1) El 26 de febrero de 2015, el Sr. Ramiro Alfonsín Balza, quien a la fecha se desempeñaba como Subgerente General, asumió adicionalmente como Gerente de Finanzas y Administración en reemplazo del Sr. Fernando Gardeweg Ried, quien renunció a su cargo con la misma fecha.
- (2) El Sr. Humberto Espejo Paluz asumió como Gerente de Trading y Comercialización el 26 de febrero de 2015, en reemplazo del Sr. José Venegas Maluenda, quien por mutuo acuerdo con la compañía renunció a la misma con fecha 31 de enero de 2015.
- (3) El Sr. Claudio Helfmann Soto asumió como Gerente de Desarrollo de Negocios el 26 de febrero de 2015.
- (4) El Sr. Bernardo Canales Fuenzalida asumió como Gerente de Ingeniería y Construcción el 26 de febrero de 2015.
- (\*) El Sr. Sebastián Fernández Cox quien ocupaba el cargo de Gerente de Planificación Energética, renunció a la compañía con fecha 8 de enero de 2015.
- (\*) El Sr. Fernando Prieto Plaza quien ocupaba el cargo de Gerente de Ingeniería, Proyectos, e I+D+ I Regional, por mutuo acuerdo con la compañía renunció a la misma, con fecha 31 de enero de 2015.
- (\*) El Sr. Paulo Jorge Domínguez Dos Santos quien ocupaba el cargo de Gerente Regional de Producción Eléctrica, renunció a su cargo con fecha 26 de febrero de 2015.

#### Planes de incentivo a los principales ejecutivos y gerentes

Endesa Chile tiene para sus ejecutivos un plan de bonos anuales por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la compañía. 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 devengadas por el personal clave de la Gerencia ascienden a:

	Saldo al	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Remuneración	1.581.984	2.144.848
Beneficios a corto plazo para los empleados	460.027	730.281
Otros beneficios a largo plazo	695.840	519.990
<b>TOTAL</b>	<b>2.737.851</b>	<b>3.395.119</b>

#### b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Gerencia de Endesa Chile.

No existen garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Gerencia de Endesa Chile.

### 10.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.

No existen planes de retribuciones a la cotización de la acción al Directorio.



## 11. INVENTARIOS.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Suministros para la producción	17.838.254	36.493.097
- Gas	3.882.410	1.407.285
- Petróleo	3.183.800	13.587.203
- Carbón	10.772.044	21.498.609
Repuestos	18.917.155	29.278.024
<b>Total</b>	<b>36.755.409</b>	<b>65.771.121</b>

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 31 de diciembre de 2015, las materias primas e insumos reconocidos como consumo de combustible ascienden a M\$ 327.502.996 (M\$ 305.479.173 y M\$ 211.612.174 al 31 de diciembre de 2014 y 2013, respectivamente). Ver Nota 26.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

## 12. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES.

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

	Saldo al	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Pagos provisionales mensuales	12.656.076	13.423.607
Tax Credit	-	21.113.943
Crédito por utilidades absorbidas	9.597	11.110.824
Créditos por gastos de capacitación	22.000	218.000
Ganancia mínima presunta (Argentina)	1.095	-
Otros	2.168.694	1.424.201
<b>Total</b>	<b>14.857.462</b>	<b>47.290.575</b>

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

	Saldo al	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Impuesto a la Renta	14.484.736	94.391.510
Otros	-	824
<b>Total</b>	<b>14.484.736</b>	<b>94.392.334</b>

### 13. INVERSIONES CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.

#### 13.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación.

a) A continuación se presenta un detalle de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01-01-2015	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos Declarados	Diferencia de Conversión	Otros Resultados Integrales	Otro incremento (Decremento)	Saldo al 31-12-2015	Provisión Patrimonio Negativo	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	Saldo al 31-12-2015
					M\$	M\$	M\$ (*)	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,5000%	10.777.659	-	5.121.427	(4.398.423)	1.120.074	(577.863)	-	12.042.874	-	-	12.042.874
GNL Quinteros S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,0000%	15.198.935	-	4.534.344	(4.449.179)	1.852.923	-	-	17.137.023	-	-	17.137.023
GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,3300%	1.818.168	-	495.389	-	348.472	-	-	2.662.029	-	-	2.662.029
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (2)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,0000%	6.144.556	2.550.000	(2.414.264)	-	-	-	-	6.280.292	-	-	6.280.292
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,0000%	6.426.004	-	1.168.149	-	-	-	-	7.594.153	-	-	7.594.153
Enel Brasil S.A.(3)	Asociada	Brasil	Real brasileño	38,6367%	538.876.930	-	36.473.505	(16.467.640)	(112.807.060)	(1.893.133)	-	444.182.602	-	(444.182.602)	-
Endesa Cemsa S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	45,0000%	1.979.132	-	(820.910)	-	(281.870)	-	-	876.352	-	(876.352)	-
Distrielec Inversora S.A. (4) y (5)	Asociada	Argentina	Peso argentino	0,8875%	-	-	497.609	-	(36.875)	(4.306)	-	456.428	(315.634)	(140.794)	-
Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso argentino	24,1760%	-	8.623	1.336.702	(585.303)	(171.618)	-	-	588.404	-	(588.404)	-
Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso argentino	24,1760%	-	8.623	1.192.755	(502.124)	(157.897)	-	-	541.357	-	(541.357)	-
Central Vuelta Obligada S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	34,5000%	-	12.213	-	-	(2.758)	-	-	9.455	-	(9.455)	-
<b>TOTALES</b>					<b>581.221.384</b>	<b>2.579.459</b>	<b>47.584.706</b>	<b>(26.402.669)</b>	<b>(110.136.609)</b>	<b>(2.475.302)</b>	<b>-</b>	<b>492.370.969</b>	<b>(315.634)</b>	<b>(446.338.964)</b>	<b>45.716.371</b>
Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01-01-2014	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos Declarados	Diferencia de Conversión	Otros Resultados Integrales	Otro incremento (Decremento)	Saldo al 31-12-2014	Provisión Patrimonio Negativo	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	Saldo al 31-12-2014
					M\$	M\$	M\$ (**)	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,5000%	9.682.324	-	4.566.154	(4.239.280)	847.016	31.475	(110.030)	10.777.659	-	-	10.777.659
GNL Quintero S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,0000%	4.797.508	-	5.808.748	(6.897.599)	311.747	13.445.396	(2.266.865)	15.198.935	-	-	15.198.935
GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,3300%	559.815	-	1.099.143	-	159.410	-	-	1.818.168	-	-	1.818.168
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Negocio Conjunto	Chile	Dólar estadounidense	50,0000%	123.627.967	-	3.053.468	-	8.919.247	-	(135.600.682)	-	-	-	-
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (2)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,0000%	69.684.864	3.315.000	(69.525.875)	-	-	-	-	6.144.556	-	-	6.144.556
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,0000%	6.073.897	-	585.051	-	-	-	(232.944)	6.426.004	-	-	6.426.004
Enel Brasil S.A. (3)	Asociada	Brasil	Real brasileño	38,6367%	543.713.349	-	62.181.302	(75.642.378)	10.619.850	(1.995.193)	-	538.876.930	-	-	538.876.930
Endesa Cemsa S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	45,0000%	2.400.103	-	(153.554)	-	(267.417)	-	-	1.979.132	-	-	1.979.132
Distrielec Inversora S.A. (4) y (5)	Asociada	Argentina	Peso argentino	0,8875%	141.706	-	(429.336)	-	(24.724)	(3.280)	-	(315.634)	315.634	-	-
<b>TOTALES</b>					<b>760.681.333</b>	<b>3.315.000</b>	<b>7.185.101</b>	<b>(86.779.257)</b>	<b>20.565.129</b>	<b>11.478.398</b>	<b>(135.539.954)</b>	<b>580.905.750</b>	<b>315.634</b>	<b>-</b>	<b>581.221.384</b>

(1) En abril de 2014 la Compañía Inversiones GasAtacama Holding Ltda. comienza a consolidarse por el método de integración global (ver Notas 2.4.1, y 6).

(2) La pérdida reconocida durante 2014, incluye una provisión por deterioro por M\$ 69.066.857 como consecuencia de la incertidumbre sobre la recuperabilidad de esta inversión. (Ver nota 34.5).

(3) Cambio de denominación social a contar del 12 de diciembre de 2014 de Endesa Brasil S.A. a Enel Brasil S.A.

(4) Los saldos correspondientes a la provisión por patrimonios negativos se presentan en el rubro Otros pasivos no financieros no corrientes.

(5) La influencia significativa se ejerce producto que Enersis, matriz de Endesa Chile, posee el 51,5% de participación sobre Distrielec.

(\*) La participación en las ganancias (pérdidas) correspondientes a las operaciones continuadas de Endesa Chile ascendió a M\$ 8.905.045, M\$ 54.413.310 y M\$24.309.345 al 31 de diciembre 2015, 2014 y 2013 respectivamente.

- b) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, no ocurrieron movimientos significativos de participaciones en nuestras asociadas.

### 13.2 Información financiera adicional de las inversiones en asociadas.

A continuación se detalla información financiera al 31 de diciembre de 2015 y 2014 de los estados financieros de las principales sociedades en la que Endesa Chile ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2015									
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganancia (Pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral M\$
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
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
Endesa Cemsa S.A.	45,00%	22.954.619	91.195	21.098.368	-	2.269.586	(4.093.829)	(1.824.243)	(626.380)	(2.450.623)
Enel Brasil S.A.	38,64%	796.102.019	1.994.170.371	653.756.271	725.006.818	2.016.488.835	(1.898.139.782)	118.349.053	(370.529.946)	(252.180.893)
Districel Inversora S.A.	0,89%	587.602	-	648.086	51.369.880	56.070.768	-	56.070.768	(9.439.319)	46.631.449

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2014									
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganancia (Pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral M\$
GNL Quintero S.A.	20,00%	98.325.654	597.812.711	20.036.542	600.107.009	117.435.890	(88.392.142)	29.043.748	68.785.714	97.829.462
Electrogas S.A.	42,50%	6.085.889	43.289.210	10.076.915	13.938.983	19.635.597	(8.891.705)	10.743.892	2.067.038	12.810.930
GNL Chile S.A.	33,33%	73.425.419	81.983	64.329.604	3.723.224	732.138.386	(728.840.589)	3.297.797	478.277	3.776.074
Endesa Cemsa S.A.	45,00%	28.225.495	873.712	24.701.137	-	1.280.939	(1.622.171)	(341.232)	(594.259)	(935.491)
Enel Brasil S.A.	38,64%	754.829.591	2.402.919.071	481.334.130	959.822.163	2.269.559.959	(2.058.056.356)	211.503.603	23.085.739	234.589.342
Districel Inversora S.A.	0,89%	759.186	-	823.444	35.501.499	-	(48.377.741)	(48.377.741)	-	(48.377.741)

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

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

### 13.3 Información financiera adicional de las inversiones en negocios conjuntos.

A continuación se incluye información al 31 de diciembre de 2015 y 2014 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que Endesa Chile posee negocio conjunto:

% Participación	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.		Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	
	51,0%	51,0%	50,0%	50,0%
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Total de Activos corrientes	502.938	485.966	4.870.520	4.426.445
Total de Activos no corrientes	15.159.321	15.026.706	12.228.334	11.420.593
Total de Pasivos corrientes	3.290.947	3.419.214	463.983	1.159.095
Total de Pasivos no corrientes	56.685	45.348	1.674.416	1.835.937
Efectivo y equivalentes al efectivo	428.440	319.670	4.457.803	3.930.814
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	2.099.517	2.672.950
Gasto por depreciación y amortización	-	(52.978)	(529.169)	(738.927)
Pérdidas por deterioro de valor	-	(131.894.113)	-	-
Ingresos procedentes de intereses	20.009	479.518	1.652.413	88.597
Gasto por impuestos a las ganancias	(8.586)	-	(496.978)	(205.839)
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>(4.733.482)</b>	<b>(136.325.281)</b>	<b>2.108.449</b>	<b>1.170.102</b>
<b>Resultado integral</b>	<b>(4.733.482)</b>	<b>(136.325.281)</b>	<b>2.108.449</b>	<b>1.170.102</b>

#### - Información Adicional relativa a operaciones Discontinuas.

##### i) Ampla y Coelce (filiales de nuestra asociada Enel Brasil S.A.)

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 (filiales de nuestra asociada Enel Brasil S.A.). Esta nueva legislación establece, entre otros aspectos, que el Gobierno, en su calidad de concedente, utilizará el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para efectuar el pago que le corresponde a las empresas concesionarias, como concepto de indemnización, por aquellos activos que no hayan sido amortizados al final del período de concesión.

Este nuevo antecedente originó una modificación en la forma en que se venían valorizando y clasificando los montos que las filiales de nuestra asociada 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 ahora a valorizarse en función de VNR y clasificándose estos derechos como inversiones financieras disponibles para la venta. Considerando lo anterior, se efectuó una nueva estimación de los montos que Ampla y Coelce esperan recibir al final del período de concesión, originándose el registro al 31 de diciembre de 2015 de un mayor activo e ingresos financieros por un monto de M\$ 61.136.882, que nivel de Endesa Chile implicaron un reconocimiento de resultados por M\$ 13.848.637; al 31 de diciembre de 2014 de un menor activo y gastos financieros por un monto de M\$ 68.728.638, que nivel de Endesa Chile implicaron un reconocimiento de resultados por (M\$ 13.099.670). Los resultados que Endesa Chile reconoce por su participación en Enel Brasil se presentan como ganancias (pérdidas) procedentes de operaciones discontinuas (Ver nota 4.1).

#### - Restricciones a la disposición de fondos de asociadas

Enel Brasil debe cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio, que restringen la transferencia de activos hacia sus propietarios. Al 31 de diciembre de 2015, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de Enel Brasil asciende a M\$ 100.594.399.

Al 31 de diciembre de 2015, la inversión de Endesa Chile en Enel Brasil ha sido clasificada como activos o grupo de activos mantenidos para distribuir propietarios. (Ver Nota 4.1)

#### 13.4 Compromisos y Contingencias.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, no existen compromisos y contingencias significativas en compañías asociadas y negocio conjunto.

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

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

Activos Intangibles Neto	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
<b>Activos Intangibles Identificables, Neto</b>	<b>20.905.426</b>	<b>52.451.833</b>
Costos de Desarrollo	-	5.666.572
Servidumbres y Derechos de Agua	8.052.525	31.781.522
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	-	1.514.216
Programas Informáticos	12.373.049	12.995.648
Otros Activos Intangibles Identificables	479.852	493.875

  

Activos Intangibles Bruto	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
<b>Activos Intangibles Identificables, Bruto</b>	<b>34.329.497</b>	<b>81.236.477</b>
Costos de Desarrollo	-	8.192.203
Servidumbres y Derechos de Agua	8.634.831	38.543.363
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	-	2.662.312
Programas Informáticos	25.214.814	25.534.402
Otros Activos Intangibles Identificables	479.852	6.304.197

  

Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
<b>Amortización Acumulada y Deterioro del Valor</b>	<b>(13.424.071)</b>	<b>(28.784.644)</b>
Costos de Desarrollo	-	(2.525.631)
Servidumbres y Derechos de Agua	(582.306)	(6.761.841)
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	-	(1.148.096)
Programas Informáticos	(12.841.765)	(12.538.754)
Otros Activos Intangibles Identificables	-	(5.810.322)

La composición y movimientos del activo intangible durante los ejercicios 2015 y 2014 han sido los siguientes:

### Año 2015

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres y Derechos de Agua	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2015	5.666.572	31.781.522	-	1.514.216	12.995.648	493.875	52.451.833
<b>Movimientos en activos intangibles identificables</b>							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	4.181.283	209.063	-	213.815	3.739.977	-	8.344.138
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(747.993)	(1.533.670)	-	(166.947)	(76.106)	18.464	(2.506.252)
Amortización	-	(872.437)	-	(530.306)	(1.994.281)	(20.145)	(3.417.169)
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>	<b>(2.398.107)</b>	<b>275.065</b>	<b>-</b>	<b>5.439</b>	<b>224.384</b>	<b>79.875</b>	<b>(1.813.344)</b>
Incrementos (disminuciones) por transferencias	2	275.419	-	5.439	(5.439)	(275.421)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(2.398.109)	(354)	-	-	229.823	355.296	(1.813.344)
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	<b>(949.049)</b>	<b>(80.000)</b>	<b>-</b>	<b>(41.042)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(1.070.091)</b>
Retiros de servicio	(949.049)	-	-	-	(41.042)	-	(990.091)
Disposiciones	-	(80.000)	-	-	-	-	(80.000)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios	(5.752.706)	(21.727.018)	-	(1.036.217)	(2.475.531)	(92.217)	(31.083.689)
<b>Total movimientos en activos intangibles identificables</b>	<b>(5.666.572)</b>	<b>(23.728.997)</b>	<b>-</b>	<b>(1.514.216)</b>	<b>(622.599)</b>	<b>(14.023)</b>	<b>(31.546.407)</b>
Saldo Final Activos Intangibles al 31-12-2015	-	8.052.525	-	-	12.373.049	479.852	20.905.426

Las adiciones de activos intangibles relacionados con las operaciones continuadas de Endesa Chile ascendieron a M\$ 3.025.400 durante 2015. Por otra parte, la amortización de activos intangibles relacionados con las operaciones continuadas ascendió a M\$ 1.498.864, 2.990.986 y 2.580.352 por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013. (Ver nota 4.1 y 28).

### Año 2014

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres y Derechos de Agua	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	7.365.667	28.962.374	7.247.556	1.824.734	7.876.555	2.771.659	56.048.545
<b>Movimientos en activos intangibles identificables</b>							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	1.990.879	1.778.162	-	280.380	5.355.491	-	9.404.912
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(311.518)	(431.185)	(3.305)	(91.295)	(11.790)	125.942	(723.151)
Amortización	(2.734.208)	(1.272.127)	(2.564.216)	(613.665)	(850.304)	(7.207)	(8.041.727)
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>	<b>(530.532)</b>	<b>2.744.298</b>	<b>(275.420)</b>	<b>(5.381)</b>	<b>628.545</b>	<b>(2.396.519)</b>	<b>164.991</b>
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	(557.131)	-	(5.381)	562.512	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(530.532)	3.301.429	(275.420)	-	66.033	(2.396.519)	164.991
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	<b>(113.716)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>119.443</b>	<b>(2.849)</b>	<b>-</b>	<b>2.878</b>
Retiros de servicio	(113.716)	-	-	-	(2.849)	-	(116.565)
Disposiciones	-	-	-	119.443	-	-	119.443
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta	-	-	(4.404.615)	-	-	-	(4.404.615)
<b>Total movimientos en activos intangibles identificables</b>	<b>(1.699.095)</b>	<b>2.819.148</b>	<b>(7.247.556)</b>	<b>(310.518)</b>	<b>5.119.093</b>	<b>(2.277.784)</b>	<b>(3.596.712)</b>
Saldo Final activos intangibles al 31-12-2014	5.666.572	31.781.522	-	1.514.216	12.995.648	493.875	52.451.833

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

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, la sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

## 15. PLUSVALÍA.

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía (fondo de comercio) por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento de los ejercicios 2015 y 2014:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial 01-01-2015	Incrementos por combinación de negocios	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	Saldo Final 31-12-2015
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Inversiones Gasatamarca Holding Ltda.	20.204.251	-	-	-	20.204.251
Cia. Eléctrica Tarapacá S.A.	Generación Chile - SING	4.656.105	-	-	-	4.656.105
Edegel S.A.A.	Edegel S.A.A.	88.241.040	-	2.351.245	(90.592.285)	-
Emgesa S.A.E.S.P.	Emgesa S.A.E.S.P.	4.886.064	-	(600.606)	(4.285.458)	-
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	7.622.438	-	(1.799.525)	(5.822.913)	-
<b>Total</b>		<b>125.609.898</b>	<b>-</b>	<b>(48.886)</b>	<b>(100.700.656)</b>	<b>24.860.356</b>

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial 01-01-2014	Incrementos por combinación de negocios	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	Saldo Final 31-12-2014
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (*)	Inversiones Gasatamarca Holding Ltda.	-	18.737.737	1.466.514	-	20.204.251
Cia. Eléctrica Tarapacá S.A.	Generación Chile - SING	4.656.105	-	-	-	4.656.105
Edegel S.A.A.	Edegel S.A.A.	81.661.135	-	6.579.905	-	88.241.040
Emgesa S.A.E.S.P.	Emgesa S.A.E.S.P.	5.213.756	-	(327.692)	-	4.886.064
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	8.565.202	-	(942.764)	-	7.622.438
<b>Total</b>		<b>100.096.198</b>	<b>18.737.737</b>	<b>6.775.963</b>	<b>-</b>	<b>125.609.898</b>

(\*) Ver Nota 6 d) y Anexo 1.

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

**a) Operaciones Continuidas.**

**1. Empresa Eléctrica Pangué S.A.**

Con fecha 12 de julio de 2002, Endesa Chile adquirió el 2,51% de acciones de Empresa Eléctrica Pangué S.A. haciendo efectiva la opción de venta que tenía el socio minoritario Internacional Finance Corporation (IFC).

Con fecha 2 de mayo de 2012 Empresa Eléctrica Pangué S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica San Isidro S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

**2. Inversiones GasAtacama Holding Limitada.**

Con fecha 22 de abril de 2014, Endesa Chile adquirió el 50% de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Limitada, que Southern Cross Latin America Private Equity Fund III L.P. poseía a dicha fecha, (ver Nota 2.4.1, 6.d y 15).

**3. Compañía Eléctrica San Isidro S.A.**

Con fecha 11 de agosto de 2005, Endesa Chile compró los derechos sociales de la sociedad Inversiones Lo Venecia Ltda., quién poseía como único activo un 25% de la sociedad San Isidro S.A.

Con fecha 1 de septiembre de 2013 Compañía Eléctrica San Isidro S.A. fue fusionada con Endesa Eco S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

Con fecha 1 de noviembre de 2013 Endesa Eco S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

**b) Operaciones Discontinuidas.**

**1. 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.

**2. Edegel S.A.A.**

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

**3. Emgesa S.A.E.S.P.**

Con fecha 23 de octubre del año 1997 Endesa Chile adquirió en conjunto con Endesa España el 48,5% de la Empresa colombiana Generadora de Electricidad Emgesa de Santa Fé de Bogotá en Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia de Endesa Chile, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (ver Nota 3.b).

## 16. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

a) A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto		31-12-2015	31-12-2014
		M\$	M\$
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Neto</b>		<b>2.729.717.092</b>	<b>5.230.428.848</b>
Construcción en Curso		511.700.683	1.187.912.827
Terrenos		51.375.538	59.924.326
Edificios		10.394.207	22.025.921
Planta y Equipo		2.109.572.014	3.868.224.748
Instalaciones Fijas y Accesorios		26.457.203	35.627.709
Arrendamientos Financieros		20.217.447	56.713.317

  

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto		31-12-2015	31-12-2014
		M\$	M\$
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Bruto</b>		<b>5.153.576.797</b>	<b>8.969.956.729</b>
Construcción en Curso		511.700.683	1.187.912.827
Terrenos		51.375.538	59.924.326
Edificios		22.542.374	42.788.328
Planta y Equipo		4.452.010.828	7.514.750.306
Instalaciones Fijas y Accesorios		87.187.343	84.793.177
Arrendamientos Financieros		28.760.031	79.787.765

  

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo		31-12-2015	31-12-2014
		M\$	M\$
<b>Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo</b>		<b>(2.423.859.705)</b>	<b>(3.739.527.881)</b>
Edificios		(12.148.167)	(20.762.407)
Planta y Equipo		(2.342.438.814)	(3.646.525.558)
Instalaciones Fijas y Accesorios		(60.730.140)	(49.165.468)
Arrendamientos Financieros		(8.542.584)	(23.074.448)

b) A continuación se presenta el detalle de Propiedades, Plantas y Equipos para los ejercicios 2015 y 2014:

Movimiento 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>	<b>1.187.912.827</b>	<b>59.924.326</b>	<b>22.025.921</b>	<b>3.868.224.748</b>	<b>35.627.709</b>	<b>56.713.317</b>	<b>5.230.428.848</b>
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	564.234.389	50.874.933	126.085	139.715	275.145	168.589	815.818.856
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(62.471.079)	(5.108.866)	(1.757.484)	(183.492.582)	(1.359.443)	901.095	(253.288.359)
Depreciación (*)	-	-	(1.750.734)	(218.184.844)	(5.997.874)	(3.890.602)	(229.824.054)
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del ejercicio (*)	(2.522.445)	-	-	12.655.609	-	-	10.133.164
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>	<b>(1.026.969.936)</b>	<b>14.273.553</b>	<b>5.680.711</b>	<b>1.025.604.705</b>	<b>5.980.519</b>	<b>(712.122)</b>	<b>23.857.490</b>
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias</b>	<b>(1.030.758.049)</b>	<b>3.985.957</b>	<b>341.572</b>	<b>1.026.911.028</b>	<b>3.436.292</b>	<b>(3.916.800)</b>	<b>-</b>
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(1.030.758.049)	3.985.957	341.572	1.026.911.028	3.436.292	(3.916.800)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	3.788.113	10.287.596	5.339.139	(1.306.263)	2.544.227	3.204.678	23.857.490
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	<b>(3.021.358)</b>	<b>-</b>	<b>(679)</b>	<b>(701.220)</b>	<b>(83.732)</b>	<b>(11.051)</b>	<b>(3.818.040)</b>
Disposiciones	-	-	-	(10.367)	(66.114)	(11.051)	(76.481)
Retiros	(3.021.358)	-	(679)	(690.853)	(17.618)	-	(3.730.508)
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	<b>(145.461.715)</b>	<b>(68.588.408)</b>	<b>(13.929.613)</b>	<b>(2.394.674.177)</b>	<b>(7.985.121)</b>	<b>(32.951.779)</b>	<b>(2.663.590.813)</b>
Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios	(145.461.715)	(68.588.408)	(13.929.613)	(2.394.674.177)	(7.985.121)	(32.951.779)	(2.663.590.813)
Otros incrementos (disminución)	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total movimientos</b>	<b>(676.212.144)</b>	<b>(6.548.788)</b>	<b>(11.631.714)</b>	<b>(1.758.652.734)</b>	<b>(9.170.506)</b>	<b>(36.495.870)</b>	<b>(2.500.711.756)</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>511.700.683</b>	<b>51.375.538</b>	<b>10.394.207</b>	<b>2.109.572.014</b>	<b>26.457.203</b>	<b>20.217.447</b>	<b>2.729.717.092</b>

(\*) Ver Nota 28

Las adiciones de propiedad, planta y equipo relacionados con las operaciones continuadas de Endesa Chile ascendieron a M\$ 204.350.080 durante 2015. Por otra parte, la depreciación de propiedad, planta y equipo relacionados con las operaciones continuadas ascendió a M\$ 123.336.694, 98.813.923 y 90.060.652 por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013. (Ver nota 4.1 y 28).

Movimiento año 2014	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 2014</b>	<b>870.787.402</b>	<b>56.927.135</b>	<b>20.737.186</b>	<b>3.670.530.303</b>	<b>15.585.705</b>	<b>57.721.214</b>	<b>4.692.288.945</b>
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	601.694.765	-	-	3.988	550.469	-	602.249.222
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	10.802.165	3.216.432	-	171.934.311	13.707.483	-	199.660.391
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(48.116.078)	(180.363)	(631.466)	(17.912.049)	1.428.360	2.853.253	(63.558.343)
Depreciación (**)	-	-	(1.301.473)	(189.570.715)	(2.366.179)	(3.861.179)	(197.099.517)
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del ejercicio	-	-	-	(13.770.564)	-	-	(13.770.564)
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>	<b>(246.310.557)</b>	<b>74</b>	<b>1.801.536</b>	<b>242.636.252</b>	<b>1.872.695</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias</b>	<b>(246.310.557)</b>	<b>74</b>	<b>1.801.536</b>	<b>242.636.252</b>	<b>1.872.695</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(246.310.557)	74	1.801.536	242.636.252	1.872.695	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	-
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(186.817)</b>	<b>(40.632)</b>	<b>-</b>	<b>(227.449)</b>
Disposiciones	-	-	-	(186.817)	(40.632)	-	(227.449)
Retiros	-	-	-	-	-	-	-
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(81.432)</b>	<b>-</b>	<b>(81.432)</b>
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta	-	-	-	-	(81.432)	-	(81.432)
Otros incrementos (disminución)	55.130	(38.952)	1.420.138	4.560.039	4.971.240	-	10.967.595
<b>Total movimientos</b>	<b>317.125.425</b>	<b>2.997.191</b>	<b>1.288.735</b>	<b>197.694.445</b>	<b>20.042.004</b>	<b>(1.007.897)</b>	<b>538.139.903</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>1.187.912.827</b>	<b>59.924.326</b>	<b>22.025.921</b>	<b>3.868.224.748</b>	<b>35.627.709</b>	<b>56.713.317</b>	<b>5.230.428.848</b>

(\*\*) Ver Nota 6.c.



**c) Principales inversiones**

**c.1) Operaciones Continuas:**

Las inversiones materiales en generación del negocio eléctrico en Chile incluyen los avances en el programa de nueva capacidad. En este sentido se destaca los avances en la construcción de la Central Hidroeléctrica Los Córdoros, que utilizará los recursos de la Laguna del Maule y que contará con una capacidad instalada de aproximadamente de 150 MW. Las adiciones relacionadas con este proyecto alcanzaron a M\$ 111.059.753 al 31 de diciembre de 2015 (M\$ 61.514.232 al 31 de diciembre 2014).

**c.2) Operaciones Discontinuas:**

Las inversiones materiales en generación del negocio eléctrico incluyen los avances en el programa de nueva capacidad. En ella se destaca los avances en la construcción de la Central Hidráulica de El Quimbo en Colombia de 400 MW de potencia instalada (ya finalizada), con una generación media anual de alrededor de 2.216 GWh., que implica adiciones al 31 de diciembre de 2015 por M\$ 287.285.701 (M\$ 175.419.903 al 31 de diciembre de 2014).

**d) Costos capitalizados**

**d.1) Gastos financieros capitalizados:**

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros ascendió a M\$ 42.484.720, M\$ 41.829.814 y M\$ 24.518.935, durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, respectivamente. La tasa media de financiamientos depende principalmente del área geográfica y varió en un rango comprendido entre un 9% y un 10,8% durante 2015 (entre 7,5% y 10,8% en 2014 y 7,22% e 7,5% en 2013)

Los costos capitalizados por concepto de gastos financieros, relacionados con las operaciones continuadas de Endesa Chile, ascendió a \$ 2.221.329, M\$ 1.817.283 y M\$ 998.984 por los ejercicios 2015, 2014 y 2013, respectivamente. (Ver Notas 4.1 y 31)

**d.2) Gastos de personal capitalizados:**

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso ascendió a M\$ 27.188.477, M\$ 29.170.488 y M\$ 18.981.922 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, respectivamente. De estos montos, M\$ 15.250.810, M\$ 16.466.173 y M\$ 10.625.755, respectivamente, se relacionan con las operaciones continuadas de Endesa Chile.

**e) Arrendamiento financiero**

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, las Propiedades, Planta y Equipo incluyen M\$ 20.217.448 y M\$ 56.713.317 respectivamente, correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero.

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

	31-12-2015			31-12-2014		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	2.840.639	1.007.567	1.833.072	11.492.537	1.587.086	9.905.451
Entre un año y cinco años	14.203.200	2.758.773	11.444.427	43.679.052	4.302.450	39.376.602
Más de cinco años	7.897.586	513.553	7.384.033	-	-	-
<b>Total (*)</b>	<b>24.941.425</b>	<b>4.279.893</b>	<b>20.661.532</b>	<b>55.171.589</b>	<b>5.889.536</b>	<b>49.282.053</b>

(\*)Ver Nota 18.1

Los activos en Leasing, provienen principalmente de:

- **Operaciones Continuas.**

Endesa Chile: 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 alcanza a M\$ 20.217.448 al 31 de diciembre de 2015 (M\$ 21.071.706 al 31 de diciembre de 2014).

- **Operaciones Discontinuas.**

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 31 de diciembre de 2015 y 2014.

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\$ 33.533.825 al 31 de diciembre de 2015 (M\$ 35.641.611 al 31 de diciembre de 2014).

f) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados al 31 de diciembre de 2015 y 2014 incluyen M\$1.240.625 y M\$ 2.939.241 respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados períodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Menor a un año	1.764.360	1.661.609
Entre un año y cinco años	7.361.782	6.850.130
Más de cinco años	8.769.808	8.268.791
<b>Total</b>	<b>17.895.950</b>	<b>16.780.530</b>

**g) Otras informaciones relativas a operaciones continuadas.**

1. Endesa Chile mantenía al 31 de diciembre de 2015 y 2014 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 226.793.675 y M\$ 89.623.698, respectivamente.
2. Al de diciembre de 2015 y 2014, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos ascendía a M\$ 13.903.028 y M\$ 21.952.283, respectivamente ( ver Nota 34.1).
3. La Sociedad y sus filiales nacionales tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000, 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. Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro gastos pagados por adelantado.”
4. La situación de determinados activos, básicamente obras e infraestructuras de instalaciones construidas con el objeto de dar respaldo a la generación de energía en el sistema SIC en el año 1998 ha cambiado, principalmente por la instalación en el SIC de nuevas centrales térmicas, la llegada de GNL y la entrada de nuevos proyectos. Lo anterior, configura una situación de abastecimiento en los próximos años que se estima no requerirá el uso de estas instalaciones. Por lo anterior, la Sociedad registró en el ejercicio de 2009 una provisión de deterioro de estos activos por M\$ 43.999.600, vigente a la fecha.
5. Con fecha 16 de octubre de 2012 Endesa Chile procedió a ejecutar el total de las boletas bancarias de garantías que aseguraban el fiel cumplimiento de las obras y la correcta y oportuna ejecución de las mismas, todo ello referido al Contrato “Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina, contrato ACP-003.06., suministro llave en mano de una planta de generación térmica a carbón de 350 MW” (“el contrato”) suscrito con fecha 25 de Julio de 2007, entre Empresa Nacional de Electricidad S.A. (“el propietario”) y el Consorcio formado por: (i) la empresa chilena “Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile y Compañía Limitada”; (ii) la empresa italiana “Tecnimont SpA”; (iii) la empresa brasileña “Tecnimont do Brasil Construcao e Administracao de Projetos Ltda.”; (iv) la empresa eslovaca Slovenske Energeticke Strojarnje a.s.” (“SES”); (v) la empresa chilena “Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada”; (todos colectivamente denominados “el Consorcio”).

El total de las referidas boletas correspondía a las cantidades de US\$ 74.795.164,44 y UF 796.594,29 (US\$ 38.200.000 aprox.). Durante el ejercicio 2012, se cobraron boletas por un monto total de US\$ 93.992.554. El cobro de estas Boletas de Garantías redujo la capitalización de los sobre costos incurridos con motivo de los incumplimientos al contrato.

Con fecha 17 de octubre de 2012, Endesa Chile interpuso ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional una solicitud de arbitraje en contra del Consorcio, con el objeto de exigir el íntegro y oportuno cumplimiento de las obligaciones pactadas, al amparo del contrato de construcción señalado. Con fecha 29 de diciembre de 2014, el Directorio de Endesa Chile aceptó y aprobó un acuerdo con el Consorcio que pone término al arbitraje y que otorga un amplio finiquito recíproco de las obligaciones. Como consecuencia de este acuerdo, al cierre de 2014 Endesa Chile incurrió en costos adicionales por U\$125 millones (aprox. M\$75.843.750), los cuales fueron reconocidos como parte del costo de adquisición de propiedades planta y equipos. Finalmente el pago de estos costos se concretó con fecha 6 de abril de 2015.

6. Al cierre del ejercicio 2014, Endesa Chile registró una provisión por deterioro por M\$ 12.581.947, relacionada con el proyecto Punta Alcalde. Esta provisión surge como consecuencia de que el proyecto, en su definición actual, no se encuentra totalmente alineado con la estrategia que la compañía está reformulando para el desarrollo de sus proyectos, particularmente en lo relacionado con liderazgo tecnológico, y la sustentabilidad con el medio ambiente y la sociedad. Endesa Chile ha decidido detener el desarrollo del proyecto a la espera de poder despejar la incertidumbre respecto de su rentabilidad.(ver nota 3.d).

7. Al cierre del ejercicio 2012, nuestra filial Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (“CELTA”) registró una pérdida por deterioro por M\$ 12.578.098, con el propósito de ajustar el valor libro de ciertos activos específicos que operan en el SING a su valor recuperable.

Al cierre del ejercicio 2015, se han puesto de manifiesto una serie de nuevos antecedentes que, habiéndose evaluado por la compañía, han supuesto la identificación y definición de una nueva UGE para todos los activos de Generación en Chile. En análisis realizado se sostiene en el hecho que Endesa Chile realiza una optimización y gestión para todos activos de su parque de generación, adquisición de combustibles y la decisión de la política comercial de forma centralizada, con ventas de contratos realizadas a nivel de la empresa y que no son asignadas por central. La generación de flujos depende de todos los activos en su conjunto.

Anteriormente, la compañía distinguía una UGE para los activos que operan en el SIC y otras para activos específicos que operan en el SING, bajo la consideración que existían dos mercados independientes. El nuevo esquema que plantea la interconexión del SIC y el SING, unifica los mercados, y considera formación de precios única, como ocurre con las últimas licitaciones de suministro a clientes regulados.

Por lo anterior, se han configurado condiciones que provocan la necesidad de reversar la pérdida por deterioro antes indicada. Lo anterior se fundamenta, entre otros aspectos, por la generación de valor que origina el proyecto de interconexión entre el SIC y SING que se prevé estará operativo en 2019, gracias a una mejor utilización de reservas, ampliación del mercado potencial para los activos específicos deteriorados y disminución del riesgo global del portafolio. Los efectos de la interconexión están considerados en las proyecciones a cinco años que utiliza la compañía para realizar las pruebas de deterioro (ver Nota 3.d).

8. Como parte de su estrategia de sostenibilidad y relaciones comunitarias, Endesa Chile ha decidido estudiar nuevas alternativas de diseño para el proyecto Neltume, en especial, respecto de la descarga sobre el lago Neltume, lo cual ha sido planteado por las comunidades en las diversas instancias de diálogo.

Para poder iniciar una nueva fase de estudio de una alternativa de proyecto que contemple la descarga de aguas sobre el río Fuy, a fines de diciembre de 2015 la compañía retiró el Estudio de Impacto Ambiental de la central. Esta decisión compete sólo al proyecto central Neltume y no al proyecto de transmisión, el que sigue su curso de tramitación en el Servicio de Evaluación Ambiental.

Como consecuencia de lo anterior, al 31 de diciembre de 2015 Endesa Chile reconoció un pérdida de M\$ 2.706.830, asociada al castigo de ciertos activos relacionados con el Estudio de Impacto Ambiental que ha sido retirado y a otros estudios directamente vinculados al antiguo diseño.

9. Al 31 de diciembre de 2015, Endesa Chile registró una provisión por deterioro por M\$ 2.522.445 asociada con el proyecto eólico Waiwen. Esta pérdida surge como resultado de nuevas mediciones realizadas por la compañía respecto a la viabilidad del proyecto, concluyendo que, bajo las condiciones existentes a la fecha, su rentabilidad es incierta.

**h)** Otras informaciones relativas a operaciones discontinuadas.

1. En el mes de noviembre del año 2010, la Compañía 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 31 de diciembre de 2015 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, la Compañía se encuentra además 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 éstos 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 al 31 de diciembre de 2015 este hito no ha finalizado, se genera un atraso de 77 días y un posible descuento al contratista tasado en M\$ Col \$ 83.849.329. (M\$ 18.906.813).

Por otra parte, el contrato también establece un margen de variación para las cantidades acordadas en el mismo, de tal forma que, si las cantidades finalmente ejecutadas están por debajo del 85% de las estimadas en el contrato, se le deberá pagar al Contratista la Administración y los imprevistos correspondientes a la cantidad faltante para llegar al 85% de lo contratado. De manera recíproca, si las cantidades realmente ejecutadas sobrepasan el 115% de las contratadas, se le descontará la Administración y los imprevistos a las cantidades que sobrepasen este 115%.

En concordancia con lo anterior, la compañía 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 8.455.079 (M\$ 1.906.498).

Por su parte, el Consorcio Impregilo OHL presentó ante la Compañía ocho reclamaciones por M\$ Col 147.685.420 (M\$ 33.300.929). Este monto 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. La Compañía 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 la Compañía (consignada en el contrato) y por estar incluidos (acordados y liquidados) en el addendum 13.

Adicionalmente, el contratista presentó notificaciones de ordenes de cambio (NOC) por valor de M\$ Col 28.522.475 (M\$ 6.431.406). Del análisis preliminar de las mismas, la Compañía registró en los estados financieros un valor de M\$ Col 8.425.765 (M\$ 1.899.888). El monto diferencial, corresponde a costos que no están bajo la responsabilidad de la Compañía o se encuentran reconocidas en el addendum 12 por valor de M\$ Col 11.945.357 (M\$ 2.693.505), por cuya razón se rechazan.

## 17. IMPUESTOS DIFERIDOS.

- a) El origen de los impuestos diferidos de activos y pasivos registrados al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Impuestos Diferidos de Activos	Impuestos diferidos de Activos relativos a						Impuestos Diferidos de Activos
	Depreciaciones Acumuladas	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Pérdidas fiscales	Otros	
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2015</b>	<b>42.410.489</b>	<b>7.788.371</b>	<b>494.680</b>	<b>54.260</b>	<b>4.851.839</b>	<b>2.775.070</b>	<b>58.374.709</b>
Movimientos							
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	1.319.678	6.151.750	23.625	(50.718)	7.868.630	(2.117.518)	13.195.447
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otro resultado integral	-	-	191.008	557.599	-	-	748.607
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(3.717.007)	(414.275)	(69.045)	(3.542)	-	(98.171)	(4.302.040)
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	(14.361.783)	(3.241.403)	(576.075)	-	-	(39.660)	(18.218.921)
Otros incrementos (decrementos)	(20.668.904)	(8.822.737)	(64.193)	(557.599)	-	182.949	(29.930.484)
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>4.982.473</b>	<b>1.461.706</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>12.720.469</b>	<b>702.670</b>	<b>19.867.318</b>

Impuestos Diferidos de Activos	Impuestos diferidos de Activos relativos a						Impuestos Diferidos de Activos
	Depreciaciones Acumuladas	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Pérdidas fiscales	Otros	
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2014</b>	<b>44.338.482</b>	<b>4.029.561</b>	<b>366.977</b>	<b>-</b>	<b>1.450.462</b>	<b>1.679.980</b>	<b>51.865.462</b>
Movimientos							
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	13.904	1.839.559	(139.462)	(1.716)	5.156.500	2.161.955	9.030.740
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otro resultado integral	-	-	1.779.099	(348.587)	-	-	1.430.512
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios (*)	-	879.716	-	-	537.933	974.882	2.392.531
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(2.365.601)	(63.966)	(55.492)	12.753	-	86.414	(2.385.892)
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	-	(29.583)	(1.761)	-	(1.448.281)	(1.142.270)	(2.621.895)
Otros incrementos (decrementos)	423.704	1.133.084	(1.454.681)	391.810	(844.775)	(985.891)	(1.336.749)
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>42.410.489</b>	<b>7.788.371</b>	<b>494.680</b>	<b>54.260</b>	<b>4.851.839</b>	<b>2.775.070</b>	<b>58.374.709</b>

(\*) Ver Nota 6.c.

Impuestos Diferidos de Pasivos	Impuestos diferidos de Pasivos relativos a						Impuestos Diferidos de Pasivos
	Depreciaciones Acumuladas	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	pérdidas fiscales	Otros	
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2015</b>	<b>361.570.401</b>	<b>41.553</b>	<b>-</b>	<b>163.062</b>	<b>-</b>	<b>28.544.947</b>	<b>390.319.963</b>
Movimientos							
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	18.628.285	243.817	(678)	-	-	15.789.511	34.660.935
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otro resultado integral	-	-	(65.055)	184.060	-	(200.434)	(81.429)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	3.316.715	-	65.061	5.424	-	(10.368.839)	(6.981.639)
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	(132.500.328)	(16.764)	(237)	(249.770)	-	(32.286.272)	(165.053.371)
Otros incrementos (decrementos)	(34.332.673)	16.649	909	(102.776)	-	(686.862)	(35.104.753)
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>216.682.400</b>	<b>285.255</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>792.051</b>	<b>217.759.706</b>

Impuestos Diferidos de Pasivos	Impuestos diferidos de Pasivos relativos a						Impuestos Diferidos de Pasivos
	Depreciaciones Acumuladas	provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	pérdidas fiscales	Otros	
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2014</b>	<b>290.656.225</b>	<b>20.222</b>	<b>-</b>	<b>4.104.129</b>	<b>-</b>	<b>10.908.943</b>	<b>305.689.519</b>
Movimientos							
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(26.734.119)	379	368	(4.687.449)	-	14.414.523	(17.006.298)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otro resultado integral	-	-	(3.674)	665.247	-	(1.306)	660.267
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios (*)	27.088.856	-	-	-	-	1.834.311	28.923.167
Diferencia de conversión de moneda extranjera	14.540.966	(307.279)	-	13.619	-	(813.443)	13.433.863
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	-	-	-	-	-	-	-
Otros incrementos (decrementos)	56.018.473	328.231	3.306	67.516	-	2.201.919	58.619.445
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>361.570.401</b>	<b>41.553</b>	<b>-</b>	<b>163.062</b>	<b>-</b>	<b>28.544.947</b>	<b>390.319.963</b>

(\*) Ver Nota 6.c.

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Sociedad considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas sociedades filiales cubren lo necesario para recuperar estos activos.

- b) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 9.925.718 y M\$ 9.087.377, respectivamente (ver Nota 3.o).

Endesa Chile no ha registrado impuesto diferido de activos y pasivos por diferencias temporales relacionadas con inversiones en filiales y en determinados negocios conjuntos. No ha reconocido impuesto diferido de pasivo asociado con utilidades no distribuidas, en las 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 temporales imponderables, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2015 asciende a M\$ 493.810.478 (M\$ 395.525.524 al 31 de diciembre de 2014).

Por otra parte, el monto total de las diferencias temporales deducibles relacionadas con inversiones en filiales y en determinados negocios conjuntos para los cuales no se han registrado activos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2015 asciende a M\$ 471.291.386 (M\$ 342.408.426 al 31 de diciembre de 2014).

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	2012-2014
Argentina	2008-2014
Brasil	2009-2014
Colombia	2012-2014
Perú	2009-2014

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 de Endesa Chile estima que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre los resultados futuros de las sociedades.

Al 31 de diciembre de 2015, los activos y pasivos asociados a las operaciones que Endesa Chile realiza fuera de Chile han sido reclasificados a mantenidos para distribuir a los propietarios. Del mismo modo, los resultados han sido reclasificados a operaciones discontinuadas. (Ver notas 3.j, 4.1 y 39)

A continuación se detallan los efectos por impuestos diferidos de los componentes de Otros Resultados Integrales:

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	31 de diciembre de 2015			31 de diciembre de 2014			31 de diciembre de 2013		
	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	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos financieros disponibles para la venta	(441.585)	10	(441.575)	(6.042)	1.306	(4.736)	109	(22)	87
Cobertura de flujo de caja	(135.791.934)	35.463.169	(100.328.765)	(138.419.154)	34.120.329	(104.298.825)	(80.955.947)	14.235.483	(66.720.464)
Ajustes por conversión	(244.110.922)	-	(244.110.922)	(8.365.502)	-	(8.365.502)	(18.023.501)	-	(18.023.501)
Ajustes de asociadas y negocios conjuntos	(2.475.299)	-	(2.475.299)	11.478.398	-	11.478.398	10.923.982	-	10.923.982
Ganancias (Pérdidas) actuariales definidas como beneficios de planes de pensiones	(216.648)	(5.476)	(222.124)	(4.680.070)	1.929.441	(2.750.629)	(3.618.423)	990.340	(2.628.083)
<b>Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto</b>	<b>(383.036.388)</b>	<b>35.457.703</b>	<b>(347.578.685)</b>	<b>(139.992.370)</b>	<b>36.051.076</b>	<b>(103.941.294)</b>	<b>(91.673.780)</b>	<b>15.225.801</b>	<b>(76.447.979)</b>

### c) Operaciones Continuadas.

En Chile con fecha 29 de septiembre de 2014, se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.780, que introduce modificaciones al sistema de impuesto a la renta y otros impuestos. La mencionada ley establece la sustitución del sistema tributario actual, a contar de 2017, por dos sistemas tributarios alternativos: el sistema de renta atribuida y el sistema parcialmente integrado.

La misma Ley establece un aumento gradual de la tasa de impuesto a la renta de las sociedades. Así, para el año 2014 dicho impuesto se incrementó a 21%, a 22,5% el año 2015 y a 24% el año 2016. A contar del año 2017 los contribuyentes sujetos al régimen de renta atribuida tendrán una tasa de 25%, mientras que las sociedades acogidas al sistema parcialmente integrado aumentarán su tasa a 25,5% el año 2017 y a 27% a contar del año 2018.

Asimismo, la referida ley establece que a las sociedades anónimas se le aplicará por defecto el sistema parcialmente integrado, a menos que una futura Junta Extraordinaria de Accionistas acuerde optar por el sistema de renta atribuida.

De acuerdo a lo indicado en nota 3.o) y asumiendo la aplicación del sistema parcialmente integrado, atendido a que ese es el sistema que por defecto deben aplicar las sociedades anónimas y que no se ha celebrado una Junta Extraordinaria de Accionistas que haya acordado adoptar el sistema alternativo, Endesa Chile reconoció las variaciones en sus activos y pasivos por impuestos diferidos, que se producen como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría, directamente en Patrimonio. En concreto, durante el ejercicio 2014 el cargo neto registrado en el Patrimonio de Endesa Chile ascendió a M\$ 59.956.195, disminuyendo el Patrimonio atribuible a los propietarios de la sociedad controladora en M\$ 58.529.578.

d) Operaciones Discontinuadas.

- En Colombia, la ley 1.739 de 2014 modificó la tarifa del impuesto de renta para la equidad (CREE) a partir del año gravable 2016, pasando del 8% al 9% de manera indefinida, la cual recae sobre las utilidades gravables obtenidas durante cada año; adicionalmente, la misma ley estableció la sobretasa al CREE del 5%, 6%, 8% y 9% por los años 2015, 2016, 2017 y 2018, respectivamente.

El efecto de las diferencias temporales que impliquen el pago de un menor o mayor impuesto sobre la renta en el año corriente, se contabiliza como impuesto diferido crédito o débito respectivamente a las tasas de impuestos vigentes cuando se revertan las diferencias (39% para el 2015, 40% para el 2016, 42% para el 2017, 43% para el 2018 y 34% a partir del 2019), siempre que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán en el futuro y además para el activo, que en ese momento se generará suficiente renta gravable.

Las filiales colombianas producto de este incremento en las tasas, reconocieron al 31 de diciembre de 2014 las variaciones en sus activos y pasivos por impuestos diferidos. El cargo neto a resultados fue de una utilidad de M\$ 1.766.932.

- En Perú, al 31 de diciembre de 2014, la tasa del impuesto a las ganancias es de 30% sobre la utilidad gravable luego de deducir la participación de los trabajadores que se calcula con una tasa de 5% sobre la utilidad imponible.

A partir del ejercicio 2015, en atención a la Ley N° 30296 de 2014, la tasa del impuesto a la renta aplicable sobre la utilidad gravable, luego de deducir la participación de los trabajadores será la siguiente: Año 2015 y 2016 de 28%, Año 2017 y 2018 de 27% y año 2019 en adelante de 26%.

Las filiales peruanas producto de este decremento en las tasas, reconocieron al 31 de diciembre de 2014 las variaciones en sus activos y pasivos por impuestos diferidos. El cargo neto a resultados fue de una utilidad de M\$ 18.906.796.



## 18. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El saldo de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	31 de diciembre de 2015		31 de diciembre de 2014	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos que devengan intereses	18.446.476	826.380.628	287.550.354	1.790.657.084
Instrumentos derivados de cobertura (*)	328.415	78.768.620	681.811	28.758.801
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	9.146.674	12.048.542	2.526.798	6.286.982
<b>Total</b>	<b>27.921.565</b>	<b>917.197.790</b>	<b>290.758.963</b>	<b>1.825.702.867</b>

(\*) Ver Nota 20.2.a.

(\*\*) Ver Nota 20.2.b.

### Préstamos que devengan intereses

18.1 El detalle de este rubro de corto y largo plazo al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	31 de diciembre de 2015		31 de diciembre de 2014	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos bancarios	58	-	34.908.368	158.762.494
Obligaciones no garantizadas	16.613.346	807.552.168	236.367.105	1.556.488.063
Arrendamiento financiero (*)	1.833.072	18.828.460	9.905.451	39.376.602
Otros préstamos	-	-	6.369.430	36.029.925
<b>Total</b>	<b>18.446.476</b>	<b>826.380.628</b>	<b>287.550.354</b>	<b>1.790.657.084</b>

(\*) Ver Nota 16.d

18.2 El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

#### - Resumen de préstamos bancarios por monedas y vencimientos.

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente				Total No Corriente al 31-12-2015
					Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2015	Vencimiento			Total No Corriente al 31-12-2015	
					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\$		
Chile	US\$	0,00%	0,00%	Sin Garantía	-	-	-	-	-	-	-	-
Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	Sin Garantía	58	-	58	-	-	-	-	-
Perú	US\$	0,00%	0,00%	Sin Garantía	-	-	-	-	-	-	-	-
Argentina	US\$	0,00%	0,00%	Sin Garantía	-	-	-	-	-	-	-	-
Argentina	\$ Arg	0,00%	0,00%	Sin Garantía	-	-	-	-	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	0,00%	0,00%	Sin Garantía	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>					<b>58</b>	<b>-</b>	<b>58</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente				Total No Corriente al 31-12-2014
					Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2014	Vencimiento			Total No Corriente al 31-12-2014	
					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\$		
Chile	US\$	6,32%	5,98%	Sin Garantía	-	1.007.362	1.007.362	-	-	-	-	-
Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1.338	-	1.338	-	-	-	-	-
Perú	US\$	3,01%	2,93%	Sin Garantía	2.472.247	8.382.913	10.855.160	38.628.554	17.850.471	16.254.959	255.432	72.989.416
Argentina	US\$	13,69%	13,03%	Sin Garantía	11.451.387	2.126.869	13.578.256	1.022.595	-	-	-	1.022.595
Argentina	\$ Arg	39,91%	35,13%	Sin Garantía	2.861.876	6.395.181	9.257.057	6.999.683	-	-	-	6.999.683
Colombia	\$ Col	8,29%	8,13%	Sin Garantía	-	209.395	209.395	-	-	-	77.750.800	77.750.800
<b>Total</b>					<b>16.786.848</b>	<b>18.121.520</b>	<b>34.908.368</b>	<b>46.650.832</b>	<b>17.850.471</b>	<b>16.254.959</b>	<b>255.432</b>	<b>158.762.494</b>

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

El valor razonable de los préstamos bancarios corriente y no corriente al 31 de diciembre de 2015 asciende a M\$ 0 (M\$ 189.554.750 al 31 de diciembre de 2014), respectivamente. Para ambos ejercicios, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver nota 3 g). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 3 f.4).

### - Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreditadora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreditadora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Amortización	31-12-2015							31-12-2014																
										Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente													
										Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente						
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	3,98%	3,96%	Trimestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	260.672	564.193	824.865	752.258	752.258	15.233.217	-	-	-	-	16.737.733			
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú	Perú	US\$	2,12%	2,01%	Trimestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,18%	3,01%	Trimestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	395.746	1.137.486	1.533.232	1.516.648	1.516.648	-	-	-	-	3.033.296			
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,48%	3,40%	Trimestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	297.625	766.306	1.063.931	1.021.742	1.021.742	1.021.742	255.432	-	-	3.320.656			
Extranjero	Edgel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	3,44%	3,36%	Trimestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.516.649	5.914.928	7.431.577	13.498.170	14.559.823	-	-	-	-	28.057.993			
Extranjero	Edgel S.A.A	Perú	Extranjero	Bank Nova Scotia	Perú	US\$	1,02%	1,00%	A/Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.755	-	11.755	21.839.736	-	-	-	-	21.839.736				
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	8,39%	8,22%	A/Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55.892	55.892	-	-	-	-	20.393.652	20.393.652				
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	6,71%	6,60%	A/Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	153.500	153.500	-	-	-	-	57.357.148	57.357.148				
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	6,74%	6,63%	A/Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AV VLLAS	Colombia	\$ Col	5,62%	5,51%	A/Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AV VLLAS	Colombia	\$ Col	5,50%	5,38%	A/Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	5,87%	5,53%	A/Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Citibank Colombia	Colombia	\$ Col	5,51%	5,38%	A/Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Citibank Colombia	Colombia	\$ Col	5,73%	5,61%	A/Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Citibank Colombia	Colombia	\$ Col	5,57%	5,46%	A/Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	5,76%	5,64%	A/Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	5,90%	5,81%	A/Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	6,26%	6,12%	A/Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	6,27%	6,12%	A/Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Davivienda	Colombia	\$ Col	6,30%	6,15%	A/Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	B.N.P Paribas	E.E.U.U.	US\$	6,32%	5,98%	Semestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.007.362	1.007.362	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander	Chile	C\$	6,00%	6,00%	Mensual	58	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.338	1.338	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	28,00%	28,00%	A/Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	710.351	710.351	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	51,47%	42,24%	A/Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	800.033	800.033	853.856	-	-	-	-	-	853.856			
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau	Argentina	\$ Arg	55,08%	44,68%	A/Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	302.809	302.809	350.571	-	-	-	-	-	350.571			
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Rio	Argentina	\$ Arg	44,17%	37,14%	A/Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	185.138	185.138	215.736	-	-	-	-	-	215.736			
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arg	49,97%	41,21%	A/Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	289.401	289.401	337.088	-	-	-	-	-	337.088			
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	45,11%	37,81%	A/Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	955.718	955.718	1.113.199	-	-	-	-	-	1.113.199			
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Credit Suisse Intemacional	Argentina	US\$	14,84%	13,92%	Trimestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.126.669	2.126.669	1.022.595	-	-	-	-	-	1.022.595			
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	ICB Argentina	Argentina	\$ Arg	51,99%	42,59%	Trimestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	324.772	324.772	377.538	-	-	-	-	-	377.538			
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Macro	Argentina	\$ Arg	30,56%	27,87%	A/Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.461.573	1.461.573	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Deutsche Bank	Argentina	US\$	13,40%	12,78%	Trimestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.725.691	5.725.691	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank	Argentina	US\$	13,40%	12,78%	Trimestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.862.848	2.862.848	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau	Argentina	US\$	13,40%	12,78%	Trimestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.862.848	2.862.848	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	36,21%	32,11%	Trimestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	158.689	813.581	972.270	862.890	-	-	-	-	-	862.890		
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau- Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	36,21%	32,11%	Trimestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	144.890	742.835	887.725	787.856	-	-	-	-	-	787.856		
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	36,21%	32,11%	Trimestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	137.990	707.462	845.452	750.339	-	-	-	-	-	750.339		
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	36,21%	32,11%	Trimestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	48.297	247.612	295.909	262.618	-	-	-	-	-	262.618		
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	36,21%	32,11%	Trimestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.699	106.119	126.818	112.552	-	-	-	-	-	112.552		
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	ICB Argentina	Argentina	\$ Arg	36,21%	32,11%	Trimestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	179.387	919.701	1.099.088	975.440	-	-	-	-	-	975.440		
<b>Total</b>					<b>MS</b>																<b>16.786.848</b>	<b>18.121.520</b>	<b>34.908.368</b>	<b>46.650.832</b>	<b>17.850.471</b>	<b>16.254.959</b>	<b>255.432</b>	<b>77.750.800</b>	<b>158.762.494</b>				

En anexo N° 5, letra a), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a los préstamos bancarios arriba mencionados.

18.3 El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones No Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
					Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2015	Vencimiento					Total No Corriente al 31-12-2015
					Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	US\$	6,99%	6,90%	Sin Garantía	7.303.274	2.548.685	9.851.959	-	-	-	-	493.795.141	493.795.141
Chile	U.F.	6,00%	5,48%	Sin Garantía	-	6.761.387	6.761.387	5.330.851	5.330.851	5.330.851	5.330.851	292.433.623	313.757.027
Perú	US\$	0,00%	0,00%	Sin Garantía	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perú	Soles	0,00%	0,00%	Sin Garantía	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	0,00%	0,00%	Sin Garantía	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>					<b>7.303.274</b>	<b>9.310.072</b>	<b>16.613.346</b>	<b>5.330.851</b>	<b>5.330.851</b>	<b>5.330.851</b>	<b>5.330.851</b>	<b>786.228.764</b>	<b>807.552.168</b>

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
					Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2014	Vencimiento					Total No Corriente al 31-12-2014
					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\$	7,43%	7,24%	Sin Garantía	10.600.825	123.527.558	134.128.383	-	-	-	-	419.950.580	419.950.580
Chile	U.F.	6,00%	5,48%	Sin Garantía	-	6.562.506	6.562.506	5.122.437	5.122.437	5.122.437	27.510.710	263.190.670	306.065.691
Perú	US\$	6,70%	6,59%	Sin Garantía	4.852.113	-	4.852.113	12.133.186	-	6.066.593	4.953.980	12.133.186	35.285.945
Perú	Soles	6,40%	6,30%	Sin Garantía	156.702	8.008	164.710	-	-	-	5.074.099	5.074.099	10.148.198
Colombia	\$ Col	8,67%	8,45%	Sin Garantía	90.659.393	-	90.659.393	-	43.326.710	55.611.108	92.241.270	593.854.561	785.033.649
<b>Total</b>					<b>106.269.033</b>	<b>130.098.072</b>	<b>236.367.105</b>	<b>17.255.623</b>	<b>48.449.147</b>	<b>66.800.138</b>	<b>129.780.059</b>	<b>1.294.203.096</b>	<b>1.556.488.063</b>

18.4 El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones Garantizadas al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones Garantizadas por monedas y vencimientos

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 no existen obligaciones garantizadas vigentes.

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las obligaciones con el público corriente y no corriente, garantizadas y no garantizadas, al 31 de diciembre de 2015 asciende a M\$ 981.390.150 (M\$ 1.959.415.197 al 31 de diciembre de 2014). Para ambos ejercicios, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver nota 3 h). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 3 f.4).



- Individualización de Arrendamiento Financiero por Deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	31-12-2015										31-12-2014									
								Corriente			No Corriente							Corriente			No Corriente						
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente		
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	87.509.100-K	Abengoa Chile	Chile	US\$	6,50%	-	1.833.072	1.833.072	2.840.640	1.952.223	2.079.117	2.214.260	9.742.220	18.828.460	-	1.470.563	1.470.563	2.427.000	1.566.150	1.667.950	1.776.367	10.215.436	17.652.903		
Extranjero	Ediel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	2,02%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.122.504	6.312.384	8.434.888	8.416.512	13.307.187	-	-	-	-	21.723.699	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	10,80%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	6,55%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,08%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
<b>Total</b>									<b>1.833.072</b>							<b>18.828.460</b>		<b>9.905.451</b>						<b>39.376.602</b>			

En anexo N° 5, letra c), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a los arrendamientos financieros arriba mencionados.

- Individualización de Otros Préstamos por Deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	31-12-2015										31-12-2014									
								Corriente			No Corriente							Corriente			No Corriente						
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente		
Extranjera	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.391.399	2.391.399	7.362.677	7.362.678	7.362.678	4.532.769	-	26.620.802		
Extranjera	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arq	17,29%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.099.889	3.099.889	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US\$	2,33%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	331.927	331.927	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	30,00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32.719	32.719	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Hidroelectrica El Chocón S.A	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	22,97%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	513.496	513.496	9.409.123	-	-	-	-	9.409.123		
<b>Total</b>																		<b>6.369.430</b>							<b>36.029.925</b>		

En anexo N° 5, letra d), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a otros préstamos arriba mencionados.

### 18.5 Deuda de cobertura.

De la deuda en de Endesa Chile, al 31 de diciembre de 2015, M\$ 814.080.185 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar (véase Nota 3.m.) Al 31 de diciembre de 2014 dichos montos ascendía a \$ 608.113.125.

El movimiento al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 en el rubro "Patrimonio total: Reservas de Coberturas" por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

RESERVAS DE COBERTURAS	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
<b>Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio</b>	<b>(64.530.211)</b>	<b>2.365.784</b>	<b>57.592.447</b>
Diferencias de cambio registradas en patrimonio neto	(70.199.670)	(53.502.315)	(41.334.780)
Imputación de diferencias de cambio a ganancias (pérdidas)	6.438.134	(13.702.068)	(13.763.582)
Diferencias de conversión	(73.961)	308.388	(128.301)
Traspaso a activos para su disposición mantenidos para la venta (*)	5.916.984	-	-
<b>Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos)</b>	<b>(122.448.724)</b>	<b>(64.530.211)</b>	<b>2.365.784</b>

(\*) Corresponde a los efectos generados por la deuda financiera de Edegel.

### 18.6 Otros aspectos.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, Endesa Chile disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional por M\$ 142.032.000 y M\$ 179.926.296 respectivamente.

## 19. POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.

Las empresas del Grupo 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 Endesa Chile.

### 19.1. Riesgo de tasa de interés.

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

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

Cumpliendo la política actual de cobertura de tasa de interés, el porcentaje de deuda fija y/o protegida por sobre la deuda neta total, se situó en 96% al 31 de diciembre de 2015.

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 para dar cumplimiento a la política, corresponden a swaps de tasa que fijan desde tasa variable a fija.

La estructura de deuda financiera del Grupo Endesa Chile según tasa de interés fija y/o más protegida y variable sobre deuda neta total, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición neta:

	31-12-2015 %	31-12-2014 %
Tasa de interés fijo	96%	96%
Tasa de interés variable	4%	4%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

### 19.2. Riesgo de tipo de cambio.

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

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

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, el Grupo Endesa Chile busca 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.

### 19.3. Riesgo de “commodities”.

El Grupo Endesa Chile se encuentra expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos “commodities”, fundamentalmente a través de:

- Compras de combustibles en el proceso de generación de energía eléctrica.
- Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en mercados locales.

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, el Grupo ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres, y en el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, determinando polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 31 de diciembre de 2015 habían operaciones swap vigentes por 133 mil barriles de petróleo Brent. Al 31 de diciembre de 2014 habían operaciones swap vigentes por 266 mil barriles de petróleo Brent para enero 2015 y 350 mil MMBTU de gas Henry Hub para febrero 2015.

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

### 19.4. Riesgo de liquidez.

El Grupo mantiene una 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 18, 20 y anexo N° 6)

Al 31 de diciembre de 2015, el Grupo Endesa Chile presenta una liquidez de M\$ 37.425.233 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 142.032.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2014, el Grupo Endesa Chile tenía una liquidez de M\$ 38.186.573 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 179.926.296 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

### 19.5. Riesgo de crédito.

El Grupo Endesa Chile realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

#### Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos.

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.



#### 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.

Las colocaciones pueden ser respaldadas con bonos del tesoro de Chile y/o papeles emitidos por bancos de primera línea, privilegiando estos últimos por ofrecer mayores retornos (siempre enmarcado en las políticas de colocaciones vigentes).

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

#### 19.6. Medición del riesgo.

El Grupo Endesa Chile elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados financieros, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

La cartera de posiciones incluidas a efectos de los cálculos del presente Valor en Riesgo se compone de:

- Deuda financiera.
- Derivados de cobertura para Deuda.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible variación de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un trimestre con un 95% de confianza. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, respecto al Dólar Americano, 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\$ 95.917.431.

Estos valores representan el potencial incremento de la cartera de deuda y derivados, por lo tanto estos valores en riesgo están intrínsecamente relacionados, entre otros factores, al valor de la cartera al final de cada trimestre.

## 20. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.

### 20.1 Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría

- a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

31 de diciembre de 2015					
	Activos financieros mantenidos para negociar M\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Instrumentos derivados	-	-	-	-	76.703
Otros activos de carácter financiero	-	934.852	355.204.957	-	-
<b>Total corriente</b>	-	<b>934.852</b>	<b>355.204.957</b>	-	<b>76.703</b>
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	3.002.257	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	18.716.463
Otros activos de carácter financiero	-	-	35.901	-	-
<b>Total no corriente</b>	-	-	<b>35.901</b>	<b>3.002.257</b>	<b>18.716.463</b>
<b>Total</b>	-	<b>934.852</b>	<b>355.240.858</b>	<b>3.002.257</b>	<b>18.793.166</b>

31 de diciembre de 2014					
	Activos financieros mantenidos para negociar M\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Instrumentos derivados	2.958.770	-	-	-	1.221.342
Otros activos de carácter financiero	-	20.669.908	514.497.938	-	-
<b>Total corriente</b>	<b>2.958.770</b>	<b>20.669.908</b>	<b>514.497.938</b>	-	<b>1.221.342</b>
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	4.203.002	-
Instrumentos derivados	22.002	-	-	-	3.711.802
Otros activos de carácter financiero	-	-	141.216.512	-	-
<b>Total no corriente</b>	<b>22.002</b>	-	<b>141.216.512</b>	<b>4.203.002</b>	<b>3.711.802</b>
<b>Total</b>	<b>2.980.772</b>	<b>20.669.908</b>	<b>655.714.450</b>	<b>4.203.002</b>	<b>4.933.144</b>

- b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

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	-	18.446.476	-
Instrumentos derivados	9.146.674	-	328.415
Otros pasivos de carácter financiero	-	608.479.539	-
<b>Total corriente</b>	<b>9.146.674</b>	<b>626.926.015</b>	<b>328.415</b>
Préstamos que devengan interés	-	826.380.628	-
Instrumentos derivados	12.048.542	-	78.768.620
Otros pasivos de carácter financiero	-	6.072.872	-
<b>Total no corriente</b>	<b>12.048.542</b>	<b>832.453.500</b>	<b>78.768.620</b>
<b>Total</b>	<b>21.195.216</b>	<b>1.459.379.515</b>	<b>79.097.035</b>

31 de diciembre de 2014			
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	-	287.550.354	-
Instrumentos derivados	2.526.798	-	681.811
Otros pasivos de carácter financiero	-	929.823.592	-
<b>Total corriente</b>	<b>2.526.798</b>	<b>1.217.373.946</b>	<b>681.811</b>
Préstamos que devengan interés	-	1.790.657.084	-
Instrumentos derivados	6.286.982	-	28.758.801
Otros pasivos de carácter financiero	-	3.711.078	-
<b>Total no corriente</b>	<b>6.286.982</b>	<b>1.794.368.162</b>	<b>28.758.801</b>
<b>Total</b>	<b>8.813.780</b>	<b>3.011.742.108</b>	<b>29.440.612</b>

## 20.2 Instrumentos Derivados

El Grupo Endesa siguiendo su política de gestión de riesgos, realiza fundamentalmente contrataciones de derivados de tasas de interés y tipos de cambio.

La Sociedad clasifica sus coberturas en:

- Coberturas de flujos de caja: Aquellas que permiten cubrir los flujos de caja del subyacente cubierto.
- Coberturas de valor razonable: Aquellas que permiten cubrir el valor razonable del subyacente cubierto.
- Derivados no cobertura: Aquellos derivados financieros que no cumplen los requisitos establecidos por las NIIF para ser designados como instrumentos de cobertura, se registran a valor razonable con cambios en resultados (activos financieros mantenidos para negociar).

### a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	31 de diciembre de 2015				31 de diciembre de 2014			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
<b>Cobertura de tipo de interés:</b>	-	-	-	-	-	16.166	14.637	582.788
Cobertura flujos de caja	-	-	-	-	-	16.166	14.637	582.788
<b>Cobertura de tipo de cambio:</b>	<b>76.703</b>	<b>18.716.463</b>	<b>328.415</b>	<b>78.768.620</b>	<b>1.221.342</b>	<b>3.695.636</b>	<b>667.174</b>	<b>28.176.013</b>
Cobertura de flujos de caja	76.703	18.716.463	328.415	78.768.620	1.221.342	3.695.636	667.174	28.176.013
<b>Total</b>	<b>76.703</b>	<b>18.716.463</b>	<b>328.415</b>	<b>78.768.620</b>	<b>1.221.342</b>	<b>3.711.802</b>	<b>681.811</b>	<b>28.758.801</b>

### - Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

A continuación se detallan los instrumentos derivados financieros de cobertura y subyacente asociado:

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
			31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	-	(581.259)	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(60.303.869)	(23.926.209)	Flujo de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre del período terminado al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

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

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, las operaciones de derivados financieros, que se registran a valor razonable con cambios en resultados, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	31 de diciembre de 2015				31 de diciembre de 2014			
	Activo Corriente M\$	Pasivo Corriente M\$	Activo No Corriente M\$	Pasivo No Corriente M\$	Activo Corriente M\$	Pasivo Corriente M\$	Activo No Corriente M\$	Pasivo No Corriente M\$
Instrumentos derivados no cobertura	-	9.146.674	-	12.048.542	2.958.770	2.526.798	22.002	6.286.982

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

A continuación se presenta un detalle de los derivados financieros contratados por el Grupo al 31 de diciembre de 2015 y 2014, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores notacionales o contractuales:

Derivados financieros	31 de diciembre de 2015						
	Valor razonable M\$	Valor notacional					
		Antes de 1 Año M\$	1 - 2 Años M\$	2 - 3 Años M\$	3 - 4 Años M\$	4 - 5 Años M\$	Total M\$
<b>Cobertura de tipo de interés:</b>	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de flujos de caja	-	-	-	-	-	-	-
<b>Cobertura de tipo de cambio:</b>	(60.303.869)	-	-	-	541.153.412	-	541.153.412
Cobertura de flujos de caja	(60.303.869)	-	-	-	541.153.412	-	541.153.412
<b>Derivados no designados contablemente de cobertura</b>	(21.195.216)	55.337.986	52.761.844	22.737.409	-	-	130.837.239
<b>Total</b>	(81.499.085)	55.337.986	52.761.844	22.737.409	541.153.412	-	671.990.651

Derivados financieros	31 de diciembre de 2014						
	Valor razonable M\$	Valor notacional					
		Antes de 1 Año M\$	1 - 2 Años M\$	2 - 3 Años M\$	3 - 4 Años M\$	4 - 5 Años M\$	Total M\$
<b>Cobertura de tipo de interés:</b>	(581.259)	7.702.083	7.702.083	11.296.190	-	-	26.700.356
Cobertura de flujos de caja	(581.259)	7.702.083	7.702.083	11.296.190	-	-	26.700.356
<b>Cobertura de tipo de cambio:</b>	(23.926.209)	7.029.775	-	-	-	260.451.370	267.481.145
Cobertura de flujos de caja	(23.926.209)	7.029.775	-	-	-	260.451.370	267.481.145
<b>Derivados no designados contablemente de cobertura</b>	(5.833.008)	87.814.734	46.908.791	45.078.924	19.426.499	-	199.228.948
<b>Total</b>	(30.340.476)	102.546.592	54.610.874	56.375.114	19.426.499	260.451.370	493.410.449

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

### 20.3 Jerarquías del Valor Razonable

- a) Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de posición financiera se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en Notas 3.g.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del ejercicio 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	18.793.166	-	18.793.166	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	20.397	-	20.397	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	389	389	-	-
<b>Total</b>	<b>18.813.952</b>	<b>389</b>	<b>18.813.563</b>	<b>-</b>
<b>Pasivos Financieros</b>				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	79.097.035	-	79.097.035	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	21.195.216	-	21.195.216	-
<b>Total</b>	<b>100.292.251</b>	<b>-</b>	<b>100.292.251</b>	<b>-</b>

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:			
	31-12-2014 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
<b>Activos Financieros</b>				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	4.933.144	-	4.933.144	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	2.980.772	-	2.980.772	-
Activos financiero disponible para la venta largo plazo	425	425	-	-
<b>Total</b>	<b>7.914.341</b>	<b>425</b>	<b>7.913.916</b>	<b>-</b>
<b>Pasivos Financieros</b>				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	29.440.612	-	29.440.612	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	8.813.780	-	8.813.780	-
<b>Total</b>	<b>38.254.392</b>	<b>-</b>	<b>38.254.392</b>	<b>-</b>

- b) Instrumentos financieros cuya valorización a valor razonable califica como nivel 3.

La compañía ha realizado cierta operación que implica el registro de un pasivo financiero a valor razonable. Este valor razonable se determina mediante la aplicación de un método tradicional de flujos de caja descontados. Las proyecciones de estos flujos de caja consideran algunos supuestos desarrollados internamente, los cuales, en lo fundamental, corresponden a estimaciones de precios y niveles de producción de energía y potencia a firme y de costos de operación y mantenimiento de algunas de nuestras centrales.

Ninguno de los posibles escenarios razonables previsible de las hipótesis indicadas en el párrafo anterior, daría como resultado un cambio significativo en el valor razonable de los instrumentos financieros incluidos en este nivel. El valor razonable de este pasivo financiero asciende a \$ 0 al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014.

## 21. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.

El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Acreeedores comerciales	122.490.300	106.970.790	-	-
Otras cuentas por pagar	237.969.309	585.327.556	5.975.686	3.711.078
<b>Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar</b>	<b>360.459.609</b>	<b>692.298.346</b>	<b>5.975.686</b>	<b>3.711.078</b>

El detalle de los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Proveedores por compra de energía	79.795.564	71.502.579	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	42.694.736	35.468.211	-	-
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	6.346.470	16.494.464	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	169.583.420	283.735.659	-	-
IVA débito fiscal (IGV / ICMS)	3.218.085	13.582.126	-	-
Dividendos por pagar a terceros	34.076.876	182.128.890	-	-
Reparto de Capital a terceros	1.804.507	-	-	-
Contrato Mitsubishi (LTSA)	6.402.157	34.214.611	-	-
Otras cuentas por pagar	16.537.794	55.171.806	5.975.686	3.711.078
<b>Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar</b>	<b>360.459.609</b>	<b>692.298.346</b>	<b>5.975.686</b>	<b>3.711.078</b>

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

El detalle de los pagos al día vencidos al 31 de diciembre de 2015 y 2014 se expone en anexo 8.

## 22. PROVISIONES.

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Reclamaciones legales	9.798.765	23.866.779	-	388.126
Desmantelamiento, restauración (*)	-	-	50.702.975	28.388.046
Provisión Medio Ambiente	-	6.689.829	-	77.383
Otras provisiones	5.818.849	7.795.380	-	-
<b>Total</b>	<b>15.617.614</b>	<b>38.351.988</b>	<b>50.702.975</b>	<b>28.853.555</b>

(\*) Ver Nota 3.a.

El aumento de las provisiones por desmantelamientos en 2015 se origina por el hecho que, considerando la nueva institucionalidad ambiental en Chile, durante el último tiempo se han venido aclarando los alcances de los derechos y obligaciones asociadas a las licencias ambientales. En función de lo anterior, las provisiones se han ido ajustando para reflejar la mejor estimación a la fecha de cierre de los estados financieros.

El monto y fecha esperados de cualquier desembolso de efectivo relacionado con las provisiones anteriores es incierto y dependen de la resolución de materias específicas relacionadas con cada una de ellas. Por ejemplo, en el caso específico de los litigios, esto depende de la resolución final de la reclamación legal correspondiente. La Administración considera que las provisiones reconocidos en los estados financieros cubren adecuadamente los correspondientes riesgos.

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Movimientos en Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento, Restauración	Medio Ambiente	Otras Provisiones	Total
	M\$	M\$		M\$	
Saldo Inicial al 01 de enero de 2015	24.254.905	28.388.046	6.767.212	7.795.380	67.205.543
<b>Movimientos en Provisiones</b>					
Provisiones Adicionales	-	23.678.951	-	-	23.678.951
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	(7.886.540)	89.280	103.641.796	2.416.314	98.260.850
Provisión Utilizada	(329.563)	-	-	-	(329.563)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	95.164	2.029.978	(109.582)	64.829	2.080.389
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(866.814)	82.695	(6.457.892)	(1.924.463)	(9.166.474)
Operaciones Discontinuas	(5.468.387)	(3.565.975)	(103.841.534)	(2.533.211)	(115.409.107)
<b>Total Movimientos en Provisiones</b>	<b>(14.456.140)</b>	<b>22.314.929</b>	<b>(6.767.212)</b>	<b>(1.976.531)</b>	<b>(884.954)</b>
Saldo Final al 31 de diciembre de 2015	9.798.765	50.702.975	-	5.818.849	66.320.589

Movimientos en Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento, Restauración	Medio Ambiente	Otras Provisiones	Total
	M\$	M\$		M\$	
Saldo Inicial al 01 de enero de 2014	9.764.679	20.267.967	12.139.002	9.176.319	51.347.967
<b>Movimientos en Provisiones</b>					
Provisiones Adicionales	-	6.684.278	-	-	6.684.278
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	16.963.084	-	(4.608.836)	(134.664)	12.219.584
Provisión Utilizada	(2.361.954)	-	-	-	(2.361.954)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	1.205.276	-	62.493	1.267.769
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(110.904)	230.525	(762.954)	(1.308.768)	(1.952.101)
<b>Total Movimientos en Provisiones</b>	<b>14.490.226</b>	<b>8.120.079</b>	<b>(5.371.790)</b>	<b>(1.380.939)</b>	<b>15.857.576</b>
Saldo Final al 31 de diciembre de 2014	24.254.905	28.388.046	6.767.212	7.795.380	67.205.543

## 23. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.

### 23.1 Aspectos generales

Endesa Chile y algunas de sus filiales radicadas en Chile, 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:

#### - Beneficios de prestación definida:

Pensión complementaria: Otorga al beneficiario el derecho a percibir un monto mensual que complementa la pensión que obtiene de acuerdo al régimen establecido por el respectivo sistema de seguridad social.

Indemnizaciones por años de servicios: El beneficiario percibe un determinado número de sueldos contractuales en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante un período mínimo de tiempo que, dependiendo de la compañía, varía en un rango desde 5 a 15 años.

Suministro energía eléctrica: El beneficiario recibe una bonificación mensual, que cubre una parte de la facturación por su consumo domiciliario.

Beneficio de salud: El beneficiario recibe una cobertura adicional a la proporcionada por el régimen previsional.

#### - 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 causación diaria 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.

- **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.

Al 31 de diciembre de 2015, los pasivos por beneficios post empleo de las filiales extranjeras de Endesa Chile han sido reclasificados a mantenidos para distribuir a los propietarios. De la misma forma, sus resultados por los ejercicios 2015, 2014 y 2013 han sido reclasificados a operaciones discontinuadas. (Ver Notas 3.j y 4.1)

### 23.2 Aperturas, movimientos y presentación de estados financieros

- a) Al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas se resume como sigue:

	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Obligaciones post empleo	15.271.416	43.461.827	40.868.802
<b>Total</b>	<b>15.271.416</b>	<b>43.461.827</b>	<b>40.868.802</b>
<b>Porción no corriente</b>	<b>15.271.416</b>	<b>43.461.827</b>	<b>40.868.802</b>

- b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2014</b>	<b>40.868.802</b>
Costo del servicio corriente	1.306.750
Costo por intereses	3.043.960
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones	2.177.069
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	2.503.001
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(1.864.029)
Contribuciones pagadas	(5.554.487)
Costo de servicio pasado	478.603
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	1.297.048
Transferencia de personal	(692.467)
Transferencia a mantenidos para la venta	(102.423)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>43.461.827</b>
Costo del servicio corriente	2.271.559
Costo por intereses	3.320.289
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones	(82.320)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	298.968
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(3.557.400)
Contribuciones pagadas	(8.839.400)
Costos de servicios pasados	(523)
Transferencia de personal	(53.242)
Traspaso a pasivos mantenidos para distribuir a los propietarios (ver nota 4.1)	(21.548.342)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>15.271.416</b>

Los costos del servicio corriente relacionados con las operaciones continuadas de Endesa Chile ascendieron a M\$ 1.063.547, M\$ 1.291.996 y M\$ 722.800 al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, respectivamente. Por otra parte, los costos por intereses relacionados con las operaciones continuadas ascendieron a M\$ 759.311, M\$ 785.598 y M\$ 800.020 al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, respectivamente. Finalmente, la pérdidas actuariales relacionadas con las operaciones continuadas ascendieron a M\$ 830.089 M\$ 3.620.399 y M\$ 1.731.559 al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, respectivamente.



Las Compañías del Grupo no realizan contribuciones en fondos destinados a financiar el pago de estos beneficios.

- c) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	2.271.559	1.306.750	1.252.990
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	3.320.289	3.043.960	2.546.022
Costo de servicio pasado	(523)	487.603	-
<b>Total gasto reconocido en el estado de resultados</b>	<b>5.591.325</b>	<b>4.838.313</b>	<b>3.799.012</b>
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	216.648	4.680.070	3.618.423
<b>Total gasto reconocido en el estado de resultados integrales</b>	<b>5.807.973</b>	<b>9.518.383</b>	<b>7.417.435</b>

### 23.3 Otras revelaciones

#### Hipótesis actuariales:

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	Chile		Colombia		Argentina		Perú	
	31-12-2015	31-12-2014	31-12-2015	31-12-2014	31-12-2015	31-12-2014	31-12-2015	31-12-2014
Tasas de descuento utilizadas	4,95%	4,60%	7,25%	7,04%	5,50%	5,50%	7,60%	6,35%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,00%	4,00%	4,20%	4,00%	4,00%	0,00%	3,00%	3,00%
Tablas de mortalidad	RV 2009	RV 2009	RV 2008	RV 2008	RV 2004	RV 2004	RV 2009	RV 2009

#### Sensibilización:

Al 31 de diciembre de 2015, 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\$922.260 (M\$ 3.064.996 al 31 de diciembre de 2014) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$1.057.543 (M\$ 3.616.170 al 31 de diciembre de 2014) en caso de una baja de la tasa.

#### Desembolso futuro

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el próximo año asciende a M\$2.432.890.

#### Duración de los compromisos

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para el Grupo Endesa Chile corresponde a 7,74 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 5 y más años es como sigue:

Años	M\$
1	2.432.890
2	1.437.793
3	1.175.531
4	1.575.504
5	1.134.820
más de 5	7.174.896

## 23.4 Otras informaciones relativa a operación Discontinuadas.

### Aportaciones Definidas

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 en EDEGEL por este concepto son M\$ 637.368, M\$ 586.839 y M\$ 425.242 al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, respectivamente.

## 24. PATRIMONIO TOTAL.

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

#### 24.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 el capital social de Endesa Chile, asciende a M\$ 1.331.714.085 y está representado por 8.201.754.580 acciones de valor nominal totalmente suscritas y pagadas que se encuentran admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores de Valparaíso, Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE) y Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (LATIBEX). Estas cifras no han sufrido ninguna variación durante el período 2015 y ejercicio 2014.

La prima de emisión corresponde al sobreprecio en colocación de acciones originado en las operaciones de aumento de capital ocurrida en los años 1986 y 1994 por un monto de M\$ 206.008.557.

#### 24.1.2 Dividendos.

La Junta General de Accionistas de Endesa Chile, celebrada el 22 de Abril de 2014, acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el dividendo provisorio N° 57), y un dividendo adicional, que ascendió a un total de \$20,39541. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N° 57 fue pagado con fecha 27 de enero de 2015, se procedió a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°58 ascendente a \$16,95495 con fecha 25 de mayo de 2015.

La junta General de Accionistas de Endesa Chile, celebrada el 27 de Abril de 2015, aprobó como Política de Dividendos, que el directorio espera cumplir durante el ejercicio 2015, distribuir como dividendo definitivo un monto equivalente al 50% de las utilidades líquidas del ejercicio 2015, de hasta un 15% de las utilidades líquidas al 30 de septiembre de 2015, según muestren los estados financieros a dicha fecha, el cual fue pagado con fecha 26 de Enero de 2016.

El dividendo definitivo corresponderá al que define la junta ordinaria de accionistas, la que se realizará durante el primer cuatrimestre del año 2016.

El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado, en materia de dividendos, a las utilidades que realmente se obtengan, así como también a los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúa la Sociedad, o a la existencia de determinadas condiciones, según corresponda.

A continuación se presentan los dividendos pagados por la Sociedad en los últimos años:

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
49	Provisorio	26/01/2011	6,42895	2010
50	Definitivo	11/05/2011	26,09798	2010
51	Provisorio	19/01/2012	5,08439	2011
52	Definitivo	17/05/2012	22,15820	2011
53	Provisorio	24/01/2013	3,04265	2012
54	Definitivo	09/05/2013	11,24302	2012
55	Provisorio	31/01/2014	3,87772	2013
56	Definitivo	15/05/2014	17,69856	2013
57	Provisorio	27/01/2015	3,44046	2014
58	Definitivo	25/05/2015	16,95495	2014
59	Provisorio	29/01/2016	3,55641	2015

## 24.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión.

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 es el siguiente:

Diferencias de cambio por conversión acumuladas	31 de diciembre de 2015 M\$	31 de diciembre de 2014 M\$	31 de diciembre de 2013 M\$
Emgesa S.A. E.S.P.	-	69.075.372	89.562.631
Generandes Perú	-	69.304.036	38.809.462
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	16.780.346	19.881.460	11.075.533
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	-	(53.592.631)	(46.868.871)
Endesa Argentina S.A.	-	(13.561.202)	(13.287.564)
Central Costanera S.A.	-	10.185.346	7.083.247
Enel Brasil S.A.	-	(105.465.588)	(122.479.241)
GNL Quintero S.A.	(1.164.922)	(3.824.104)	(5.035.164)
Otros	3.037.542	(3.412.559)	(4.469.624)
<b>TOTAL</b>	<b>18.652.966</b>	<b>(11.409.870)</b>	<b>(45.609.591)</b>

## 24.3 Gestión del capital.

El objetivo de la compañía 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.

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

La compañía tiene algunas filiales que deben cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. La participación de la compañía en los activos netos restringidos al 31 de diciembre de 2015 de sus filiales Edegel y Chocón corresponden a M\$ 63.188.793 y M\$ 102.591.323, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2015, los activos y pasivos de Edegel y Chocón han sido clasificados como activos o grupo de activos mantenidos para distribuir a los propietarios. (Ver nota 4.1)

## 24.5 Otras Reservas.

Al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 la naturaleza y destino de las Otras Reservas es el siguiente:

	Saldo al 1 de enero de 2015 M\$	Movimiento 2015 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2015 M\$
Diferencias de cambio por conversión	(11.409.870)	30.062.836	18.652.966
Coberturas de flujo de caja	(117.559.279)	(88.132.296)	(205.691.575)
Remediación de activos financieros disponibles para la venta	(1.020)	(26)	(1.046)
Resultado integral de activos mantenidos para distribuir a los propietarios	-	(201.150.142)	(201.150.142)
Otras reservas varias	(719.216.262)	(500.044)	(719.716.306)
<b>TOTAL</b>	<b>(848.186.431)</b>	<b>(259.719.672)</b>	<b>(1.107.906.103)</b>

	Saldo al 1 de enero de 2014 M\$	Movimiento 2014 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2014 M\$
Diferencias de cambio por conversión	(45.609.591)	34.199.721	(11.409.870)
Coberturas de flujo de caja	(15.595.990)	(101.963.289)	(117.559.279)
Remediación de activos financieros disponibles para la venta	3.716	(4.736)	(1.020)
Otras reservas varias	(732.764.785)	13.548.523	(719.216.262)
<b>TOTAL</b>	<b>(793.966.650)</b>	<b>(54.219.781)</b>	<b>(848.186.431)</b>

	1 de enero de 2013 M\$	Movimiento 2013 M\$	31 de diciembre de 2013 M\$
Diferencias de cambio por conversión	(25.411.914)	(20.197.677)	(45.609.591)
Coberturas de flujo de caja	47.991.711	(63.587.701)	(15.595.990)
Remediación de activos financieros disponibles para la venta	3.629	87	3.716
Otras reservas varias	(728.439.301)	(4.325.484)	(732.764.785)
<b>TOTAL</b>	<b>(705.855.875)</b>	<b>(88.110.775)</b>	<b>(793.966.650)</b>

- **Reserva de diferencias de cambio por conversión:** Proviene fundamentalmente de las diferencias de cambio que se originan en:
  - La conversión de nuestras filiales que tienen moneda funcional distinta al peso chileno (ver Nota 2.6.3).
  - La valorización de las plusvalías surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al peso chileno (ver Nota 3.b).
- **Cobertura de flujo de caja:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (ver Notas 3.f.5 y 3.m).
- **Remediación de activos financieros disponibles para la venta:** Representan las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal de las Inversiones disponibles para la venta (ver Nota 3.f.1).

- **Otras reservas varias:**

Los saldos incluidos en este rubro corresponden fundamentalmente a los siguientes conceptos:

- 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 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”.

- Diferencias de cambio por conversión existente a la fecha de transición a NIIF (exención NIIF 1 “Adopción por primera vez”).
- Efectos provenientes de combinaciones de negocios bajo control común, principalmente explicadas por la creación del holding Enel Brasil S.A. en 2005 y la fusión de nuestras filiales colombianas Emgesa y Betania en 2007.

#### 24.6 Participaciones no controladoras.

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

Compañías	%Particip. no controladoras	Participación de Control				
		Patrimonio		Ganancias (Pérdidas)		
		31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	7,35%	10.900.863	12.597.077	8.674.207	10.522.428	8.415.147
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	3,79%	20.589.138	18.668.968	2.840.348	4.144.136	443.878
Endesa Eco S.A. (*)	-	-	-	-	-	819.958
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (*)	-	-	-	-	-	2.344.323
Emgesa S.A. E.S.P.	73,13%	584.922.225	536.351.255	154.959.234	211.210.105	168.793.015
Generandes Perú	39,00%	118.101.218	116.762.865	19.466.375	22.882.930	17.074.639
Edegel S.A.A.	16,40%	91.467.160	90.506.207	15.078.085	17.790.998	13.397.572
Chinango S.A.C.	20,00%	14.268.911	14.707.216	3.042.018	3.002.284	2.033.307
Central Costanera S.A.	24,32%	3.759.405	5.197.207	(242.897)	11.072.950	(7.538.477)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	32,33%	48.208.347	26.841.549	35.783.793	3.538.006	3.557.468
Otras	-	3.482.905	1.973.513	2.551.535	252.534	238.628
<b>TOTAL</b>		<b>895.700.172</b>	<b>823.605.857</b>	<b>242.152.698</b>	<b>284.416.371</b>	<b>209.579.458</b>

\* Con fecha 1 de septiembre de 2013, Compañía Eléctrica San Isidro S.A. fue fusionada por Endesa Eco S.A. y con fecha 1 de noviembre de 2013 Endesa Eco S.A. fue fusionada por Compañía Eléctrica de Tarapacá S.A., siendo esta última la continuadora legal.

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

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 es el siguiente:

Ingresos Ordinarios	Saldo al		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 Re-expresados M\$ (*)	31-12-2013 Re-expresados M\$ (*)
Ventas de energía	1.474.818.366	1.155.805.379	860.581.278
<b>Generación</b>	<b>1.474.818.366</b>	<b>1.155.805.379</b>	<b>860.581.278</b>
Clientes Regulados	1.067.435.085	760.297.236	664.184.624
Clientes no Regulados	264.113.111	274.937.535	156.628.497
Ventas de Mercado Spot	140.339.721	98.450.911	27.394.359
Otros Clientes	2.930.449	22.119.697	12.373.798
Otras ventas	<b>24.293.133</b>	<b>11.062.697</b>	<b>25.273.582</b>
Ventas de gas	16.492.734	4.721.305	25.261.022
Ventas de productos y servicios	7.800.399	6.341.392	12.560
Otras prestaciones de servicios	<b>40.866.012</b>	<b>42.928.659</b>	<b>82.416.495</b>
Peajes y transmisión	34.734.375	24.835.318	63.761.602
Arriendo equipos de medida	-	290.887	48.063
Otras prestaciones	6.131.637	17.802.454	18.606.830
<b>Total Ingresos ordinarios</b>	<b>1.539.977.511</b>	<b>1.209.796.735</b>	<b>968.271.355</b>

Otros Ingresos de Explotación	Saldo al		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 Re-expresados M\$ (*)	31-12-2013 Re-expresados M\$ (*)
Otros Ingresos	3.832.806	21.178.089	1.765.996
<b>Total Otros Ingresos de explotación</b>	<b>3.832.806</b>	<b>21.178.089</b>	<b>1.765.996</b>

(\*) Ver Nota 4.1.II.iii)

## 26. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 Re-expresados M\$ (*)	31-12-2013 Re-expresados M\$ (*)
Compras de energía	(320.731.795)	(288.442.686)	(124.419.095)
Consumo de combustible	(327.502.996)	(305.479.173)	(211.612.174)
Gastos de transporte	(179.691.471)	(142.831.143)	(149.447.930)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(52.964.961)	(13.463.669)	(9.416.735)
<b>Total Materias primas y consumibles utilizados</b>	<b>(880.891.223)</b>	<b>(750.216.671)</b>	<b>(494.895.934)</b>

(\*) Ver Nota 4.1.II.iii)

## 27. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

La composición de esta partida al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 es la siguiente:

Gastos de personal	Saldo al		
	31-12-2015	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	Re-expresados M\$ (*)	Re-expresados M\$ (*)
Sueldos y salarios	(57.501.658)	(58.145.903)	(56.903.237)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(1.063.547)	(1.291.995)	(722.800)
Servicio seguridad social y otras cargas sociales	(12.404.152)	(5.422.067)	(5.674.802)
<b>Total</b>	<b>(70.969.357)</b>	<b>(64.859.965)</b>	<b>(63.300.839)</b>

(\*) Ver Nota 4.1.II.iii)

## 28. GASTOS POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS POR DETERIORO.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 , es el siguiente:

	Saldo al		
	31-12-2015	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	Re-expresados M\$ (*)	Re-expresados M\$ (*)
Depreciaciones (***)	(123.336.695)	(98.313.923)	(90.060.652)
Amortizaciones	(1.498.864)	(2.990.986)	(2.580.352)
<b>Subtotal</b>	<b>(124.835.559)</b>	<b>(101.304.909)</b>	<b>(92.641.004)</b>
Reverso (pérdidas) por deterioro (**)	9.793.652	(12.461.456)	64.138
<b>Total</b>	<b>(115.041.907)</b>	<b>(113.766.365)</b>	<b>(92.576.866)</b>

(**) Pérdidas por deterioro	Saldo al		
	31-12-2015	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	Re-expresados M\$ (*)	Re-expresados M\$ (*)
Reversión (Pérdida) por deterioro activos financieros (ver Nota 9.C)	(371.558)	120.491	64.138
(Pérdida) por deterioro activo fijo	10.165.210	(12.581.947)	-
<b>Total</b>	<b>9.793.652</b>	<b>(12.461.456)</b>	<b>64.138</b>

(\*) Ver Nota 4.1.II.iii)

(\*\*\*) Ver Nota 16.b

## 29. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 Re-expresados M\$ (*)	31-12-2013 Re-expresados M\$ (*)
Servicios profesionales independientes y externalizados	(35.580.482)	(25.679.586)	(20.512.663)
Otros Suministros y Servicios	(17.249.969)	(15.000.018)	(8.915.561)
Primas de seguros	(14.750.997)	(11.189.610)	(8.899.768)
Tributos y tasas	(5.897.231)	(4.118.235)	(8.759.890)
Reparaciones y conservación	(3.277.318)	(2.237.638)	(1.807.986)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(572.883)	(273.283)	(264.040)
Arrendamientos y cánones	(1.240.625)	(2.939.241)	(1.462.256)
Gastos de medioambiente	(2.679.888)	(2.066.568)	(1.996.818)
Otros aprovisionamientos	(6.142.845)	(697.698)	(1.053.128)
Gastos de viajes	(2.057.192)	(2.133.664)	(1.779.104)
Indemnizaciones y multas	(890.392)	-	(5.116.070)
<b>Total otros gastos por naturaleza</b>	<b>(90.339.822)</b>	<b>(66.335.541)</b>	<b>(60.567.284)</b>

(\*) Ver Nota 4.1.II.iii)

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del período. El monto de estos gastos al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 ascendió a M\$ 4.413.727, M\$ 1.894.105 y M\$ 1.996.818, respectivamente.

## 30. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).

El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 Re-expresados M\$ (*)	31-12-2013 Re-expresados M\$ (*)
Ganancia por venta participación Tunel El Melón (**)	4.207.167	-	-
Ganancia por remediación de la participación pre-existente en Gas Atacama (***)	-	21.546.320	-
Realización de la diferencia de cambio de la participación pre-existente de Gas Atacama (***)	-	21.006.456	-
Venta de líneas de transmisión Charrua	-	-	2.532.438
Otros	(191.766)	98.791	(18.515)
<b>Total Otras ganancias (pérdidas)</b>	<b>4.015.401</b>	<b>42.651.567</b>	<b>2.513.923</b>

(\*) Ver Nota 4.1.II.iii)

(\*\*) Ver Notas 2.4.1 y 4.2

(\*\*\*) Ver Notas 2.4.1 y 6.e.

### 31. RESULTADO FINANCIERO.

El detalle del ingreso y gasto financiero al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, es el siguiente:

Ingresos Financieros	Saldo al		
	31-12-2015	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	Re-expresados M\$ (*)	Re-expresados M\$ (*)
Efectivo y otros medios equivalentes	152.518	1.283.124	310.628
Otros ingresos financieros	82.303	302.909	2.844.249
<b>Total Ingresos Financieros</b>	<b>234.821</b>	<b>1.586.033</b>	<b>3.154.877</b>

Costos Financieros	Saldo al		
	31-12-2015	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	Re-expresados M\$ (*)	Re-expresados M\$ (*)
<b>Costos Financieros</b>	<b>(64.206.719)</b>	<b>(71.617.257)</b>	<b>(75.971.351)</b>
Préstamos bancarios	(129.350)	(612.003)	(1.199.794)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(51.697.708)	(48.046.358)	(46.713.612)
Valoración derivados financieros	(1.725.211)	(2.634.032)	(4.380.154)
Gastos por obligaciones por beneficios post empleo	(759.311)	(785.598)	(800.020)
Gastos financieros activados	2.221.329	1.817.283	998.984
Otros	(12.116.468)	(21.356.549)	(23.876.755)
<b>Resultado por Unidades de Reajuste (a)</b>	<b>3.600.187</b>	<b>13.926.117</b>	<b>1.001.573</b>
<b>Diferencias de Cambio (b)</b>	<b>(53.880.472)</b>	<b>(21.240.269)</b>	<b>(2.179.798)</b>
Positivas	26.738.738	17.473.252	6.200.002
Negativas	(80.619.210)	(38.713.521)	(8.379.800)
<b>Total Costos Financieros</b>	<b>(114.487.004)</b>	<b>(78.931.409)</b>	<b>(77.149.576)</b>
<b>Total Resultado Financieros</b>	<b>(114.252.183)</b>	<b>(77.345.376)</b>	<b>(73.994.699)</b>

(\*) Ver Nota 4.1.II.iii)

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

Resultado por Unidades de Reajuste (a)	Saldo al		
	31-12-2015	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	Re-expresados M\$ (*)	Re-expresados M\$ (*)
Otros activos financieros (Instrumentos Derivados)	10.153.342	23.320.934	4.758.859
Otros activos no financieros	819.503	105.210	9.064
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	526.361	2	33.883
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	4.965.940	8.189.573	2.640.499
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(12.864.959)	(17.623.602)	(6.428.168)
Otras provisiones	-	(66.000)	(12.564)
<b>Total Resultado por Unidades de Reajuste</b>	<b>3.600.187</b>	<b>13.926.117</b>	<b>1.001.573</b>

Diferencias de Cambio (b)	Saldo al		
	31-12-2015	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	Re-expresados M\$ (*)	Re-expresados M\$ (*)
Efectivo y equivalentes al efectivo	2.584.228	882.326	1.084.551
Otros activos financieros (Instrumentos Derivados)	10.637.768	(23.775.272)	150.051
Otros activos no financieros	-	23.905	37.636
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	9.884.307	5.299.539	(2.859.972)
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	-	(1.077.140)	(3.678)
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(30.533.746)	(2.694.805)	(1.511.102)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(46.453.029)	830.878	1.189.070
Otros pasivos no financieros	-	(729.700)	(266.354)
<b>Total Diferencias de Cambio</b>	<b>(53.880.472)</b>	<b>(21.240.269)</b>	<b>(2.179.798)</b>

(\*) Ver Nota 4.1.II.iii)



## 32. IMPUESTO A LAS GANANCIAS.

A continuación se presentan los componentes del impuesto a la renta registrado en el estado de resultado integrales:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de ejercicios anteriores	Saldo al		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 Re-expresados M\$ (*)	31-12-2013 Re-expresados M\$ (*)
(Gasto) por impuesto corriente	(49.317.727)	(46.489.891)	(30.441.521)
Beneficio Fiscal que Surge de Activos por Impuestos No Reconocidos Previamente Usados para Reducir el Gasto por Impuesto Corriente (Créditos y/o beneficios al impuesto corriente)	-	-	1.698.566
Ajustes al Impuesto Corriente del ejercicio Anterior	(7.068.433)	(3.795.517)	484.711
Gasto por impuestos corriente relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	-	(5.050.864)	-
Otros (Gastos) por Impuesto Corriente	(32.386.954)	(2.460.042)	(8.998.661)
<b>Gasto por impuestos corrientes, neto, total</b>	<b>(88.773.114)</b>	<b>(57.796.314)</b>	<b>(37.256.905)</b>
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	12.117.295	23.698.208	261.648
<b>Total (Gasto) / ingreso por impuestos diferidos</b>	<b>12.117.295</b>	<b>23.698.208</b>	<b>261.648</b>
<b>Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas</b>	<b>(76.655.819)</b>	<b>(34.098.106)</b>	<b>(36.995.257)</b>

(\*) Ver Nota 4.1.II.iii)

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas en la Nota 17.a.

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 consolidados correspondiente al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	TASA %	31-12-2015 M\$	TASA %	31-12-2014 Re-expresados M\$ (*)	TASA %	31-12-2013 Re-expresados M\$ (*)
<b>RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS</b>		<b>300.487.081</b>		<b>163.155.335</b>		<b>222.150.751</b>
<b>Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable</b>	<b>(22,50%)</b>	<b>(67.609.594)</b>	<b>(21,00%)</b>	<b>(34.262.619)</b>	<b>(20,00%)</b>	<b>(44.430.150)</b>
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero		-		689		-
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	0,70%	2.118.333	6,82%	11.132.065	5,39%	11.965.418
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(3,47%)	(10.419.563)	(5,04%)	(8.225.638)	(3,20%)	(7.118.128)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	-	-	(3,10%)	(5.050.864)	-	-
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de ejercicios anteriores	-	-	(2,33%)	(3.795.517)	0,22%	484.711
Efectos por ajustes a los impuestos diferidos de ejercicios anteriores	(2,35%)	(7.068.433)	-	-	-	-
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	2,10%	6.323.438	3,74%	6.103.778	0,95%	2.102.892
<b>Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositiva aplicables</b>	<b>(3,01%)</b>	<b>(9.046.225)</b>	<b>0,10%</b>	<b>164.513</b>	<b>3,35%</b>	<b>7.434.893</b>
<b>(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas</b>	<b>(25,51%)</b>	<b>(76.655.819)</b>	<b>(20,90%)</b>	<b>(34.098.106)</b>	<b>(16,65%)</b>	<b>(36.995.257)</b>

(\*) Ver Nota 4.1.II.iii)

### 33. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.

#### 33.1 Criterios de segmentación.

En el desarrollo de su actividad la organización de Endesa Chile se encuentra estructurada sobre la base del enfoque prioritario a su negocio principal, constituido por la generación de energía eléctrica. 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
- Argentina
- Perú
- Colombia.

Dado que la organización societaria de Endesa Chile coincide, básicamente, con la de los negocios y por tanto, del segmento geográfico, 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 Endesa Chile. En este contexto y considerando el proceso de restructuración societaria en curso, descrito en notas 4.1. y 39, la información financiera relacionada a la operación en Chile se presenta como operaciones continuadas, en tanto que la información financiera relacionada con operaciones fuera de 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 la información por segmentos.

### 33.2 Distribución por país

País	Chile		Argentina		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
<b>ACTIVOS</b>												
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	567.841.878	595.881.466	459.495.019	56.079.003	1.980.785.898	329.704.908	928.453.235	121.446.537	475.985.410	(65.054.356)	4.412.561.440	1.038.057.558
Efectivo y equivalentes al efectivo	37.425.233	50.627.591	-	13.044.779	-	224.564.345	-	48.392.088	-	-	37.425.233	336.628.803
Otros activos financieros corrientes	1.011.555	4.389.709	-	-	-	20.460.311	-	-	-	-	1.011.555	24.850.020
Otros activos no financieros, corriente	462.748	10.766.654	-	1.436.607	-	9.272.519	-	19.564.358	-	-	462.748	41.040.138
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	363.475.277	317.283.266	-	31.777.379	-	53.822.823	-	30.523.540	-	-	363.475.277	433.407.008
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	68.946.489	113.257.285	-	7.651.647	-	7.818.044	-	7.413.257	(78.763)	(55.049.303)	68.867.726	81.090.930
Inventarios corrientes	36.755.409	36.871.184	-	2.121.378	-	12.342.664	-	14.435.895	-	-	36.755.409	65.771.121
Activos por impuestos corrientes, corriente	14.857.462	44.701.761	-	47.213	-	1.424.202	-	1.117.399	-	-	14.857.462	47.290.575
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	44.907.705	17.984.016	459.495.019	-	1.980.785.898	-	928.453.235	-	476.064.173	(10.005.053)	3.889.706.030	7.978.963
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	4.648.220.875	4.509.737.796	-	297.803.640	-	1.787.224.364	-	816.077.566	(1.782.011.982)	(1.211.229.025)	2.866.208.893	6.199.614.341
Otros activos financieros no corrientes	21.718.720	6.719.853	-	29.855	-	1.170.931	-	16.167	-	-	21.718.720	7.936.806
Otros activos no financieros no corrientes	3.387.709	42.847	-	1.255.693	-	1.075.811	-	-	-	-	3.387.709	2.374.351
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	35.901	-	-	139.038.803	-	2.177.709	-	-	-	-	35.901	141.216.512
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.852.588.709	1.852.154.230	-	2.732.534	-	-	-	48.358.845	(1.806.872.338)	(1.322.024.225)	45.716.371	581.221.384
Activos intangibles distintos de la plusvalía	20.905.426	18.851.912	-	-	-	22.960.563	-	10.639.358	-	-	20.905.426	52.451.833
Plusvalía	-	-	-	1.401.472	-	4.886.065	-	8.527.161	24.860.356	110.795.200	24.860.356	125.609.898
Propiedades, planta y equipo	2.729.717.092	2.621.113.892	-	153.233.564	-	1.707.545.357	-	748.536.035	-	-	2.729.717.092	5.230.428.848
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	19.867.318	10.855.062	-	111.719	-	47.407.928	-	-	-	-	19.867.318	58.374.709
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>5.216.062.753</b>	<b>5.105.619.262</b>	<b>459.495.019</b>	<b>353.882.643</b>	<b>1.980.785.898</b>	<b>2.116.929.272</b>	<b>928.453.235</b>	<b>937.524.103</b>	<b>(1.306.026.572)</b>	<b>(1.276.283.381)</b>	<b>7.278.770.333</b>	<b>7.237.671.899</b>

País	Chile		Argentina		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>												
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	650.993.509	661.682.705	289.631.652	140.463.117	1.180.904.567	500.427.460	355.978.337	95.676.184	50.367.430	(5.511.873)	2.527.875.495	1.392.773.593
Otros pasivos financieros corrientes	27.921.565	146.364.103	-	29.204.543	-	90.868.809	-	24.321.508	-	-	27.921.565	290.758.963
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	341.275.697	330.234.622	-	80.964.391	-	194.459.886	-	57.377.029	19.183.912	29.262.418	360.459.669	692.298.346
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	250.892.133	120.867.395	-	13.946.683	-	131.257.351	-	6.228.108	6.692.352	(34.774.291)	257.584.485	237.525.246
Otras provisiones corrientes	15.617.614	10.932.577	-	666.299	-	24.071.622	-	2.681.490	-	-	15.617.614	38.351.988
Pasivos por impuestos corrientes	14.484.736	31.480.257	-	6.819.509	-	55.331.792	-	760.776	-	-	14.484.736	94.392.334
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	23.330	16.313.502	-	8.861.692	-	4.438.000	-	4.307.273	-	-	23.330	33.920.467
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	778.434	5.490.249	289.631.652	-	1.180.904.567	-	355.978.337	-	24.491.166	-	1.851.784.156	5.490.249
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	1.177.739.370	1.060.892.736	-	101.749.459	-	883.041.285	-	275.049.420	29.265.389	315.065	1.207.004.759	2.321.047.965
Otros pasivos financieros no corrientes	917.197.790	778.135.168	-	44.052.205	-	862.784.448	-	140.731.046	-	-	917.197.790	1.825.702.867
Cuentas por pagar no pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	7.389.664	3.711.078	-	-	-	-	-	-	(1.413.978)	-	5.975.686	3.711.078
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	97.186	-	-	-	-	-	-	-	-	-	97.186	-
Otras provisiones no corrientes	50.702.975	25.161.118	-	-	-	465.509	-	3.226.928	-	-	50.702.975	28.853.555
Pasivo por impuestos diferidos	187.080.339	232.045.127	-	27.977.026	-	-	-	130.297.810	30.679.367	-	217.759.706	390.319.963
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	15.271.416	18.882.216	-	3.994.647	-	19.791.328	-	793.636	-	-	15.271.416	43.461.827
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	2.958.029	-	25.725.581	-	-	-	-	-	315.065	-	28.998.675
<b>PATRIMONIO NETO</b>	<b>3.387.329.874</b>	<b>3.383.043.821</b>	<b>169.863.367</b>	<b>111.670.067</b>	<b>799.881.331</b>	<b>733.460.527</b>	<b>572.474.898</b>	<b>566.798.499</b>	<b>(1.385.659.391)</b>	<b>(1.271.086.573)</b>	<b>3.543.890.079</b>	<b>3.523.886.341</b>
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>3.387.329.874</b>	<b>3.383.043.821</b>	<b>169.863.367</b>	<b>111.670.067</b>	<b>799.881.331</b>	<b>733.460.527</b>	<b>572.474.898</b>	<b>566.798.499</b>	<b>(1.385.659.391)</b>	<b>(1.271.086.573)</b>	<b>2.648.189.907</b>	<b>2.700.280.484</b>
Capital emitido	2.041.622.319	2.085.370.999	38.308.208	50.147.052	146.498.021	167.029.702	312.948.407	201.338.557	(1.207.662.870)	(1.172.172.225)	1.331.714.085	1.331.714.085
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.726.639.411	1.405.870.674	52.817.928	14.567.871	217.958.121	110.289.985	39.261.286	130.039.328	181.696.622	349.976.415	2.218.373.368	2.010.744.273
Primas de emisión	206.008.557	206.008.557	-	-	-	-	-	-	-	-	206.008.557	206.008.557
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	(586.940.413)	(314.206.409)	78.737.231	46.955.144	435.425.189	456.140.840	220.265.205	235.420.614	(359.693.143)	(448.890.763)	(1.107.906.103)	(848.186.431)
<b>PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS</b>											<b>895.700.172</b>	<b>823.605.857</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>5.216.062.753</b>	<b>5.105.619.262</b>	<b>459.495.019</b>	<b>353.882.643</b>	<b>1.980.785.898</b>	<b>2.116.929.272</b>	<b>928.453.235</b>	<b>937.524.103</b>	<b>(1.306.026.572)</b>	<b>(1.276.283.381)</b>	<b>7.278.770.333</b>	<b>7.237.671.899</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.  
A continuación se presenta la información por segmentos.

País	Chile			Argentina			Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
<b>ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES</b>																		
<b>INGRESOS</b>	1.543.819.317	1.230.974.824	970.937.351	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.543.819.317	1.230.974.824	970.937.351
Ingresos de actividades ordinarias	1.539.977.511	1.209.796.735	968.271.355	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.539.977.511	1.209.796.735	968.271.355
Ventas de energía	1.474.818.366	1.155.805.379	860.581.278	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.474.818.366	1.155.805.379	860.581.278
Otras ventas	24.293.133	11.062.697	25.273.582	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	24.293.133	11.062.697	25.273.582
Otros prestaciones de servicios	40.866.012	42.928.659	82.416.495	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40.866.012	42.928.659	82.416.495
Otros ingresos	3.832.806	21.178.089	1.765.996	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.832.806	21.178.089	1.765.996
<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	(880.891.223)	(750.216.671)	(494.895.934)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(880.891.223)	(750.216.671)	(494.895.934)
Compras de energía	(320.731.795)	(288.442.686)	(124.419.095)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(320.731.795)	(288.442.686)	(124.419.095)
Consumo de combustible	(327.502.996)	(305.479.173)	(211.612.174)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(327.502.996)	(305.479.173)	(211.612.174)
Gastos de transporte	(179.691.471)	(142.831.143)	(149.447.930)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(179.691.471)	(142.831.143)	(149.447.930)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(52.965.961)	(113.463.669)	(8.416.735)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(52.965.961)	(113.463.669)	(8.416.735)
<b>MARGEN DE CONTRIBUCIÓN</b>	662.919.094	480.758.153	475.141.417	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	662.919.094	480.758.153	475.141.417
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	15.250.810	16.466.173	10.625.755	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.250.810	16.466.173	10.625.755
Gastos por beneficios a los empleados	(70.969.357)	(64.859.965)	(63.300.939)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(70.969.357)	(64.859.965)	(63.300.939)
Otros gastos, por naturaleza	(90.339.822)	(66.335.541)	(60.567.284)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(90.339.822)	(66.335.541)	(60.567.284)
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	516.860.725	366.028.820	361.899.049	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	516.860.725	366.028.820	361.899.049
Gasto por depreciación y amortización	(124.835.559)	(101.304.909)	(92.641.004)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(124.835.559)	(101.304.909)	(92.641.004)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	9.793.652	(12.461.456)	64.138	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.793.652	(12.461.456)	64.138
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	401.818.818	252.262.455	269.322.183	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	401.818.818	252.262.455	269.322.183
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	(114.252.183)	(77.345.376)	(73.994.699)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(114.252.183)	(77.345.376)	(73.994.699)
<b>Ingresos financieros</b>	234.821	1.586.033	3.154.877	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	234.821	1.586.033	3.154.877
Efectivo y otros medios equivalentes	152.518	1.283.124	310.628	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	152.518	1.283.124	310.628
Otros ingresos financieros	82.303	302.909	2.844.249	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	82.303	302.909	2.844.249
<b>Costos financieros</b>	(64.206.719)	(71.617.257)	(75.971.351)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(64.206.719)	(71.617.257)	(75.971.351)
Préstamos bancarios	(129.350)	(612.003)	(1.199.794)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(129.350)	(612.003)	(1.199.794)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(51.897.708)	(48.046.358)	(46.713.612)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(51.897.708)	(48.046.358)	(46.713.612)
Otros	(12.379.661)	(22.956.896)	(28.057.945)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(12.379.661)	(22.956.896)	(28.057.945)
Resultados por Unidades de Reajuste	3.600.187	13.926.117	1.001.573	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.600.187	13.926.117	1.001.573
Diferencias de cambio	(53.880.472)	(21.240.269)	(2.179.798)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(53.880.472)	(21.240.269)	(2.179.798)
Positivos	26.738.738	17.473.252	6.200.002	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26.738.738	17.473.252	6.200.002
Negativos	(60.619.210)	(38.713.521)	(8.379.800)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(60.619.210)	(38.713.521)	(8.379.800)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	8.905.045	(54.413.311)	24.309.344	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.905.045	(54.413.311)	24.309.344
Otras ganancias (pérdidas)	4.015.401	42.651.567	2.513.923	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.015.401	42.651.567	2.513.923
Resultado de Otras Inversiones	4.309.205	42.651.567	67.384	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.309.205	42.651.567	67.384
Resultados en Ventas de Activos	(293.804)	-	2.446.539	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(293.804)	-	2.446.539
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	300.487.081	163.155.335	222.150.751	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	300.487.081	163.155.335	222.150.751
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(76.655.819)	(34.098.106)	(36.995.257)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(76.655.819)	(34.098.106)	(36.995.257)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	223.831.262	129.057.229	185.155.494	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	223.831.262	129.057.229	185.155.494
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	(5.111.984)	27.697.481	76.695.740	109.339.865	56.506.674	(9.874.220)	211.906.861	288.830.088	230.824.559	95.054.809	111.350.114	83.157.315	5.541.161	(2.452.651)	411.189.551	489.915.518	378.350.743	
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	218.719.278	156.744.710	261.851.234	109.339.865	56.506.674	(9.874.220)	211.906.861	288.830.088	230.824.559	95.054.809	111.350.114	83.157.315	5.541.161	(2.452.651)	635.020.813	618.972.747	563.506.237	
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a																		
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora																392.868.115	334.556.376	353.926.779
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras																242.152.698	284.416.371	209.579.458

País	Chile			Argentina			Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
<b>ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO</b>																		
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	433.106.626	246.147.763	314.390.460	71.449.572	73.261.969	23.604.635	254.539.609	364.425.930	273.903.244	144.659.247	131.371.133	96.410.549	(2.540.818)	(407.290)	(529.838)	901.214.236	816.799.506	707.769.050
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(132.241.285)	34.558.118	64.846.892	(50.193.057)	(46.912.356)	(39.495.666)	(159.371.575)	(185.214.366)	(125.834.718)	(32.455.858)	(21.749.650)	(4.785.154)	(114.333.695)	(108.128.852)	(80.477.575)	(488.595.470)	(327.447.136)	(185.746.221)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(302.477.643)	(290.982.024)	(328.525.319)	(18.352.756)	(20.558.700)	16.625.223	(259.847.758)	(151.340.517)	(104.425.180)	(141.981.410)	(97.913.910)	(94.269.560)	116.874.513	108.536.172	81.007.413	(605.785.054)	(452.258.979)	(429.587.423)

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

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

#### 34.1 Garantías directas

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos			Saldo pendiente al			Liberación de garantías					
	Nombre	Relación		Tipo	Moneda	Valor Contable	Moneda	31-12-2015	31-12-2014	2015	Activos	2016	Activos	2017	Activos
Mitsubishi Corporation	Central Costanera S.A.	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	10.804.894	M\$	35.254.202	73.177.119	-	-	-	-	-	-
Credit Suisse First Boston	Central Costanera S.A.	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	3.098.134	M\$	1.183.600	3.033.750	-	-	-	-	-	-
Citibank N.A.	Endesa Argentina	Acreedor	Prenda	Deposito en dinero	M\$	435.681	M\$	435.681	702.470	-	-	-	-	-	-

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos ascendía a M\$ 13.903.028 y M\$ 21.952.283, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2015 Endesa Chile tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 3.060.828.771, de los cuales M\$ 3.050.571.988 corresponden a operaciones continuadas (M\$ 714.390.637 al 31 de diciembre de 2014).

#### 34.2 Garantías Indirectas

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 no existen Garantías Indirectas.

### 34.3 Litigios y arbitrajes

A la fecha de presentación de estos estados financieros consolidados, los pasivos contingentes más relevantes que involucran las sociedades del Grupo, para los cuales no se han reconocido provisiones debido a que la Administración considera que no existe una obligación presente, son los siguientes:

#### a) Operaciones Continuidas

Juicios pendientes Endesa Chile y Filiales:

1. En el año 2005 se interpusieron tres demandas en contra de Endesa Chile, el Fisco y la Dirección General de Aguas (DGA), las cuales actualmente se substancian en un solo procedimiento judicial, solicitándose en ellas se declare la nulidad de derecho público de la Resolución de la DGA N° 134, que constituye en favor de Endesa Chile un derecho de aprovechamiento de aguas no consuntivo para llevar a cabo el proyecto de la central hidroeléctrica Neltume, ello, con indemnización de perjuicios. En subsidio, se demanda la indemnización de daños y perjuicios supuestamente causados a los demandantes por la pérdida de su calidad de propietarios riberanos del lago Pirihueico así como por la desvalorización predial. La parte demandada ha rechazado estas pretensiones fundadas en que la resolución mencionada cumple con todos los requisitos legales y que el ejercicio de este derecho no causa perjuicios a los demandantes, entre otros argumentos. La cuantía de estos juicios es indeterminada. Este juicio se encuentra acumulado con otros dos: el primero caratulado “Arrieta con Fisco y Otros” del 9° Juzgado Civil, rol 15.279-2005 y el segundo caratulado “Jordán con Fisco y otros”, del 10° Juzgado Civil rol 1.608-2005. En relación con estos juicios, se encuentra decretada medida precautoria de prohibición de celebrar actos y contratos sobre los derechos de aguas de Endesa Chile, relacionados con el Proyecto Neltume. En cuanto al estado procesal, con fecha 25 de septiembre de 2014 el Tribunal dictó sentencia desfavorable a la compañía, que en lo medular declara ilegal el derecho de aprovechamiento constituido por Resolución DGA N° 134 y ordena su cancelación en el Registro de Propiedad de Aguas del Conservador de Bienes Raíces correspondiente. En su contra, Endesa presentó recurso de apelación y casación en la forma para ante la Corte de Apelaciones de Santiago, los cuales a la fecha aun se encuentran pendientes de vista.
2. Con fecha 24 de mayo de 2011, Endesa Chile fue notificada de una demanda de nulidad de derecho público, deducida por 19 propietarios riberanos del lago Pirihueico, en contra de la Resolución 732 DGA, que autorizó el traslado de la captación de derechos de aguas de la Central Neltume, desde el desagüe del lago Pirihueico a 900 metros aguas abajo en el río Fui. Solicitan que se anote la sentencia de nulidad al margen de la escritura pública a que se redujo la resolución DGA 732, que aprobó el traslado de la captación; que se ordene cancelar la inscripción de dicha escritura en el registro de aguas, para el caso que se hubiere practicado; y que se condene al Fisco de Chile; a la DGA y a Endesa Chile al pago de los perjuicios que se hubieren causado a los demandantes como consecuencia de la resolución impugnada, pidiendo se reserve el derecho para pedir la especie y monto de los perjuicios en un proceso judicial posterior. La demanda no tiene cuantía, pues han pedido que se determine en otro juicio, una vez declarada la nulidad de la resolución administrativa. A la fecha, se encuentra terminado el periodo de discusión y dictado el auto de prueba, el que una vez notificado, fue objeto de recurso de reposición interpuesto por la demandante, e incidente de nulidad presentado por Endesa Chile, los que fueron rechazados. El procedimiento se suspendió de común acuerdo hasta el día 9 de marzo de 2013, reiniciándose acto seguido el procedimiento. Con fecha 20 de agosto de 2013 se realizó la audiencia de conciliación que estaba pendiente, sin que esta se haya logrado. Terminado el periodo ordinario, extraordinario y especial de prueba con fecha 22.01.2015 se citó a las partes a oír sentencia y con fecha 23.04.2015 se dictó sentencia que acoge la demanda, declarando nulo de derecho público la Resolución DGA N° 732. En su contra, Endesa presentó recurso de apelación y casación en la forma para ante la Corte de Apelaciones de Santiago, recursos que a la fecha se encuentran pendientes de resolución.
3. Con fecha 12 de mayo de 2014, Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., (Celta), presentó formalmente su demanda arbitral en contra de la Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi, cuyo objeto es que el Tribunal Arbitral declare que a través de los contratos celebrados en 1995 y 2001, las partes han establecido una relación contractual de largo plazo, caracterizadas por el equilibrio económico que debe existir en sus prestaciones recíprocas y que, como consecuencia de lo anterior, los mayores costos que corresponde a la inversión que se debe realizar para dar cumplimiento a la norma de emisión contenida en el DS (MMA) N° 13, de 2011, deben ser compartidos por las partes, por lo cual la demandada debería comenzar a pagar hasta el vencimiento del contrato, un cargo fijo mensual que sume al 31 de marzo de 2020, la cantidad de US\$ 72.275.000, equivalentes a aprox. M\$ 51.326.814.- por concepto de la parte proporcional de las inversiones que ella debe asumir como consecuencia del referido DS.

En cuanto al estado procesal, la demanda fue notificada con fecha 3 de julio de 2014. Con fecha 8 de agosto de 2014 Collahuasi contestó la demanda de Celta, e interpuso demanda reconvenicional en su contra. En ella, Collahuasi solicita al Tribunal declarar que Celta ha infringido la prohibición de invocar como precedente lo acordado en las modificaciones a los contratos de suministro de 2009, reservándose el derecho de discutir y probar el monto de los perjuicios. Con fecha 26 de agosto de 2014 Celta presenta su réplica en la demanda principal y contesta la demanda reconvenicional. Con fecha 11 de septiembre de 2014 Collahuasi presenta su dúplica en la demanda principal y su réplica de demanda reconvenicional. Con fecha 1 de octubre de 2014, Celta presentó su dúplica a la demanda reconvenicional. Adicionalmente el Juez Árbitro formuló un cuestionario con preguntas a cada parte por separado y también con preguntas comunes.

Una vez que éstas fueron respondidas, el árbitro dio a las partes plazo hasta el 16 de enero de 2015 para objetar u observar las respuestas proporcionadas y los documentos acompañados de contrario. El Juez Árbitro ha entregado a las partes una base de acuerdo para estudio.

4. En agosto de 2013 la Superintendencia chilena de Medio Ambiente formuló cargos en contra de Endesa Chile, alegando una serie de infracciones a la Resolución Exenta N° 206, de 2 de agosto de 2007 y sus resoluciones complementarias y aclaratorias, que califican ambientalmente el "Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina". Las alegadas infracciones dicen relación con el canal de descarga del sistema de refrigeración, el inoperativo el Desulfurizador de Bocamina I, la no remisión de información, superar el límite CO para Bocamina I impuesto para Bocamina II durante el mes de enero 2013, fallas en el cierre acústico perimetral de Bocamina I, emisión de ruidos y no contar con las barreras tecnológicas que impidan la entrada masiva de Biomasa en la bocatoma de la central. Endesa Chile presentó un programa de cumplimiento, el cual no fue aprobado. Con fecha 27 de noviembre de 2013, la Superintendencia de Medio Ambiente reformuló los cargos cursados agregando dos nuevos infracciones a los cargos ya formulados. Endesa Chile ha presentado su defensa, en diciembre de 2013, en la cual reconoce parcialmente algunas de estas infracciones (con el objeto de acogerse al beneficio de reducción de un 25% de la multa, en caso de reconocimiento) oponiéndose al resto. Con fecha 11 de agosto de 2014, la SMA dictó resolución N° 421 que aplica sanción a Endesa, por los incumplimientos ambientales materia del proceso sancionatorio, aplicando una multa de 8640,4 UTA. en su contra, Endesa presentó reclamo de ilegalidad ante el Tercer Tribunal Ambiental de Valdivia, el que con fecha 27.03.2015 dictó sentencia que anula parcialmente la sanción impuesta por la Superintendencia de Medio Ambiente, ordenándole considerar las agravantes acreditadas en relación al cálculo de la multa impuesta. En contra de dicha resolución, la compañía dedujo recurso de casación en el fondo para ante la Corte Suprema, recurso que fue rechazado, confirmándose la sanción impuesta.

## b) Operaciones Discontinuadas

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\$ 675.000.000. 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. Pendiente la resolución de estos recursos.
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 Col M\$93.000.000 de pesos colombianos (aprox. M\$ 20.925.000).
3. 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).

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 el TF remita el expediente a la SUNAT para que ésta última recalculé la deuda de acuerdo al criterio establecido.

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 rindió Informe oral al TF y se presentó los alegatos de cierre. En relación al Informe Oral, Edegel presentó nueva evidencia encontrada con el fin de reducir la "parte que se perdería" de 6 mm € a 1,3 mm €. El TF puede señalar que la evidencia es inadmisibles por extemporánea. En diciembre 2014, el TF emitió resolución sobre la apelación de Edegel. Se espera que el TF remita el expediente a la SUNAT para que haga el recalcule de la deuda según el criterio establecido. La Cuantía total S/ 63.944.287 (aprox.M\$ 13.305.207), que se desglosa en Cuantía Activa S/ 59.819.819 (aprox. M\$12.447.008) y Cuantía Pasiva: S/ 4.124.468 (aprox. M\$ 858.198).

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.

## Enel Brasil S.A. y Filiales

### - Ampla Energía S.A.

1. 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 Declaración (con el objeto de aclarar una supuesta omisión del Tribunal en la decisión del Mandado de Segurança), que no fue acogido. Contra esta decisión se ofreció Recurso Ordinario ante el 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, pendientes de resolverse. La cuantía de este juicio asciende aproximadamente a R\$ 1.344 millones (aprox. M\$ 244.430.592).
2. 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. Se está a la espera de la decisión de primera instancia administrativa. La cuantía asciende a R\$ 233 millones (aprox. M\$ 42.375.244).

3. En diciembre de 2001 la Constitución Federal brasileña fue modificada con la finalidad de someter la venta de energía eléctrica a tributación por la Contribución Financiera a la Seguridad Social (COFINS), que es un tributo que recae sobre los ingresos. La Constitución establece que los cambios legislativos referentes a contribuciones sociales entran en vigor a los 90 días de su publicación, por lo que 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 de 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%, y no más en un 30%, por lo que la garantía fue reducida a una cantidad equivalente a 44 mm €). 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. Se espera la decisión de primera instancia judicial. La cuantía asciende a R\$149 millones (aprox. M\$ 27.098.332).
4. 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\$ 36.373) 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\$ 14.534) 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\$17.362.047) (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\$ 374.014.593 (aprox. M\$ 68.021.285).
5. Tras ganar, en definitiva, en 2010, el litigio relativo a la inmunidad de COFINS, en el cual la Hacienda Pública intentaba revocar, mediante una acción rescisoria, una sentencia firme y ejecutoriada de agosto de 1996 a favor de 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 Río de Janeiro. En octubre 2014, el Tribunal de Río determinó un nuevo juzgamiento en la primera instancia judicial por entender que, en el fallo anterior, la hacienda pública no había tenido oportunidad de manifestarse. En mayo 2015, la autoridad tributaria presentó su alegato final y en julio 2015 una nueva decisión favorable de primera instancia declaró el derecho de 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 R\$ 167 millones (aprox. M\$ 30.371.956).

6. 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%, y no más en el 30% de anterior, por lo que la garantía fue reducida a una cantidad equivalente a 331 mm €). 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. Es importante señalar que la resolución negativa final de la Cámara Superior implica la posible apertura del proceso penal contra determinados empleados y administradores de AMPLA (ya que el Consejo confirmó la supuesta existencia de simulación). Se espera la decisión de primera instancia judicial. La cuantía asciende a R\$1.128 millones (aprox. M\$ 205.147.104).
7. 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 Río 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 02.10.2015 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 el órgano (proceso) administrativo 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 el órgano administrativo recaudatorio. La cuantía asciende a R\$ 285 millones (aprox. M\$ 51.832.380).

8. 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 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\$ 63.678.286 (aprox. M\$ 11.581.042).

- **Cien**

1. 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\$ 21.399.857) 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.

2. 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\$ 94.716.974), 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.

- **Coelce.**

1. 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\$179.581.359 (aprox. M\$ 32.660.102.) En una de las acciones presentadas por Coperva, acción de revisión, 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.

Se dictó fallo rechazándose la Apelación presentada por Coperva, que opuso Embargos de Aclaración, acerca de los cuales el tribunal no ha se manifestado a la fecha. 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\$ 2.837.140). Este proceso se encuentra en primera instancia, sin haberse iniciado todavía la etapa probatoria, y su cuantía es de R\$94.359.638 (aprox. M\$ 17.160.998). 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\$ 108.628.889 (aprox. M\$19.756.118) Este proceso, al igual que COPERCA, no ha sido impulsado por la demandante y se encuentra en primera instancia.

2. 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 por 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 Litigio año 2005 y 2006: Tras la decisión desfavorable en el proceso administrativo, Coelce aguarda la presentación de la ejecución judicial por el Estado. Sin embargo, Coelce ya ha presentado la garantía bancaria para asegurar su derecho de certificación de regularidad fiscal. Respecto de los Litigios de años 2007, 2008 y 2009: Coelce presentó defensa administrativa y está pendiente su decisión. Respecto del año 2010: El acta fue recibida en enero 2015 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 R\$123 millones (aprox. M\$ 22.369.764 )

- **Endesa Fortaleza.**

1. 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. El PIS y COFINS pagado en exceso bajo el régimen no acumulativo por CGTF y CIEN, entre noviembre de 2004 noviembre de 2005, generan créditos fiscales, que fueron utilizados para pagar otros impuestos debidos. Sin embargo, las autoridades fiscales en el 2009 rechazaron los procedimientos de compensación. Adicionalmente, 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 sólo respecto de octubre 2004. 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. Además, la segunda instancia administrativa falló a favor de Endesa Fortaleza 20 procedimientos de compensación que se refieren al mes de diciembre de 2005 y la autoridad tributaria apeló al Consejo Superior de Recursos Fiscales. La cuantía asciende a R\$ 75 millones aprox. (aprox. M\$ 13.640.100).



La Administración de Endesa Chile considera que las provisiones registradas en el Balance de Situación Consolidado adjunto cubren adecuadamente los riesgos por los litigios y demás operaciones descritas en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

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

#### 34.4 Restricciones financieras

Diversos contratos de deuda de la sociedad, como de algunas de sus filiales, incluyen la obligación de cumplir ciertos covenants financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También existen obligaciones afirmativas y negativas que exigen el monitoreo de estos compromisos. Adicionalmente, existen restricciones impuestas en las secciones de eventos de incumplimiento de los contratos, que exigen su cumplimiento.

##### 1) Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Endesa Chile contienen cláusulas de cross default. La línea de crédito bajo ley chilena, que Endesa Chile suscribió en febrero de 2013 estipula que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del propio Deudor, es decir de Endesa Chile, no haciendo referencia a sus filiales. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de esta línea debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una deuda debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas y además deben incluirse otras condiciones adicionales como por ejemplo la expiración de periodos de gracia. Esta línea se cerró anticipadamente el 18 de enero de 2016, y desde su suscripción, no fue desembolsada. Se está negociando la contratación de la nueva línea de crédito y se espera suscribirla durante febrero 2016 bajo similares condiciones contractuales que las anteriores considerando la nueva estructura societaria. La línea de crédito internacional de Endesa Chile bajo ley del Estado de Nueva York, suscrita en julio 2014 y que expira en julio de 2019, tampoco hace referencia a ninguna de sus filiales, por lo que el cross default sólo se puede originar por incumplimiento de otra deuda de Endesa Chile. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de esta línea de crédito debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una deuda debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas, y además deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de períodos de gracia (si existieran en el contrato en incumplimiento), y la notificación formal de la intención de acelerar la deuda por parte de acreedores que representen más del 50% del monto adeudado o comprometido en el contrato. A esta fecha, esta línea de crédito se encuentra no desembolsada.

En los bonos de Endesa Chile registrados ante la Securities and Exchange Commission ("SEC") de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados "Yankee Bonds", el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de Endesa Chile, o de cualquiera de sus filiales chilenas, por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$ 30 millones, o su equivalente en otras monedas. El aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben 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 Endesa Chile. El Yankee Bond de Endesa Chile de mayor plazo vence en febrero de 2097. Los otros vencimientos de Yankee Bonds son en 2024, 2027 y 2037. Para el caso del Yankee Bond con vencimiento en 2024 (emitido en abril 2014), el umbral que da origen a cross default aumentó a US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas.

Los bonos de Endesa Chile emitidos en Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del Emisor, en los casos en que el monto en mora exceda los US\$ 50 millones en una deuda individual, o su equivalente en otras monedas. A su vez, el aceleramiento debe ser exigido en junta de tenedores de bonos por los titulares de al menos un 50% de los bonos de una determinada serie.

##### 2) Covenants Financieros

Los covenants financieros son compromisos contractuales sobre ratios financieros con umbrales de niveles mínimos o máximos, según sea el caso, que la empresa se obliga a satisfacer en momentos determinados de tiempo (trimestralmente, anualmente, etc.) y en algunos casos siempre y cuando se cumplan ciertas condiciones. La mayoría de los covenants financieros que tiene el Grupo Endesa Chile limitan el nivel de endeudamiento y evalúan la capacidad de generar flujos para hacer frente a los servicios de la deuda de las empresas. Para varias compañías también se exige la certificación periódica de dichos covenants. Los tipos de covenants y sus respectivos umbrales varían según el tipo de deuda y contrato.

Los bonos locales de Endesa Chile incluyen los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en los respectivos contratos.

#### Serie H

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, Otros pasivos financieros, no corrientes y Otras obligaciones garantizadas por el Emisor o sus filiales, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras y el Patrimonio Total. Al 31 de diciembre de 2015, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,19.
- Patrimonio Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$761.661 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio corresponde al Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora. Al 31 de diciembre de 2015, el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora de Endesa Chile fue de \$ 2.648.190 millones.
- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Se debe mantener un Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros mayor o igual a 1,85. La cobertura de gastos financieros es el cociente entre: i) el Resultado bruto de explotación, más Ingresos financieros y dividendos recibidos de empresas asociadas, y, ii) los Gastos financieros; ambos ítems referidos al período de cuatro trimestres consecutivos que terminan al cierre del trimestre que se está informando. Al 31 de diciembre de 2015, la relación mencionada fue de 8,21.
- Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas: Se debe mantener una Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas menor o igual a cien millones de dólares. La Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas es la diferencia entre: i) la suma de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A., y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A.; y ii) la suma de Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente, Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A., y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A. Al 31 de diciembre de 2015, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue negativa en US\$ 341,86 millones, indicando que Enersis Américas S.A. es un acreedor neto de Endesa Chile, no un deudor neto.

#### Serie M

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, y Otros pasivos financieros, no corrientes, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras y Patrimonio Total. Al 31 de diciembre de 2015, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,19.
- Patrimonio Consolidado: Ídem Serie H.
- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Ídem Serie H.

Además, el resto de la deuda, así como las líneas de crédito no desembolsadas de Endesa Chile incluyen otros covenants como Razón de Endeudamiento y Capacidad de Pago de la Deuda (Ratio Deuda/EBITDA), mientras que los "Yankee Bonds" no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

En el caso de Endesa Chile, al 31 de diciembre de 2015, el covenant financiero más restrictivo era la Razón de Endeudamiento, correspondiente a las líneas de crédito bajo ley chilena cerrada anticipadamente el 18 de enero de 2016.

En Perú, la deuda de Edegel incluye los siguientes covenants: Razón de Endeudamiento y Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA). Al 31 de diciembre de 2015, el covenant financiero más restrictivo de Edegel era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente al arrendamiento financiero con el Banco Scotiabank, con vencimiento en marzo de 2017.

En Argentina, Costanera tiene un solo covenant que es el de Deuda Máxima, correspondiente al crédito del Credit Suisse First Boston International con vencimiento en febrero de 2016. Por su parte, la deuda de El Chocón incluye covenants de Deuda Máxima, Patrimonio Neto Consolidado, Cobertura de Intereses, Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA) y Razón de Apalancamiento. Al 31 de diciembre de 2015, el covenant más restrictivo era la Razón de Endeudamiento del préstamo sindicado que vence en septiembre de 2016.

En Colombia, la deuda de Emgesa tiene un solo covenant que es el de Deuda Neta/EBITDA, correspondiente al crédito del Bank of Tokyo con vencimiento en junio de 2017. 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 31 de diciembre de 2015, el covenant no se encontraba activo.

El resto de compañías del Grupo no mencionadas en esta Nota no está sujeta al cumplimiento de covenants financieros.

Por último, en la mayoría de los contratos, el aceleramiento de la deuda por incumplimiento de estos covenants no se da en forma automática, sino que deben cumplirse ciertas condiciones, como el vencimiento de los plazos de cura establecidos en los mismos, entre otras condiciones.

Al 31 de diciembre de 2015 y al 31 de diciembre de 2014, ni Endesa Chile ni ninguna de sus filiales se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros, con la excepción de nuestra filial argentina de generación Hidroeléctrica El Chocón al cierre de diciembre de 2014. Lo anterior no representa riesgo de cross default u otro incumplimiento para Endesa Chile.

Al 31 de diciembre de 2015, todos los activos y pasivos relacionados con el negocio de generación fuera de Chile se han clasificado como activos y pasivos mantenidos para distribuir a los propietarios (Ver Nota 4.1).

### 34.5 Otra Información

#### a) Operaciones Continuas.

##### Centrales Hidroeléctricas de Aysén.

- En mayo de 2014, el Comité de Ministros revocó la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto Hidroaysén, en el que participa Endesa Chile, acogiendo algunas de las reclamaciones presentadas en contra de este proyecto. Como es de público conocimiento esta decisión fue recurrida ante los tribunales medioambientales de Valdivia y Santiago. El 28 de enero de 2015, se tomó conocimiento que se denegó parcialmente la solicitud de derechos de agua realizada por parte de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (en adelante "Hidroaysén") en el año 2008.

Endesa Chile ha manifestado su voluntad de impulsar en Hidroaysén la defensa de los derechos de agua y la calificación ambiental otorgada al proyecto en las instancias que corresponda, continuando las acciones judiciales ya iniciadas o implementando nuevas acciones administrativas o judiciales que sean necesarias para este fin, y mantiene el convencimiento de que los recursos hídricos de la región de Aysén son importantes para el desarrollo energético del país.

Sin embargo, dada la situación actual, existe incertidumbre sobre la recuperabilidad de la inversión realizada hasta ahora en Hidroaysén, ya que depende tanto de decisiones judiciales como de definiciones sobre materias de la agenda de energía que hoy no se está en condiciones de prever, por lo cual la inversión no se encuentra en el portafolio de proyectos inmediatos de Endesa Chile. En consecuencia, al cierre del ejercicio 2014, Endesa Chile registró una provisión por el deterioro de su participación en Hidroaysén S.A. por un monto de M\$ 69.066.857 (aproximadamente US\$ 121 millones). ( Ver nota 13.1.a), que permanece vigente al 31 diciembre de 2015.

## b) Operaciones Discontinuas.

### 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 adhirió 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, comprometiéndose, de acuerdo al punto 3.2.v del Acuerdo, 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 establece el procedimiento para compatibilizar las remuneraciones de la Resolución SE N° 95/2013 y los Contratos de Disponibilidad de Ciclos Combinados y Turbovapor celebrados entre Central Costanera y CAMMESA, a partir de febrero de 2014. De acuerdo a lo estipulado en la misma, Central Costanera deberá renunciar 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 implica 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 deberán ser 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 acumuladas en una cuenta especial denominada “Cuenta Contratos de Disponibilidad”. A los efectos de la instrumentación de las condiciones establecidas previamente, la Sociedad debía suscribir con CAMMESA, las adendas respectivas a los contratos.

El 3 de julio de 2015 la Sociedad firmó las adendas con CAMMESA a los Contratos de Compromiso de Disponibilidad de Ciclos combinados y Turbovapor. Las disposiciones de los Contratos más las modificaciones introducidas por las presentes adendas regulan el acuerdo entre las partes y se 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).

- 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 Combinado 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.
  - 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.
- 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 Endesa 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, Costanera 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.

### 35. DOTACIÓN.

La distribución del personal de Endesa Chile, incluyendo la información relativa a las filiales y aquellas sociedades de negocio conjunto, en los cinco países donde está presente el Grupo en Latinoamérica, al 31 de diciembre de 2015 y 2014, era la siguiente:

País	31-12-2015				Promedio del año
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	24	914	48	986	1.105
Argentina	6	456	70	532	531
Perú	15	245	-	260	264
Colombia	12	484	14	510	580
<b>Total</b>	<b>57</b>	<b>2.099</b>	<b>132</b>	<b>2.288</b>	<b>2.480</b>

País	31-12-2014				Promedio del año
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	40	1.127	94	1.261	1.224
Argentina	3	528	32	563	544
Perú	8	244	16	268	261
Colombia	11	563	15	589	576
<b>Total</b>	<b>62</b>	<b>2.462</b>	<b>157</b>	<b>2.681</b>	<b>2.605</b>

Es importante destacar que las operaciones que Endesa Chile realiza fuera de Chile, a contar del 1 de febrero de 2016 pasaron a formar parte de una nueva sociedad denominada Endesa Américas S.A.. (Ver notas 3.j, 4.1 y 39)

## 36. SANCIONES.

Las sanciones recibidas por autoridades administrativas son las siguientes:

### a) Operaciones Continuas

#### 1. Endesa Chile

- En el mes de enero de 2013, Endesa Chile fue notificada de la Resolución Exenta SEC N° 2496, que le aplica una sanción a la compañía de 10 U.T.A., equivalentes a M\$ 4.952, por infracción a lo dispuesto en el artículo 123 del D.F.L. N° 4/20.018 de 2006, toda vez que se habría incumplido la obligación de comunicar a la SEC la puesta en servicio de las instalaciones eléctricas, dentro de los plazos previstos en la citada disposición legal. Endesa Chile, allanándose a los cargos, procedió a pagar íntegramente la multa impuesta. **Terminada y pagada.**
- Durante el primer trimestre de 2013, Endesa Chile, fue notificada de 3 resoluciones del SEREMI de Salud, de la Región del Maule N°s 1057, 085 y 970, las que resolviendo los sumarios sanitarios Rit: N°s 355/2011, 354/2011 y 356/2011 respectivamente, aplican una sanción de 20 UTM cada una, por las siguientes infracciones: Resolución N° 1057, sanciona infracción sanitaria al Decreto 594 de 1999, Reglamento sobre Condiciones Sanitarias y Ambientales Básicas en los lugares de Trabajo, específicamente, en las instalaciones de la Central Cipreses, dicha sanción se encuentra íntegramente pagada. Resolución N° 085, sanciona el incumplimiento al D.S. N° 90/2011 que establece la obligación de declarar emisiones de los años 2009 y 2010 de 1 grupo electrógeno SIEMENS-SCHUKERTWERKE A6 de 20,8 Kw de potencia, ubicado en la instalación Bocatoma Maule Isla. Dicha resolución, se encuentra actualmente impugnada. Resolución N° 970, sanciona el incumplimiento al D.S. N° 90/2011 que establece la obligación de declarar emisiones de los años 2009 y 2010 de 1 grupo electrógeno CONEX de 34 Kw, ubicado en la instalación denominada Bocatoma Maule Isla. Dicha resolución se encuentra actualmente impugnada. Total 60 UTM, equivalentes a M\$ 2.626
- En el mes de septiembre de 2013, Endesa fue notificada del ORD N° 603 de la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA), que inicia el procedimiento sancionatorio y formula cargos en contra de Endesa, Titular del Proyecto Ampliación Central Bocamina Segunda Unidad, por una serie de infracciones a la normativa ambiental e instrumento de regulación ambiental (RCA). El procedimiento sancionatorio, tiene como antecedente la inspección realizada por personal de la SMA efectuada los días 13 y 14 de febrero, y 19, 26 y 27 de marzo de 2013, a las instalaciones de la Central termoeléctrica Bocamina, dicha autoridad constató una serie de infracciones a la Resolución Exenta N° 206, de 2 de agosto de 2007 ("RCA N° 206/2007), aclarada por las Resoluciones Exentas N° 229, de 21 de agosto de 2007 (RCA N° 229/2007) y N° 285, de 8 de octubre de 2007 (RCA N° 285/2007), que califican ambientalmente al proyecto en comento. Las infracciones objeto de la formulación de cargos consisten principalmente en: (i) No contar con un canal de descarga del sistema de refrigeración, que penetre en el mar 30 metros desde el borde de la playa; (ii) No tener operativo el Desulfurizador de Bocamina I; (iii) No remitir la información solicitada por el funcionario de la Superintendencia, relativa a los registros históricos de reporte de emisiones en línea (CEMs) desde el inicio de la operación hasta la fecha; (iv) Superar el límite CO para Bocamina I impuesto en la RCA de Bocamina II durante el mes de enero 2013; (v) El cierre acústico perimetral de Bocamina I presenta fallas y aperturas entre paneles; (vi) Emitir ruidos por encima de lo establecido en la normativa; (vii) No contar con las barreras tecnológicas que impidan la entrada masiva de Biomasa en la bocatoma de la central.

Endesa presentó dentro de plazo, un programa de cumplimiento, el que fue rechazado. Con fecha 27 de noviembre de 2013, la SMA reformuló los cargos cursados agregando dos nuevos a los ya efectuados (Incumplimiento de la RCA N° 206/2007, considerada como infracción grave y, no cumplir con el requerimiento de información efectuado en Ord. UIPS N° 603, que formula cargos, considerada como infracción grave.

Con fecha 11 de agosto de 2014, la SMA dictó resolución N° 421 que aplica sanción a Endesa, por los incumplimientos ambientales materia del proceso sancionatorio, aplicando una multa de 8.640,4 UTA (aprox. M\$ 4.537.247). En su contra, Endesa presentó reclamo de ilegalidad ante el Tercer Tribunal Ambiental de Valdivia, el que, con fecha 27.03.2015 el Tribunal dictó sentencia que anula parcialmente la sanción impuesta por la Superintendencia de Medio Ambiente, ordenándole considerar las agravantes acreditadas en relación al cálculo de la multa impuesta. En contra de dicha resolución, las partes presentaron recurso de casación en el fondo para ante la Corte Suprema, la que finalmente desechó el recurso de Endesa, confirmando la multa impuesta por la SMA. **Multa pagada.**

- Producto del accidente laboral de uno de los trabajadores del contratista Metalcav, verificado con fecha 12 de junio de 2014, en las Obras de Bocamina II, la inspección del trabajo de la región del Biobío, resolvió imponer una multa de M\$2.523 a Endesa por sus infracciones a sus deberes como empresa mandante. **Terminada y pagada.**
- Con fecha 20 de mayo de 2014, la Corte de Apelaciones de Valparaíso, confirmó la multa impuesta por el Juzgado de Policía Local de Quintero, que acogiendo una denuncia de la CONAF sanciona a Endesa con M\$ 2.646, por la corta de especies arbóreas sin contra previamente con un plan de manejo forestal aprobado por CONAF, realizada en el predio "Valle Alegre, Parcela 22, sitio 3 de la comuna de Quintero, hecho con la finalidad de despejar tendido eléctrico de alta tensión existente en el lugar. Multa pagada en el tribunal competente. **Terminada y pagada.**
- Con fecha 23 de junio de 2014, la SISS (Superintendencia Servicios Sanitarios) impuso una multa por 13 UTA (aprox. M\$ 6.599) a Endesa, por las infracciones en que incurre el funcionamiento de la Central San Isidro II, por cuanto ésta unidad térmica descargó residuos líquidos, de su proceso de enfriamiento, con valores superiores a los permitidos en la norma de emisión vigente D.S. 90. Concentración de sulfatos. **Terminada y pagada.**
- En el mes de julio de 2014 la Dirección del Trabajo de Coronel multó a Endesa por una serie de infracciones a la legislación laboral relativa a funcionarios que prestan servicios en dependencias de la Central Bocamina. Las infracciones sancionadas son: i) Exceder el máximo de 2 horas extraordinarias por día; ii) no otorgar descanso los días domingos; iii) llevar incorrectamente el registro de asistencias; iv) exceder el máximo de 10 horas de jornada de trabajo. La multa impuesta por cada una de las infracciones detectadas alcanzó la suma total de \$10.122.720, suma que la compañía pagó íntegramente. **Terminada y pagada.**
- Por resolución de la Inspección del Trabajo N° 1209/15/16, se impuso a Endesa una multa de M\$2.594. por no dar cumplimiento a las resoluciones DT que autorizan una distribución excepcional de la jornada de trabajo. **Multa pagada.**
- Por Resolución del SEREMI de Salud del Biobío N° 158s3890, de 25 de septiembre de 2015, se impuso a Endesa una multa de 500 UTM (aprox. M\$ 22.122), por la supuesta infracción consistente en no fiscalizar la entrega de materiales de seguridad para el retiro de asbesto, en forma personal a cada trabajador, y no en charlas grupales. El reproche no tiene sustento en ninguna disposición legal, razón por la cual Endesa presentó recurso de reposición administrativa, el que a la fecha se encuentra pendiente de resolución.

## 2. Pehuenche

- Con fecha 2 de octubre de 2013 la Superintendencia de Valores y Seguros, aplicó sanción de multa a Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y a su Gerente General, por supuestas infracciones al artículo N°54 de la Ley 18.046, "sobre el derecho de todo accionista para examinar, durante los 15 días anteriores a una junta ordinaria de accionistas, la memoria, balance, inventario, actas, libros e informes de los auditores externos de una sociedad", resolviendo lo siguiente:

Aplíquese a Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y a su Gerente General señor Lucio Castro Márquez, la sanción de Multa ascendente a U.F. 150, cada uno, por infracción a lo dispuesto en los artículos N°54 de la Ley N°18.046 y al artículo N°61 del Reglamento de Sociedades Anónimas vigente a la época de los hechos sancionados.

La sanción se aplicó como consecuencia de una denuncia efectuada por Inversiones Tricahue S.A. en contra de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., basada en el hecho que el día 24 de abril de 2012, se constituyó el Gerente de la denunciante en las oficinas de Pehuenche, para examinar los libros de actas del directorio de la sociedad, y manifiesta que le impusieron como condición previa firmar una carta de confidencialidad e indemnidad a favor de Pehuenche, lo que estima ilegal y arbitrario.

Con fecha 24 de agosto de 2012, la denunciante Inversiones Tricahue S.A., había retirado la denuncia formulada en contra de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A..

A su vez, la Compañía y su Gerente General, respectivamente, ejercieron la acción del artículo N°30, del Decreto Ley N°3.538, en forma y plazo, reclamando ante la Justicia Ordinaria en contra de la resolución de la SVS, para obtener su revocación.

Finalmente, con fecha 20 de mayo de 2014, el Tribunal conociendo del reclamo interpuesto, dictó sentencia que revoca la sanción aplicada, por carecer ésta de fundamentos. **Terminada.**



## b) Operaciones Discontinuas.

### 1. Hidroeléctrica El Chocón S.A.

- Para el período finalizado el 31 de diciembre de 2013, el Ente Nacional Regulador de Energía (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 20 pesos argentinos (aprox. M\$1.089). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.
- En otro orden, para el período que comenzó el 1 de enero de 2014 y hasta el 31 de marzo de 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 11 pesos argentinos (aprox. M\$ 599). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.
- Finalmente, para el período que comenzó el 1 de abril de 2014 y hasta el 30 de junio de 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso dos sanciones por un monto de M\$ 3 pesos argentinos (aprox. M\$ 163).
- Durante el año 2015 no se registran sanciones de autoridades administrativas.

### 2. Central Costanera S.A.

- Durante el ejercicio 2012 y hasta el 30 de junio de 2013 la sociedad fue sancionada por la Dirección General de Aduanas con dos multas por un monto total de M\$47 pesos argentinos (aprox. M\$2.560). Se analiza eventual responsabilidad de Mitsubishi, en cuyo caso dicho monto podrá ser reclamado a este último proveedor. Asimismo, el ENRE impuso dos sanciones por un monto de M\$ 51 pesos argentinos (aprox. M\$2.777). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.
- Para el período que comenzó el 1 de abril de 2014 y hasta el 30 de junio de 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 40 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.178). La misma se abonó con fecha 30 de junio de 2014.
- Finalmente durante el período comprendido entre el 1° de julio de 2014 y el 31 de diciembre de 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$102 pesos argentinos (aprox. M\$ 5.555). Su pago se efectuó con fecha 20 de noviembre de 2014.
- Durante los tres primeros trimestres de 2015 no se registran sanciones de autoridades administrativas.
- Durante el año 2015 la Administración Federal de Ingresos Públicos impuso a Central Costanera una multa de \$ 58.479,75 pesos argentinos (aprox. M\$ 3.185) y dispuso el pago de una diferencia de tributos de \$ 9.746,63 pesos argentinos (aprox. M\$ 531), por infracción al artículo 970 del Código Aduanero (es decir, por no haber reingresado al país dentro del plazo concedido, mercadería egresada temporalmente). Se apeló dicha sanción 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.

### 3. Edegel S.A.A.

- En abril de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una las siguientes multas: (i) S/. 7.604,57 (aprox. M\$ 1.582) por exceso del plazo para la actividad de mantenimiento respecto a las unidades de generación térmica para el cuarto trimestre de 2008; (ii) S/. 200.941,48 (aprox. M\$ 41.811) por exceso del plazo para la actividad de mantenimiento respecto a las unidades de generación hidráulica para el cuarto trimestre de 2008; (iii) S/. 40.700 (aprox. M\$ 8.469) (11 Unidades Impositivas Tributarias - UIT) por no haber presentado la justificación técnica dentro del plazo para el segundo trimestre de 2008; y, (iv) S/. 106.073,17 (aprox. M\$ 22.071) por no haberse encontrado disponible la unidad de generación luego de haber sido convocada por requerimiento del SEIN para el cuarto trimestre de 2008.

Edegel S.A.A. no ha impugnado las sanciones (i) y (iv), y, con fecha 2 de mayo de 2013, procedió a pagarlas conforme a los beneficios de pronto pago. Sin embargo, mediante recurso de apelación, Edegel S.A.A. ha impugnado los numerales (ii) y (iii). Frente a ello, el Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Temas de Energía y Minería de OSINERGMIN, mediante su Resolución N° 107-2014-OS/TASTEM-S1 notificada a Edegel S.A.A. con fecha 15 de abril de 2014, resolvió declarar nula la Resolución de Gerencia General que impuso la multa, debido a que no era competente para hacerlo, siendo el órgano competente la Gerencia de Fiscalización Eléctrica.

En ese sentido, con fecha 1 de septiembre de 2014, Edegel S.A.A. fue notificada con la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN N° 1380-2014, por la cual se resolvió sancionar a Edegel S.A.A. con las mismas multas contenidas en la Resolución de Gerencia General. Ante ello, Edegel S.A.A. ha vuelto a presentar la impugnación, dejando constancia de que las sanciones (i) y (iv) ya fueron canceladas. Con fecha 17 de setiembre de 2014, EDEGEL presentó un escrito de apelación ante OSINERGMIN, por el cual solicitó a la Gerencia de Fiscalización Eléctrica que se eleve el recurso de apelación al órgano de segunda instancia, al cual solicita declararlo fundado y proceda al recálculo de las sanciones aplicables.

- En mayo de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de los pagos a cuenta del año 2007 por un monto actualizado al 30 de septiembre de 2015 de S/. 9.755.900 (aprox. M\$ 2.029.959). La apelación presentada se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En junio de 2013, Edegel S.A.A. fue notificada por Electroperú S.A. por la aplicación de penalidad al Contrato N° 132991 “Servicio de Capacidad Adicional de Generación a través de la Conversión de Equipos al Sistema de Generación Dual” ascendente al monto de S/. 481.104,53 (aprox. M\$ 100.106) por el incumplimiento en las condiciones en la ejecución del servicio contratado, de acuerdo a lo ofertado en el contrato de la referencia.
- En julio de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 453,86 (aprox. M\$ 94) por haber excedido en el plazo para la actividad en mantenimiento respecto a las unidades de generación hidráulica acorde con el numeral 6 del “Procedimiento para la Supervisión de la Disponibilidad y el Estado Operativo de la Unidades de Generación del SEIN”. Al haber sido pagada antes de los 15 días requeridos se canceló la multa por el monto total de S/. 340,40 (aprox. M\$ 71).
- En julio de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 4.070 (aprox. M\$ 847) por no haber presentado la justificación técnica correspondiente dentro del plazo establecido acorde con el numeral 6 del “Procedimiento para la Supervisión de la Disponibilidad y el Estado Operativo de la Unidades de Generación del SEIN”. Al haber sido pagada antes de los 15 días requeridos se canceló la multa por el monto de S/. 3.052,50 (aprox. M\$ 635).
- En noviembre de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por la Municipalidad Distrital de Callahuanca mediante Resolución de Alcaldía N° 060-2013 MDC, se inicia procedimiento sancionador por no contar con el informe de inspección técnica de seguridad en defensa civil multidisciplinaria, con multa ascendente a S/. 37.000 (aprox. M\$ 7.699) (10 Unidad Impositiva Tributaria – UIT) de acuerdo a la Ley N° 29664 y su reglamento.
- En noviembre de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionado con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de los pagos a cuenta del año 2008 por un monto actualizado al 30 de septiembre de 2015 de S/. 1.759.227 (aprox. M\$ 366.051). La apelación presentada se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En diciembre de 2013, Scotiabank Perú S.A.A., con quien Edegel S.A.A. ha suscrito un contrato de leasing referido al Proyecto Santa Rosa, fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de tributos supuestamente dejados de pagar en la importación por un monto actualizado al 30 de septiembre de 2015 de S/. 15.721,523 (aprox. M\$ 3.271). Scotiabank Perú S.A.A. presentó la impugnación respectiva en enero de 2014, la misma que se encuentra en etapa de apelación, pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- Con fecha 23 de diciembre de 2013, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) inició contra Edegel S.A.A., un procedimiento administrativo sancionador por el pago extemporáneo del aporte por regulación. Finalmente, el OSINERGMIN con fecha 5 de junio de 2015, archivó el mencionado procedimiento.

- Con fecha 28 de enero de 2014, la Autoridad Nacional del Agua (ANA), inició un procedimiento administrativo sancionador contra Edegel S.A.A. por el reuso de aguas residuales industriales tratadas para el riego de áreas verdes. Luego de presentados los descargos respectivos por parte de Edegel S.A.A., con fecha 5 de junio de 2015, la ANA archivó el procedimiento.
- Con fecha 20 de marzo de 2014, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) le inició contra Edegel S.A.A., un procedimiento administrativo sancionador por haber incumplido las normas vigentes sobre la implementación y ejecución del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). Con fecha 12 de junio de 2015, se archivó el mencionado procedimiento.
- En mayo de 2014, Edegel S.A.A. fue notificado con la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica del OSINERGMIN N° 743-2014, de fecha 27 de mayo de 2014, la cual resuelve sancionar a Edegel con una multa de 0.50 UIT por haber transgredido el indicador CCIT: Cumplimiento del correcto cálculo de indicadores y monto de compensaciones por calidad de tensión, en el segundo semestre 2012, de acuerdo con lo establecido en el literal B) del numeral 5.1.2 del 'Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica'. Edegel S.A.A. presentó un escrito por el cual pagó la multa impuesta por OSINERGMIN de S/. 1 425,00 (equivalente a M\$ 297), a través de la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica del OSINERGMIN N° 743-2014.
- En junio de 2014, Edegel S.A.A., a propósito de la fiscalización del Impuesto a la Renta del año 2009, procedió con regularizar una omisión en la determinación del referido impuesto y, pagó por concepto de multa asociada el importe de S/. 2.070 (aprox. M\$ 431).
- En septiembre de 2014, Edegel S.A.A. fue sancionada con una multa impuesta por SUNAT vinculada con la determinación del Impuesto a la Renta anual del ejercicio 2009 por un monto actualizado al 30 de septiembre de 2014 de S/. 315.230 (aprox. M\$ 65.591). Dicha multa ha sido aceptada por Edegel, motivo por el cual procedió con efectuar el pago de la misma.
- En 4 de diciembre de 2014, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) notificó a Edegel S.A.A. el inicio de un procedimiento administrativo sancionador, por incumplir con el procedimiento para supervisar la verificación de la disponibilidad y el estado operativo de las unidades de generación del SEIN. Con fecha 24 de abril de 2015, Edegel S.A.A. pagó la multa impuesta por la Resolución Directoral 691-2015 de fecha 30 de marzo de 2015, la misma que ascendió al monto de S/. 2.928,42 (aprox. M\$ 609).
- Con fecha 11 de marzo de 2015, el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) inició contra Edegel S.A.A., un procedimiento administrativo sancionador por la contaminación sonora producida al no haberse instalado paneles de mitigación sonora en la Central Térmica Santa Rosa de Ventanilla. Por Resolución N° 388-2015-OEFA-DSAI, de fecha 30 de abril de 2015, se sancionó a Edegel S.A.A. con una sanción de entre 1 y 100 UIT. Con fecha 16 de junio de 2015, Edegel S.A.A. interpuso recurso de apelación contra dicha resolución. Con fecha 19 de junio de 2015, se concedió el mencionado recurso de apelación. Edegel S.A.A. fue notificada con la Resolución N° 039-2015-OEFA/TFA-SEE del 18 de septiembre de 2015 mediante la cual se declaró la nulidad de la Resolución Directoral N° 388-2015-OEFA/DFSAI y en consecuencia retrotraer el procedimiento administrativo sancionador al momento en que el vicio se produjo; y devolver el expediente a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos para que se vuelva a pronunciar.
- Con fecha 13 de mayo de 2015, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) inició un procedimiento administrativo sancionador contra Edegel S.A.A. por incumplimiento a la Ley de Concesiones Eléctricas y al Contrato de Concesión Definitiva de Transmisión de Electricidad respecto a la línea de transmisión en 220kV Callahuanca-Chavarría, al no cumplir con la regularización de los bienes afectados por dicha concesión, de acuerdo con lo establecido en la cláusula 9 del mencionado contrato. Edegel S.A.A. ha presentado los descargos respectivos. El 15 de diciembre de 2015 se notificó la Resolución N° 2916-2015, mediante la cual se resuelve sancionar a Edegel S.A.A. con una multa de S/. 986.710,00 (aprox. M\$ 205.310) por incumplir el numeral 9.4 del Contrato de Concesión Definitiva de Transmisión de la línea Callahuanca-Chavarría. Con fecha 6 de enero de 2016, Edegel S.A.A. interpuso recurso de apelación.
- En junio de 2015, Edegel S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por OSINERGMIN por una supuesta omisión en la presentación de la declaración jurada del Aporte por Regulación de diversos meses de los años 2011 a 2014. La contingencia actualizada al 30 de junio de 2015 es de S/. 85.695 (aprox. M\$ 17.831). Edegel S.A.A. aceptó las multas, por lo que procedió con pagarlas sin iniciar litigio alguno.

- Con fecha 13 de octubre de 2015 Edegel S.A.A. fue notificada con la Resolución N° 2391-2015 del 29 de septiembre de 2015 mediante la cual OSINERGMIN resolvió: 1. Sancionar a Edegel S.A.A. con una multa de S/. 237,96 (aprox. M\$ 50) por haberse excedido el plazo para la actividad de mantenimiento respecto de la unidad de generación G1 de la CH Matucana para el primer trimestre de 2014; 2. Sancionar a Edegel S.A.A. con una multa de S/. 8.927,03 (aprox. M\$1.857) por haberse excedido en el plazo de la actividad de mantenimiento de la unidad de generación TG8 de la CT Santa Rosa para el primer trimestre de 2014 y a la unidad de generación TV de la CT Ventanilla para el segundo trimestre de 2014; 3. Sancionar a Edegel S.A.A. con una multa de 1.99 UIT por no haber presentado la justificación técnica de la unidad de generación G1 CH Matucana, unidad de generación TG8 de la CT Santa Rosa y unidad de generación TV de la CT Ventanilla dentro del plazo establecido para el primer trimestre de 2014. Con fecha 3 de noviembre de 2015, Edegel S.A.A. interpuso recurso de apelación contra los artículos 2° y 3° de la Resolución N° 2391-2015. Mediante escrito de fecha 3 de noviembre de 2015, Edegel S.A.A. paga la multa impuesta por el artículo 1° de la Resolución N° 2391-2015.
- En diciembre de 2015, Edegel S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de los pagos a cuenta de marzo, abril y junio año 2010 por un monto actualizado al 30 de noviembre de 2015 de S/ 14.211 (aprox. M\$ 2.957); y vinculadas con la menor determinación de saldo a favor del Impuesto a la Renta por el ejercicio 2010, actualizada al 30 de noviembre de 2015, la misma que asciende a S/ 17.103.702 (aprox. M\$ 3.558.853). La reclamación ya fue presentada y se encuentra pendiente de resolución por SUNAT.

#### 4. Chinango S.A.C.

- En enero de 2013, Chinango S.A.C. fue sancionada por SUNAT con una multa referida a la determinación del Impuesto a la Renta del año 2010 por un monto ascendente a S/. 367.915 (aprox. M\$ 76.554), importe que fue pagado en febrero de 2013 aplicando un régimen de rebaja y sin perjuicio de interponer los medios impugnatorios respectivos. La apelación presentada, al 30 de septiembre de 2015, se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En el mes de junio de 2013, Chinango S.A.C. fue notificada con Resolución de Ejecución Coactiva N° 0398-2012, a fin de que cumpla con pagar multa ascendente a S/. 3.800 (aprox. M\$ 791) impuesta por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) por las siguientes infracciones: (i) incumplir con el indicador CCII para el primer semestre 2010 de acuerdo a los establecido en el inciso A) del numeral 5.2.2 del "Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos y su Base Metodológica"; (ii) incumplir con el indicador CPCI para el primer semestre 2010 de acuerdo a los establecido en el inciso C) del numeral 5.2.2 del "Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos y su Base Metodológica"; y, (iii) incumplir con remitir los reportes de interrupciones (archivos RIN y RDI) vacíos a pesar de que existieron interrupciones que afectaron a sus clientes, para el primer semestre 2010 de acuerdo a lo establecido en el literal e) del artículo 31° de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- En el mes de septiembre de 2013, Chinango S.A.C. fue notificada con la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) N° 19693, mediante la cual se impone multa ascendente a S/. 1.850 (aprox. M\$ 385) (0.50 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por: (i) incumplimiento del plazo para la entrega de información de calidad de tensión en el primer semestre 2012. Multa fue reducida en un 25% al haber sido cancelada dentro del plazo de quince (15) días desde su notificación.
- En marzo de 2014, Chinango S.A.C. fue notificada con la Resolución de Ejecución Coactiva N° 0350-2014, a fin de que cumpla con pagar el saldo de multa ascendente a S/. 12.100 (aprox. \$ 2.518), impuesta por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), en razón de que el monto total de la multa, impuesta mediante la sanción N° 014799-2012-OS/CG, es de 11 UIT (S/. 48.800, aprox. M\$ 10.154).
- En enero de 2014, Chinango S.A.C. fue sancionada por SUNAT con una multa referida a la determinación del Impuesto a la Renta del año 2011 por un monto ascendente a S/. 613.390 (aprox. M\$ 127.631), importe que fue pagado en febrero de 2014 aplicando un régimen de rebaja y sin perjuicio de interponer los medios impugnatorios respectivos. La reclamación presentada, fue resuelta en contra de Chinango S.A.C. mediante Resolución de SUNAT notificada en diciembre 2014 y, contra la cual, Chinango S.A.C. interpuso recurso de apelación en enero de 2015, el cual, al 30 de septiembre de 2015, se encuentra pendiente de resolución.

- Con fecha 19 de mayo de 2015, el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) inició contra Chinango S.A.C. un procedimiento administrativo sancionador por haber presuntamente presentado incompleto el tercer informe trimestral de monitoreo ambiental correspondiente al año 2013. Con fecha 16 de junio de 2015, Chinango S.A.C. presentó los descargos respectivos. El 27 de octubre de 2015 notificaron la Resolución Directoral N° 616-2015-OEFA/DFSAI del 30 de junio de 2015, mediante la cual se resolvió declarar la existencia de responsabilidad administrativa de Chinango SAC y declaró que no resulta pertinente el dictado de medida correctiva, informar a Chinango SAC que contra lo resuelto es posible la interposición del recurso de reconsideración y apelación dentro del plazo de 15 días hábiles y disponer la inscripción de la presente Resolución en el Registro de Actos Administrativos. Mediante resolución directoral 1078-2015-DFSAI-OEFA, de fecha 3 de diciembre de 2015 se declara consentida la resolución que atribuye responsabilidad administrativa por parte de CHINANGO.
- En junio de 2015, Chinango S.A.C. fue sancionada con multas impuestas por OSINERGMIN por una supuesta omisión en la presentación de la declaración jurada del Aporte por Regulación de diversos meses del año 2014. La contingencia actualizada al 30 de junio de 2015 es de S/.79.857 (aprox. M\$ 16.616). Chinango S.A.C. aceptó las multas impuestas, por lo que procedió con pagarlas sin iniciar litigio alguno.
- En septiembre de 2015, Chinango S.A.C. fue notificada con diversas Resoluciones de Multa referidas a la determinación del Impuesto a la Renta del año 2012 y pagos a cuenta de dicho año por el importe de S/.1.424,122 (aprox. M\$ 296). En octubre de 2015, Chinango procederá con pagar la deuda antes mencionada acogiéndola al régimen de gradualidad vigente, sin perjuicio de presentar el recurso de reclamación respectivo

#### 5. Emgesa.

- El 30 de julio de 2013 mediante Resolución 20138100353652 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso a EMGESA S.A. ESP sanción de amonestación (sin valor pecuniario) al considerar que se produjo un silencio administrativo positivo al no dar respuesta de fondo a un derecho de petición realizado por un usuario no regulado (SUNCHINE BOUQUET LTDA). Mediante resolución 20148150176905 del 28 de octubre de 2014 la SSPD confirmó la sanción. **Terminada.**

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

- Durante el año 2013 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso sanciones por cuestiones relacionadas a mantenimientos programados en estación transformadora Rincón Santa María y Salida de la Línea por un total de \$ 38.487,65 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.096), siendo abonado por TESA S.A. durante el 2014 el monto de \$ 46.072,38 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.509), correspondientes a las sanciones indicadas más interés.
- Durante el año 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso sanciones por cuestiones relacionadas a mantenimientos programados en estación transformadora Rincón Santa María y Salida de la Línea por un total de \$ 15.820 pesos argentinos (aprox. M\$ 862), a la fecha fueron abonadas por TESA por un importe de \$ 17.951 pesos argentinos (aprox. M\$ 978) incluyendo intereses.
- Durante el año 2015 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso sanciones por cuestiones relacionadas a mantenimientos programados en estación transformadora Rincón Santa María y Salida de la Línea por un total de \$ 17.104 pesos argentinos (aprox. M\$ 931), a la fecha fueron abonadas por TESA por un importe de \$ 21.087 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.148) incluyendo intereses

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

- Durante el año 2013 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso cinco sanciones por cuestiones relacionadas al mantenimiento programado en estación transformadora Rincón Santa María y por Salida de la Línea por \$ 7.896,95 pesos argentinos (aprox. M\$ 430), las cuales fueron abonadas por CTM S.A. incluyendo los intereses correspondientes durante los años 2013 y 2014 por un importe de \$ 11.337,32 pesos argentinos (aprox. M\$ 617).
- Durante el año 2014 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso 3 sanciones por cuestiones relacionadas al mantenimiento programado en estación transformadora Rincón Santa María por \$ 5.728.49 pesos argentinos (aprox. M\$312), las cuales fueron abonadas por CTM S.A. durante el año 2014 y el año 2015 incluyendo los intereses correspondientes, en total se abonaron \$ 8.181 pesos argentinos (aprox. M\$446).
- Durante el año 2015, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso dos sanciones por cuestiones relacionadas a mantenimientos programados en estación transformadora Rincón Santa María y Salida de la Línea por un total de \$ 34.618 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.885), a la fecha fueron abonadas por CTM por un importe de \$ 44.749 pesos argentinos (aprox. M\$2.437) incluyendo intereses.

## 8. Enel Brasil S.A. y Filiales.

### 8.1 Ampla Energía S.A..

- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 7 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), por problemas con la calidad técnica, errores en las evidencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, bien como por otras razones, por un monto de \$ 29.810.687 reales (aprox. M\$ 5.421.624). La compañía presentó recursos y aún existen 4 sin una decisión final. Los demás fueron resueltos con la revocación de la sanción o con el pago, que ascendieron a \$ 143.601 reales (aprox. M\$ 26.116). En el año de 2012, habían sido recibidas solamente 2 sanciones en un total de \$ 3.557.786 reales (aprox. M\$ 647.049), por los cuales hemos pagado \$ 2.112.600 reales (aprox. M\$ 384.215).
- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 19 multas por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, INEA – Instituto Estadual de Ambiente y otros), por la supresión irregular de vegetación, muerte de animales en razón de contacto con nuestra red de energía y construcción en áreas prohibidas o sin autorización, por un monto de \$ 120.204 reales\* (aprox. M\$ 21.861). La compañía presentó recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. Ampla pagó multas en el valor de \$ 66.310 reales (aprox. M\$ 12.060). (\*Aclaración: Algunas sanciones aún no tuvieron su valor definido, lo que solamente ocurrirá después de la presentación de algunas informaciones por Ampla). En el año de 2012, habían sido recibidas 14 sanciones en un total de \$ 76.426 reales (aprox. M\$ 13.899).
- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/RJ), por problemas con la devolución de cobros indebidos y otros servicios ejecutados irregularmente, por un monto de \$ 24.234 reales (aprox. M\$ 4.407). La compañía presentó recursos para todas las sanciones y aún no tenemos la definición de los mismos. En el año de 2012, habían sido recibidas 3 sanciones en un total de \$ 20.840 reales (aprox. M\$ 3.790), que también están pendientes de recursos presentados por Ampla.
- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 1 multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla. La compañía presentó recurso y aún no tenemos la definición. Los órganos laborales no apuntan el valor de la sanción, lo hace solamente después de analizado el recurso. En el año de 2012, habían sido recibidas 5 sanciones, que también aún están pendientes de recursos presentados por Ampla.
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 2 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por calidad técnica, por un monto de € 6.759.518 (aprox. M\$ 5.223.165). En contra las sanciones han sido presentados recursos administrativos, un rechazado y otro pendiente de juzgamiento. Ampla ha pagado la cuantía de € 1.202.986 (aprox. M\$ 929.563). En 2013, Ampla ha sido sancionada 7 veces, especialmente por la calidad del servicio en un total de € 9.368.747 (aprox. M\$ 7.239.350), por los cuales ha pagado € 843.869 (aprox. M\$ 652.068). Existen pendientes de análisis 2 recursos presentados por Ampla en contra sanciones de 2013.

- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 15 multas por los órganos ambientales (ICMBio - Instituto Chico Mendes de Conservación da Biodiversidad y INEA – Instituto Estadual de Meioambiente y órgano municipal del medioambiente), por supresión irregular de vegetación, muerte de animales en razón de contacto con nuestra red de energía, destinación indebida de residuos y construcción de red de energía en áreas prohibidas o sin autorización, por un monto de € 80.263\* (aprox. M\$ 62.020). La compañía ha presentado recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. Ampla ha pagado la cuantía de € 460 por sanciones (aprox. M\$ 355). En 2013, la sociedad fue sancionada con 19 multas por los órganos ambientales por los mismos asuntos del año de 2014 por € 35.940\* (aprox. M\$ 27.771). La compañía presentó recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. En 2013, Ampla ha pagado 3 sanciones al valor de € 19.826 (aprox. M\$ 15.320).

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

- En 2014, Ampla ha sido sancionada con 14 multa por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/RJ), por problemas con calidad del suministro de energía eléctrica, por un por un monto de € 665.565 (aprox. M\$ 514.291), contra las cuales ha presentado recursos administrativos. Solamente un recurso ha sido juzgado y por el que Ampla ha pagado € 1.958 (aprox. M\$ 1.513). En 2013, habían sido recibidas 4 sanciones en un total de € 7.616 (aprox. M\$ 5.885), que también están pendientes de recursos presentados por Ampla.
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) en contra las cuales ha presentado recursos administrativos. Un recurso fue rechazado y Ampla ha pagado la cuantía de € 61,74 (aprox. M\$ 48), los demás aún no han sido juzgados. En 2013, Ampla ha sido sancionada con 1 multa, por un monto de € 641 ya pagado (aprox. M\$ 495).
- En 2015, la sociedad ha sido sancionada con 2 multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por cuestiones de tarifa “baja renta” en un total de € 126.424 (aprox.M\$ 97.689). Los recursos presentados por Ampla fueron parcialmente aceptados y el valor de las sanciones han sido reducidos para €101.173 (aprox. M\$ 78.178). Ampla ha pagado las mismas. En 2014, Ampla ha sido sancionada 2 veces, especialmente por la calidad del servicio en un total de € 6.743.609 (aprox. M\$ 5.210.872), por los cuales ha pagado €974.291 (aprox. M\$ 752.847). Hay pendiente de análisis un recurso presentado por Ampla en contra de la sanción de 2014.
- En 2015, la sociedad ha sido sancionada con 36 sanciones por INEA – Instituto Estadual de Meioambiente y ICMBio Instituto Chico Mendes de Conservación da Biodiversidad y Secretaria Municipal de Medio Ambiente de Niterói y Secretaria Municipal de Medio Ambiente de Angra dos Reis, siendo 8 advertencias y 28 multas por construcción de red de energía en áreas prohibidas o sin autorización y muerte de animales en una subestación y por supresión irregular de vegetación y otros (incumplimiento de notificación), por un monto de €197.563 (aprox. M\$ 152.659) . La compañía ha presentado recursos contra todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de la mayoría de los recursos. Ampla ha pagado €540 (aprox. M\$417) en 2015 por sanciones. En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 17 multas por los órganos ambientales (ICMBio - Instituto Chico Mendes de Conservación da Biodiversidad y INEA – Instituto Estadual de Meioambiente y órgano municipal del medioambiente), por supresión irregular de vegetación, muerte de animales en razón de contacto con nuestra red de energía, destinación indebida de residuos y construcción de red de energía en áreas prohibidas o sin autorización, por un monto de €80.263\* (aprox. M\$ 62.020) . La compañía ha presentado recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. Ampla ha pagado la cuantía de €460 (aprox. M\$ 355) por sanciones.

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

- En 2015, Ampla ha sido sancionada con 11 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/RJ), por problemas con calidad del suministro de energía eléctrica, por un por un monto de €1.768.001 (aprox. M\$ 1.366.157). Ampla ha presentado 5 demandas (justicia) para obtener la declaración de nulidad de sanciones y hay 6 recursos administrativos pendientes de juzgamiento por el órgano. En 2014, la sociedad fue sancionada con 14 multas en €663.530 (aprox. M\$ 512.718). La compañía presentó recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. Ampla ha presentado 4 demandas para obtener la declaración de nulidad de sanciones y existen 8 recursos administrativos pendientes de juzgamiento por el órgano. Ampla ha pagado 2 sanciones al valor de € 2.343 (aprox. M\$ 1.810) en relación al periodo.
- En 2015, Ampla no ha sido sancionada con multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE). En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) en contra las cuales ha presentado recursos administrativos. Un recurso fue rechazado y Ampla ha pagado la cuantía de € 62 (aprox. M\$ 48), los demás aún no han sido juzgados.

## 8.2 Coelce.

- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 32 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (fueron siete), problemas con la calidad técnica, errores en las evidencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, por irregularidades con el proyecto Coelce Plus, bien como por otras razones, por un monto de \$ 34.877.282 reales (aprox. M\$ 6.343.078). La compañía presentó recursos y aún existen 26 sin una decisión final. Los demás fueron resueltos con la revocación de la sanción o con el pago, que ascendieron a \$ 395.125 reales (aprox. M\$ 71.861). En el año de 2012, habían sido recibidas 24 sanciones en un total de \$ 53.810.352 reales (aprox. M\$ 9.786.403), por los cuales hemos pagado \$ 707.423 reales (aprox. M\$ 128.658) y aún no tenemos decisión final en 16 de ellas.
- En los años de 2013 y 2014, la sociedad no ha sido sancionada 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).
- En el año 2013, la sociedad fue sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por supuesta infracción a los derechos de consumidores por un monto de \$ 21.837 reales (aprox. M\$ 3.971). La compañía presentó recursos contra todas las sanciones, falta uno por resolver; los demás fueron rechazados y las multas pagadas por Coelce al valor de \$ 15.901 reales (aprox. M\$ 2.892). En el año de 2012, habían sido recibidas 2 sanciones en un total de \$ 12.953 reales (aprox. M\$ 2.356), los cuales hemos pagado.
- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 2 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla. La compañía presentó recurso, pero no obtenemos éxito y hemos pagado la cuantía de \$ 9.694 reales (aprox. M\$1.763). En el año de 2012 la sociedad no fue sancionada.
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 8 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (población), por calidad técnica y por errores en la base de activos, por un monto de € 8.702.775 (aprox. M\$ 6.724.745.). Coelce ha pagado € 16.319 (aprox. M\$ 12.610) por una de las multas y ha presentado recursos en relación a los demás. En 2013, la sociedad había sido sancionada con 32 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (población) (fueron siete), problemas con la calidad técnica, errores en las evidencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, por irregularidades con el proyecto Coelce Plus, bien como por otras razones, por un monto de € 10.938.249 (aprox. M\$ 8.452.124). La compañía presentó recursos y aún existen 17 sin decisión firme. Los demás fueron resueltos con la revocación de la sanción o con el pago, que ascendieron a € 1.418.561 (aprox. M\$ 1.096.140).
- En los años de 2013 y 2014, la sociedad no ha sido sancionada 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).
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por un monto de € 24.743 (aprox. M\$ 19.119), por supuesto incumplimiento de plazos y damnificación de aparatos. Coelce ha presentado 3 recursos administrativos y ha pagado 1 sanción al valor de € 933 (aprox. M\$ 721). En 2013, la sociedad había sido sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por supuesta infracción a los derechos de consumidores por un monto de € 7.220 (aprox. M\$ 5.579). La compañía presentó recursos contra todas las sanciones, pero todos han sido rechazados y Coelce ha pagado las multas.
- En 2014, la sociedad ha recibido 6 actas de infracción por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) en razón de accidentes ocurridos con empleados. En 2013, la sociedad había sido sancionada con 2 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla. COELCE ha pagado la cuantía de € 3.206 (aprox. M\$ 2.477) por las sanciones del año de 2013.
- En 2015, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE) por problemas de calidad técnica y indicadores en un total de € 2.517.677 (aprox. M\$ 1.945.441) en contra han sido presentados recursos. Dos de los cuatro recursos han sido juzgados y Coelce ha pagado € 85.593 (aprox. M\$ 66.139) por las penalidades, los demás quedan a espera de análisis por el órgano. En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 8 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (población), por calidad técnica y por errores en la base de activos, por un monto de €8.676.161 (aprox. M\$ 6.704.180). Coelce ha pagado €16.270 (aprox. M\$ 12.572) por dos multas y ha presentado recursos en relación a los demás.



- En 2015, la sociedad ha sido sancionada con 1 sanción por supresión irregular de vegetación y otros (incumplimiento de notificación), por un monto de €5.406 (aprox. M\$ 4.177). La compañía ha presentado recursos contra todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. En 2014 la sociedad no ha sido sancionada 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).
- En 2015, la sociedad ha sido sancionada con 3 multa por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE y DECON/CE) por problemas con el plazo de prestación del servicio en un monto total de € 1.649.834 (aprox. M\$1.274.848). Coelce ha pagado €7.407 (aprox. M\$ 5.723) por una de las sanciones y ha presentado dos recursos sin manifestación del órgano a la fecha. En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE y DECON/CE), por un monto de € 26.492 (aprox. M\$ 20.471), por supuesto incumplimiento de plazos y damnificación de aparatos. Coelce ha presentado 3 recursos administrativos, 1 aún pendientes de juzgamiento. Coelce ha pagado € 6.874 (aprox. M\$ 5.312) por las sanciones.
- En 2015, la sociedad ha recibido 14 notificaciones de infracciones por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla y contribuciones sociales. En 2014, la sociedad ha recibido 6 actas de infracción por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), también por problemas relacionados con cuestiones formales en regla y contribuciones sociales.

### 8.3 Cien.

- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 1 multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por una cuestión formal (falta de presentación de documentación) por un monto de \$ 32.136 reales (aprox. M\$ 5.845). La compañía presentó recurso y que aún no tuvo decisión. En el año de 2012 la sociedad no fue sancionada.
- En los años de 2012 y 2013, la sociedad no fue sancionada por otros asuntos (ambientales, consumidor o laborales).
- En 2014, CIEN no ha sido sancionada con multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL. En el año de 2013, la sociedad había sido sancionada con 1 multa por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por una cuestión formal (falta de presentación de documentación) por un monto de € 10.100 (aprox. M\$ 7.804). CIEN interpuso recurso que fue aceptado, la multa fue anulada por el órgano juzgador.
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 2 multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), en contra han sido presentados recursos administrativos. Cien ha pagado una multa al valor de € 61,74 (aprox. \$ 48) y el recurso en contra de la otra sanción a la fecha no ha sido juzgado. En 2013, la sociedad no ha sido sancionada.
- En los años de 2013 y 2014, la sociedad no ha sido sancionada por otros asuntos (ambientales o laborales).
- En 2014 y 2015, CIEN no ha sido sancionada con multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL o cualquier otra autoridad fiscalizadora.
- En 2015, la sociedad no ha sido sancionada. En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 2 multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) en contra han sido presentados recursos administrativos. Cien ha pagado una multa al valor de € 61,74 (aprox. M\$ 48) y el recurso en contra la otra sanción a la fecha no ha sido juzgado.
- En los años de 2014 y 2015, la sociedad no ha sido sancionada por otros asuntos (ambientales).

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

### 37. MEDIO AMBIENTE.

Los gastos ambientales al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 son los siguientes:

Compañía	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	31-12-2015 M\$						31-12-2014 M\$	
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso ejercicio anterior	
PEHUENCHE	GASTOS MEDIOAMBIENTALES CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	16.877	-	16.877	-	-	16.877	522	
	INVERSIONES EN CENTRALES HIDROELECTRICAS	Regularización instalaciones de combustible; Regularización sistema de agua y alcantarillado; Regularización pozos de captación; Fabricación e instalación cubetos derrame de acidos; Normalización cercado sitio arqueolog	En proceso	361.712	361.712	-	-	-	361.712	-	
ENDESACHILE	GASTOS MEDIOAMBIENTALES CENTRALES	Tratamiento de residuos, higienización	En proceso	2.455.575	-	2.455.575	-	-	2.455.575	1.703.168	
	CT Bocamina	Monitoreo de emisiones, proyecto cems, abatimiento NOX	En proceso	1.855	1.855	-	-	-	1.855	20.335.487	
	Proyecto Cems	Proyecto Cems C.T. Quintero	En proceso	33	33	-	-	-	33	286.750	
		Proyecto Cems C.T. San Isidro II	En proceso	16	16	-	-	-	16	108.973	
		Proyecto Cems C.T. Tal Tal	En proceso	12	12	-	-	-	12	1.401.989	
		Regularizaciones C.H.	Regularizaciones C.H.	En proceso	155.485	155.485	-	-	-	155.485	-
		Regularizaciones C.H. Ralco	Programa Social Reforestación y Restauraciones camino bay pass Palmucho Chenqueco; reconstrucción Puente Lonquimay.	En proceso	1.051.017	61	-	-	-	1.051.017	-
CELTA	Tratamiento de residuos	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio retiro y disposición residuos	Terminado	196.060	-	196.060	-	-	196.060	380.554	
	Tratamiento residuos	Retiro de residuos domésticos e industriales no peligrosos	Terminado	127.053	-	-	-	-	127.053	-	
	Abatimiento de Nox (quemadores LNF+OFA), desulfurizador y monitoreo de emisiones CEMS	Abatimiento de Nox (quemadores LNF+OFA), desulfurizador y monitoreo de emisiones CEMS	Terminado	9.624	-	-	-	-	9.624	10.531.670	
	Reforestación (RCA) Ojos de agua	Reforestación (RCA) Ojos de agua	Terminado	27.032	-	-	-	-	27.032	-	
CANELA	Gastos Medioambientales centrales	Análisis y monitoreo calidad aguas e Higenización Canela	En proceso	11.376	-	11.376	-	-	11.376	16.079	
<b>Total</b>				<b>4.413.727</b>	<b>519.174</b>	<b>2.679.888</b>	-	-	<b>4.413.727</b>	<b>34.765.192</b>	



Grupo Enel

Compañía	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	31-12-2014 Re-expresados						31-12-2013 Re-expresados	
				M\$						M\$	
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto Gasto	Monto desembolso ejercicio anterior
PEHUENCHE	Gastos ambientales CC.HH	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	Terminado	522	-	522	-	-	522	-	-
ENDESACHILE	Gastos Medioambientales en Centrales	Tratamiento de residuos, higienización y monitoreos	En proceso	1.703.168	-	1.703.168	-	-	1.703.168	1.176.590	1.176.590
	CT Bocamina	Monitoreo de emisiones, proyecto cems, abatimiento NOX	En proceso	20.335.487	20.335.487	-	-	-	20.335.487	805.388	805.388
	CT Los Molles	Cumplimiento DS78 almacenamiento sustancias químicas	En proceso	22.069	22.069	-	-	-	22.069	-	-
	C.T. San Isidro I	Proyecto Cems	En proceso	55.878	55.878	-	-	-	55.878	-	-
	C.T. San Isidro II	Proyecto Cems	En proceso	108.973	108.973	-	-	-	108.973	-	-
	C.T. Quintero	Proyecto Cems	En proceso	286.750	286.750	-	-	-	286.750	-	-
	CT Tal Tal	Cumplimiento DS78 del Mnsal; Proyecto Cems	En proceso	1.401.989	1.401.989	-	-	-	1.401.989	-	-
CELTA	Gastos medio ambientales térmicas	Estudios, monit., análisis lab. retiro y disp. residuos	En proceso	184.494	-	184.494	196.060	31/12/2015	380.554	14.840	274.582
	Proyecto CEMS	Sistema abatimiento material particulado (filtros de manga/monitoreo emisiones)	En proceso	10.522.046	10.522.046	-	9.624	31/12/2015	10.531.670	-	-
GAS ATACAMA	Monitoreos, auditorías de MA, Asesorías, Etc.	Compromisos de la RCA, estudios, monitoreos y análisis calidad aire, agua	Terminado	162.305	-	162.305	-	-	162.305	-	88.772
CANELA	Gastos Medioambientales centrales	Análisis y monitoreo calidad aguas e Higienización Canela	En proceso	16.079	-	16.079	-	-	16.079	-	-
<b>Total</b>				<b>34.799.760</b>	<b>32.733.192</b>	<b>2.066.568</b>	<b>205.684</b>	<b>84.738</b>	<b>35.005.444</b>	<b>1.996.818</b>	<b>2.345.332</b>



Grupo Enel

### 38. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES.

El detalle de la información financiera resumida al 31 de diciembre de 2015 y 2014, bajo Normas Internacionales de Información Financiera es el siguiente:

31 de diciembre de 2015													
Estados Financieros	Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos	Ingresos Ordinarios	Costos Ordinarios	Ganancia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral total	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	63.745.589	201.366.300	<b>265.111.889</b>	(62.820.897)	(51.972.920)	(150.318.072)	<b>(265.111.889)</b>	193.189.705	(28.569.912)	<b>118.016.421</b>	33.526	<b>118.049.947</b>
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	82.875.363	509.275.829	<b>592.151.192</b>	(115.138.485)	(44.379.433)	(432.633.274)	<b>(592.151.192)</b>	230.852.534	(139.555.849)	<b>70.262.390</b>	(624)	<b>70.261.766</b>
Grupo Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Consolidado	245.456.212	207.236.190	<b>452.692.402</b>	(24.048.629)	(49.959.438)	(378.684.335)	<b>(452.692.402)</b>	183.015.183	(110.330.364)	<b>46.215.560</b>	(3.059.806)	<b>43.155.754</b>
Endesa Argentina S.A.	separado	1.814.204	32.328.045	<b>34.142.249</b>	(616.318)	-	(33.525.931)	<b>(34.142.249)</b>	-	-	<b>622.972</b>	(10.352.540)	<b>(9.729.568)</b>
Central Costanera S.A.	separado	27.559.412	142.918.106	<b>170.477.518</b>	(102.001.988)	(53.611.202)	(14.864.328)	<b>(170.477.518)</b>	100.856.664	(4.598.130)	<b>(998.809)</b>	(4.729.767)	<b>(5.728.576)</b>
Hidroinvest S.A.	separado	575.373	11.429.899	<b>12.005.272</b>	(452.427)	-	(11.552.845)	<b>(12.005.272)</b>	-	-	<b>21.877</b>	(3.570.020)	<b>(3.548.143)</b>
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	44.240.854	240.460.115	<b>284.700.969</b>	(71.433.902)	(63.908.193)	(149.358.874)	<b>(284.700.969)</b>	40.004.655	(4.574.336)	<b>110.802.880</b>	(44.667.506)	<b>66.135.374</b>
Southern Cone Power Argentina S.A.	separado	8.003	575.537	<b>583.540</b>	(12.826)	-	(570.714)	<b>(583.540)</b>	-	-	<b>(7.151)</b>	(176.471)	<b>(183.622)</b>
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	172.918.511	1.803.546.987	<b>1.976.465.498</b>	(349.736.334)	(831.187.906)	(795.541.258)	<b>(1.976.465.498)</b>	778.768.426	(321.664.855)	<b>211.896.264</b>	(91.252.276)	<b>120.643.988</b>
Generandes Perú S.A.	separado	1.945.582	225.170.087	<b>227.115.669</b>	(1.364.513)	-	(225.751.156)	<b>(227.115.669)</b>	-	-	<b>42.044.140</b>	4.890.902	<b>46.935.042</b>
Edegel S.A.A.	separado	111.421.412	723.995.979	<b>835.417.391</b>	(117.775.269)	(188.814.672)	(528.827.450)	<b>(835.417.391)</b>	343.761.564	(143.234.611)	<b>91.161.037</b>	4.059.334	<b>95.220.371</b>
Chinango S.A.C.	separado	7.647.526	112.688.111	<b>120.335.637</b>	(8.369.365)	(40.621.719)	(71.344.553)	<b>(120.335.637)</b>	39.114.967	(8.235.270)	<b>15.210.089</b>	(708.295)	<b>14.501.794</b>
Grupo Generandes Perú	Consolidado	120.047.319	808.405.916	<b>928.453.235</b>	(126.541.945)	(229.436.392)	(572.474.899)	<b>(928.453.236)</b>	382.452.709	(151.046.058)	<b>95.054.809</b>	(9.131.696)	<b>85.923.113</b>
Grupo Endesa Argentina	Consolidado	73.348.681	385.562.798	<b>458.911.479</b>	(173.663.474)	(115.955.351)	(169.292.654)	<b>(458.911.479)</b>	140.398.933	(9.172.466)	<b>109.347.016</b>	(50.970.094)	<b>58.376.922</b>



Grupo Enel

31 de diciembre de 2014													
Estados Financieros	Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos	Ingresos Ordinarios	Costos Ordinarios	Ganancia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral total	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	75.414.557	209.069.274	<b>284.483.831</b>	59.142.217	53.952.811	171.388.803	<b>284.483.831</b>	227.886.302	(34.362.209)	<b>143.162.280</b>	(51.043)	<b>143.111.237</b>
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	77.067.775	450.573.978	<b>527.641.753</b>	110.849.007	30.918.614	385.874.132	<b>527.641.753</b>	318.959.142	(196.105.061)	<b>89.900.366</b>	(604)	<b>89.899.762</b>
Grupo Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Consolidado	197.276.197	216.893.717	<b>414.169.914</b>	29.892.670	48.748.663	335.528.581	<b>414.169.914</b>	179.474.707	(99.313.387)	<b>29.364.528</b>	51.288.697	<b>80.653.225</b>
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A. (*)	separado	19.183.735	7.107.942	<b>26.291.677</b>	3.709.123	1.789.703	20.792.851	<b>26.291.677</b>	10.484.435	(3.751)	<b>5.830.719</b>	(12.156)	<b>5.818.563</b>
Endesa Argentina S.A.	separado	1.924.047	42.081.267	<b>44.005.314</b>	749.815	-	43.255.499	<b>44.005.314</b>	-	-	<b>340.599</b>	(5.299.756)	<b>(4.959.157)</b>
Central Costanera S.A.	separado	31.868.372	154.649.134	<b>186.517.506</b>	108.956.607	56.967.994	20.592.905	<b>186.517.506</b>	75.193.639	(6.777.139)	<b>45.532.654</b>	3.989.198	<b>49.521.852</b>
Hidroinvest S.A.	separado	562.612	14.962.217	<b>15.524.829</b>	423.843	-	15.100.986	<b>15.524.829</b>	-	-	<b>(2.811)</b>	(1.868.145)	<b>(1.870.956)</b>
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	22.930.536	137.891.546	<b>160.822.082</b>	31.540.350	46.058.232	83.223.500	<b>160.822.082</b>	30.173.576	(8.427.057)	<b>11.036.822</b>	(8.763.212)	<b>2.273.610</b>
Southern Cone Power Argentina S.A.	separado	4.162	753.403	<b>757.565</b>	3.229	-	754.336	<b>757.565</b>	-	-	<b>(4.919)</b>	(94.023)	<b>(98.942)</b>
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	329.672.209	1.782.307.979	<b>2.111.980.188</b>	500.414.812	883.041.284	728.524.092	<b>2.111.980.188</b>	753.385.348	(220.460.069)	<b>288.821.398</b>	(73.145.883)	<b>215.675.515</b>
Generandes Perú S.A.	separado	3.473.185	219.325.990	<b>222.799.175</b>	3.148.425	-	219.650.750	<b>222.799.175</b>	-	-	<b>46.503.610</b>	12.303.680	<b>58.807.290</b>
Edegel S.A.A.	separado	110.164.628	720.449.664	<b>830.614.292</b>	85.724.692	235.667.176	509.222.424	<b>830.614.292</b>	319.346.826	(127.881.082)	<b>106.139.399</b>	23.688.400	<b>129.827.799</b>
Chinango S.A.C.	separado	8.439.096	111.912.667	<b>120.351.763</b>	7.433.439	39.382.244	73.536.080	<b>120.351.763</b>	34.656.130	(6.061.046)	<b>15.011.421</b>	3.041.428	<b>18.052.849</b>
Grupo Generandes Perú	Consolidado	121.446.538	816.077.565	<b>937.524.103</b>	95.676.185	275.049.420	566.798.498	<b>937.524.103</b>	353.794.700	(133.734.610)	<b>111.350.114</b>	23.873.097	<b>135.223.211</b>
Grupo Endesa Argentina	Consolidado	56.074.841	297.050.238	<b>353.125.079</b>	140.459.888	101.749.459	110.915.732	<b>353.125.079</b>	105.265.323	(15.204.196)	<b>56.511.593</b>	(5.660.609)	<b>50.850.984</b>

(\*) Con fecha 09 de Enero de 2015 se vendió la Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.

### 39. HECHOS POSTERIORES.

- 1) Con fecha 8 de Enero de 2016, Endesa Chile informó en carácter de hecho esencial que finalizó la ocupación ilegal que, hasta esa fecha, tres personas realizaban sobre la primera torre de alta tensión que soporta los circuitos de 154 kv y 220 Kv, de propiedad de Transelec, que sirve a la central Bocamina, permitiendo la vuelta de la operación de la planta Bocamina en las horas siguientes, y que los efectos financieros que Endesa Chile ha debido soportar, con ocasión de los cortes de la transmisión de energía eléctrica de que fue objeto de esa ocupación ilegal, ascienden a la suma de US\$3.8 millones como pérdida de margen de contribución entre los días 23 de Noviembre de 2015 y 7 de Enero de 2016.

A nivel del sistema eléctrico, esta situación impacta al alza en los costos globales de suministro de la demanda, provocando un aumento de los precios spot y el uso anticipado de reservas hidroeléctricas, que en los próximos meses no estarán disponible

- 2) Con fecha 29 de Enero de 2016, Endesa Chile informó en carácter de hecho esencial que con fecha 28 de enero de 2016, en cumplimiento de lo acordado por la Junta Extraordinaria de Accionistas de Endesa Chile celebrada el pasado 18 de diciembre de 2015 (en adelante, la "Junta"), el Directorio de Endesa Chile, ha tomado conocimiento de la circunstancia de haberse cumplido la condición suspensiva a que se hallaba sujeta la división de Endesa Chile y que, en consecuencia, ha dispuesto el otorgamiento con esta misma fecha de la escritura pública que declara cumplida la referida condición suspensiva, denominada "Escritura de Cumplimiento de Condición de División de Empresa Nacional de Electricidad S.A."

En consecuencia, y de conformidad a lo aprobado por la mencionada Junta, la división de Endesa Chile tuvo efecto a partir del lunes 1° de febrero de 2016, fecha a partir de la cual la nueva sociedad Endesa Américas S.A. comenzó a existir, se verificó la disminución de capital y las demás reformas estatutarias de Endesa Chile.

Adicionalmente, producto de la materialización de la división de Endesa Chile, en dicha fecha se devengó para la Compañía la obligación de pagar impuestos en Perú por un monto de 577 millones de Nuevos Soles Peruanos, aproximadamente (M\$ 120.299.000, aproximadamente) . Este impuesto, que se pagará durante el mes de marzo de 2016, se genera porque la Ley del Impuesto a la Renta, en Perú, grava la transferencia de las participaciones que Endesa Chile poseía en dicho país y que fueron transferidas a Endesa Américas S.A. y se determina por la diferencia entre el valor de enajenación y el costo de adquisición de las citadas participaciones.

Se hace presente que, según fue acordado por la mencionada Junta, el Directorio de Endesa Américas, procederá oportunamente a solicitar la inscripción de Endesa Américas y sus respectivas acciones en el Registro de Valores de la SVS y en las bolsas de valores en las cuales se transan las acciones de la actual Endesa Chile. La distribución y entrega material de las acciones emitidas por Endesa Américas S.A. se efectuará en la fecha que resuelva el Directorio de Endesa Américas S.A., una vez materializada la inscripción de la misma y sus acciones en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros y bolsas de valores del país, y cumplidos los requerimientos legales y normativos al efecto. El monto de capital asignado a Endesa Américas asciende a M\$ 778.936.764.

No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 1 de enero de 2016 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados.



Grupo Enel

## ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENDESA CHILE:

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

Corresponden a porcentajes de control.

Rut	Sociedad	Moneda Funcional	% Control al 31-12-2015			% Control al 31-12-2014			Relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
76.003.204-2	Central Eólica Canela S.A.	Peso Chileno	0,00%	75,00%	75,00%	0,00%	75,00%	75,00%	Filial	Chile	Promoción y Desarrollo Proyectos de Energía Renovables
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Peso Chileno	96,21%	0,00%	96,21%	96,21%	0,00%	96,21%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Peso Chileno	92,65%	0,00%	92,65%	92,65%	0,00%	92,65%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
96.830.980-3	GasAtacama Chile S.A. (4)	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Administración de Sociedades
77.032.280-4	Gasoducto TalTal S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Transporte, Comercialización y Distribución de Gas Natural
76.676.750-8	GNL Norte S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Producción, Transporte y Distribución de Energía y Combustible
78.932.860-9	GasAtacama S.A. (4)	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Explotación, Generación, Transmisión, Distribución de Energía Eléctrica y Gas Natural
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) (4)	Peso Chileno	50,00%	50,00%	100,00%	50,00%	50,00%	100,00%	Filial	Chile	Generación de Energía y Transporte de Gas Natural
96.671.360-7	Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. (2)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	99,99%	0,01%	100,00%	Filial	Chile	Ejecución, Construcción y Explotación del Túnel El Melón
96.905.700-K	Progas S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Adquisición, Producción, Transporte y Distribución Comercial de Gas Natural
78.952.420-3	Gasoducto Atacama Argentina S.A. (4)	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Explotación de Transporte de Gas Natural
Extranjera	Edegel S.A.A	Nuevos Soles	29,40%	54,20%	83,60%	29,40%	54,20%	83,60%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjera	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
Extranjera	Generandes Perú S.A.	Nuevos Soles	61,00%	0,00%	61,00%	61,00%	0,00%	61,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera

Rut	Sociedad	Moneda Funcional	% Control al 31-12-2015			% Control al 31-12-2014			Relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P. (3)	Peso Colombiano	56,43%	0,00%	56,43%	56,43%	0,00%	56,43%	Filial	Colombia	Generación de Energía Eléctrica.
Extranjera	Emgesa Panama S.A. (3)	Dólar	0,00%	56,43%	56,43%	0,00%	56,43%	56,43%	Filial	Colombia	Compra Venta de Energía Eléctrica
Extranjera	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Peso Colombiano	0,00%	94,95%	94,95%	0,00%	94,95%	94,95%	Filial	Colombia	Administración de Puertos
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Peso Argentino	2,48%	65,19%	67,67%	2,48%	65,19%	67,67%	Filial	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjera	Hidroinvest S.A.	Peso Argentino	41,94%	54,15%	96,09%	41,94%	54,15%	96,09%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjera	Southern Cone Power Argentina S.A.	Peso Argentino	98,00%	2,00%	100,00%	98,00%	2,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjera	Endesa Argentina S.A.	Peso Argentino	99,66%	0,34%	100,00%	99,66%	0,34%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjera	Central Costanera S.A.	Peso Argentino	24,85%	50,82%	75,67%	24,85%	50,82%	75,67%	Filial	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad
Extranjera	Ingendesa do Brasil Ltda.	Real	1,00%	99,00%	100,00%	1,00%	99,00%	100,00%	Filial	Brasil	Consultora de Ingeniería de Proyectos

(1) Ver Notas 2.4.1 y 6

(2) Con fecha 09 de Enero de 2015 se vendió la Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.

(3) Ver Nota 2.4.3

- Con fecha 17 de septiembre de 2014 fueron liquidadas las sociedades Atacama Finance Co. y Energex Co.

(4) A contar del 1 de enero de 2015, estas sociedades modificaron su moneda funcional desde el Dólar Estadounidense al Peso Chileno.



## ANEXO N° 2 VARIACIONES DEL PERIMETRO DE CONSOLIDACIÓN:

Este anexo corresponde a la Nota 2.4.1 “Variaciones del perímetro de consolidación”.

Incorporación al perímetro de consolidación durante los ejercicios 2015 y 2014.

Sociedad	%Control al 31 de diciembre de 2015				%Control al 31 de diciembre de 2014			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (*)	-	-	-	-	50,00%	50,00%	100,00%	Integración global
Gas Atacama S.A.	-	-	-	-	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Gas Atacama Chile S.A.	-	-	-	-	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Gasoducto TalTal S.A.	-	-	-	-	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Gasoducto Atacama Argentina S.A.	-	-	-	-	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
GNL Norte S.A.	-	-	-	-	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Progas S.A.	-	-	-	-	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global

(\*) Con fecha 17 de septiembre de 2014 fueron liquidadas las sociedades Atacama Finance Co. y Energex Co.

Exclusiones del perímetro de consolidación:

	%Control al 31 de diciembre de 2015				%Control al 31 de diciembre de 2014			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.	99,99%	0,01%	100,00%	Integración global	-	-	-	-

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

Este anexo corresponde a la Nota 3.h “Inversiones contabilizadas por el método de participación”.

Rut	Sociedad	Moneda Funcional	% Participación al 31-12-2015			% Participación al 31-12-2014			Relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Peso Chileno	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Negocio Conjunto	Chile	Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Dólar	42,50%	0,00%	42,50%	42,50%	0,00%	42,50%	Asociadas	Chile	Sociedad de Cartera
76.418.940-K	GNL Chile.S.A.	Dólar	33,33%	0,00%	33,33%	33,33%	0,00%	33,33%	Asociadas	Chile	Promover proyecto para suministro de gas licuado
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Dólar	20,00%	0,00%	20,00%	20,00%	0,00%	20,00%	Asociadas	Chile	Desarrollo, Diseño, Suministro de un Terminal de Regasificación de Gas Natural Licuado
Extranjera	Distrilec Inversora S.A.	Peso Argentino	0,89%	0,00%	0,89%	0,89%	0,00%	0,89%	Asociadas	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Peso Argentino	0,00%	45,00%	45,00%	0,00%	45,00%	45,00%	Argentina	Argentina	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Térmica Manuel Belgrano	Peso Argentino	0,00%	24,18%	24,18%	0,00%	24,18%	24,18%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Térmica San Martin	Peso Argentino	0,00%	24,18%	24,18%	0,00%	24,18%	24,18%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Vuelta Obligada S.A.	Peso Argentino	0,00%	3,45%	3,45%	0,00%	3,45%	3,45%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Real	34,64%	4,00%	38,64%	34,64%	4,00%	38,64%	Asociadas	Brasil	Sociedad de Cartera

## ANEXO N° 4 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA RELATIVA A LOS ACTIVOS Y PASIVOS MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y OPERACIONES DISCONTINUAS:

### ENDESA S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

#### Estados de Situación Financiera Consolidados al 31 de diciembre de 2015

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Endesa Chile Histórico M\$	Discontinuación de Operaciones (NIIF 5) M\$	Eliminación Intercompañías y otros ajustes M\$	Endesa Histórico (Combinada) M\$	Endesa Chile M\$	Endesa Américas M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>						
Efectivo y equivalentes al efectivo	149.738.363	(112.313.130)	-	149.738.363	37.425.233	112.313.130
Otros activos financieros corrientes	6.653.458	(5.641.903)	-	6.653.458	1.011.555	5.641.903
Otros activos no financieros corriente	14.798.797	(14.336.049)	-	14.798.797	462.748	14.336.049
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	562.615.241	(199.139.964)	-	562.615.241	363.475.277	199.139.964
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	106.507.482	(37.639.756)	3.526	106.511.008	68.871.252	37.639.756
Inventarios corrientes	62.682.301	(25.926.892)	-	62.682.301	36.755.409	25.926.892
Activos biológicos corrientes	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos corrientes	14.908.428	(50.966)	-	14.908.428	14.857.462	50.966
<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>917.904.070</b>	<b>(395.048.660)</b>	<b>3.526</b>	<b>917.907.596</b>	<b>522.858.936</b>	<b>395.048.660</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	-	-	-	-	-	-
<b>ACTIVOS CORRIENTES TOTALES</b>	<b>917.904.070</b>	<b>(395.048.660)</b>	<b>3.526</b>	<b>917.907.596</b>	<b>522.858.936</b>	<b>395.048.660</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>						
Otros activos financieros no corrientes	22.344.701	(625.981)	-	22.344.701	21.718.720	625.981
Otros activos no financieros no corrientes	6.627.219	(3.239.510)	-	6.627.219	3.387.709	3.239.510
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	230.860.601	(230.824.700)	-	230.860.601	35.901	230.824.700
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	-	-	-	-	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	492.055.335	(446.338.964)	-	492.055.335	45.716.371	446.338.964
Activos intangibles distintos de la plusvalía	51.989.115	(31.083.689)	-	51.989.115	20.905.426	31.083.689
Plusvalía	125.561.012	(100.700.656)	-	125.561.012	24.860.356	100.700.656
Propiedades, planta y equipo	5.393.307.906	(2.663.590.814)	-	5.393.307.906	2.729.717.092	2.663.590.814
Activos biológicos no corrientes	-	-	-	-	-	-
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	38.086.239	(18.253.056)	34.135	38.120.374	19.867.318	18.253.056
<b>TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>6.360.832.128</b>	<b>(3.494.657.370)</b>	<b>34.135</b>	<b>6.360.866.263</b>	<b>2.866.208.893</b>	<b>3.494.657.370</b>
<b>TOTAL DE ACTIVOS</b>	<b>7.278.736.198</b>	<b>(3.889.706.030)</b>	<b>37.661</b>	<b>7.278.773.859</b>	<b>3.389.067.829</b>	<b>3.889.706.030</b>



Grupo Enel

**ENDESA S.A. Y SOCIEDADES FILIALES**

**Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado al 31 de diciembre de 2015**

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Endesa Histórico M\$	Discontinuación de Operaciones (NIIF 5) M\$	Eliminación Intercompanies y otros ajustes M\$	Endesa Histórico (Combinada) M\$	Endesa Chile M\$	Endesa Américas M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>						
Otros pasivos financieros corrientes	248.939.806	(221.018.241)	-	248.939.806	27.921.565	221.018.241
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	620.124.333	(259.664.724)	-	620.124.333	360.459.609	259.664.724
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	305.709.208	(48.124.723)	3.526	305.712.734	257.584.485	48.128.249
Otras provisiones corrientes	94.553.219	(78.935.605)	-	94.553.219	15.617.614	78.935.605
Pasivos por impuestos corrientes	79.794.847	(65.310.111)	-	79.794.847	14.484.736	65.310.111
Otros pasivos no financieros corrientes	1.974.624	(1.951.294)	-	1.974.624	23.330	1.951.294
<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>1.351.096.037</b>	<b>(675.004.698)</b>	<b>3.526</b>	<b>1.351.099.563</b>	<b>676.091.339</b>	<b>675.008.224</b>
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-
<b>PASIVOS CORRIENTES TOTALES</b>	<b>1.351.096.037</b>	<b>(675.004.698)</b>	<b>3.526</b>	<b>1.351.099.563</b>	<b>676.091.339</b>	<b>675.008.224</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>						
Otros pasivos financieros no corrientes	1.814.121.909	(896.924.119)	-	1.814.121.909	917.197.790	896.924.119
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	45.348.861	(39.373.175)	-	45.348.861	5.975.686	39.373.175
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	97.186	-	-	97.186	97.186	-
Otras provisiones no corrientes	87.176.478	(36.473.503)	-	87.176.478	50.702.975	36.473.503
Pasivo por impuestos diferidos	381.487.478	(163.761.907)	34.135	381.521.613	217.759.706	163.761.907
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	36.819.758	(21.548.342)	-	36.819.758	15.271.416	21.548.342
Otros pasivos no financieros no corrientes	18.698.412	(18.698.412)	-	18.698.412	-	18.698.412
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>2.383.750.082</b>	<b>(1.176.779.458)</b>	<b>34.135</b>	<b>2.383.784.217</b>	<b>1.207.004.759</b>	<b>1.176.779.458</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>3.734.846.119</b>	<b>(1.851.784.156)</b>	<b>37.661</b>	<b>3.734.883.780</b>	<b>1.883.096.098</b>	<b>1.851.787.682</b>
<b>PATRIMONIO</b>						
Capital emitido	1.331.714.085	(778.936.764)	-	1.331.714.085	552.777.321	778.936.764
Ganancias acumuladas	2.218.373.368	(1.275.029.104)	-	2.218.373.368	943.344.264	1.275.029.104
Prima de emisión	206.008.557	(120.497.065)	-	206.008.557	85.511.492	120.497.065
Otras reservas	(1.107.906.103)	1.000.759.977	-	(1.107.906.103)	(107.142.600)	(1.000.763.503)
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>2.648.189.907</b>	<b>(1.173.702.956)</b>	<b>-</b>	<b>2.648.189.907</b>	<b>1.474.490.477</b>	<b>1.173.699.430</b>
Participaciones no controladoras	895.700.172	(864.218.918)	-	895.700.172	31.481.254	864.218.918
<b>PATRIMONIO TOTAL</b>	<b>3.543.890.079</b>	<b>(2.037.921.874)</b>	<b>-</b>	<b>3.543.890.079</b>	<b>1.505.971.731</b>	<b>2.037.918.348</b>
<b>TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>7.278.736.198</b>	<b>(3.889.706.030)</b>	<b>37.661</b>	<b>7.278.773.859</b>	<b>3.389.067.829</b>	<b>3.889.706.030</b>



**ENDESA S.A. Y SOCIEDADES FILIALES**

**Estados de Situación Financiera Consolidados**

Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	enero - diciembre					
	Endesa Chile Histórico M\$	Discontinuación de Operaciones (NIIF 5) M\$	Eliminación Intercompañías y otros ajustes M\$	Endesa Histórico (Combinada) M\$	Endesa Chile M\$	Endesa Américas M\$
Ingresos de actividades ordinarias	2.778.443.659	(1.238.466.148)	14.008	2.778.457.667	1.539.991.519	1.238.466.148
Otros ingresos, por naturaleza	68.481.846	(64.649.040)	-	68.481.846	3.832.806	64.649.040
<b>Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza</b>	<b>2.846.925.505</b>	<b>(1.303.115.188)</b>	<b>14.008</b>	<b>2.846.939.513</b>	<b>1.543.824.325</b>	<b>1.303.115.188</b>
Materias primas y consumibles utilizados	(1.362.638.412)	481.747.189	-	(1.362.638.412)	(880.891.223)	(481.747.189)
<b>Margen de Contribución</b>	<b>1.484.287.093</b>	<b>(821.367.999)</b>	<b>14.008</b>	<b>1.484.301.101</b>	<b>662.933.102</b>	<b>821.367.999</b>
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	27.188.477	(11.937.667)	-	27.188.477	15.250.810	11.937.667
Gastos por beneficios a los empleados	(156.197.903)	85.228.546	-	(156.197.903)	(70.969.357)	(85.228.546)
Gasto por depreciación y amortización	(233.241.223)	108.405.664	-	(233.241.223)	(124.835.559)	(108.405.664)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	4.980.280	4.813.372	-	4.980.280	9.793.652	(4.813.372)
Otros gastos por naturaleza	(163.616.836)	73.277.014	(14.008)	(163.630.844)	(90.339.822)	(73.291.022)
<b>Resultado de Explotación</b>	<b>963.399.888</b>	<b>(561.581.070)</b>	<b>-</b>	<b>963.399.888</b>	<b>401.832.826</b>	<b>561.567.062</b>
Otras ganancias (pérdidas)	3.506.559	508.842	-	3.506.559	4.015.401	(508.842)
Ingresos financieros	59.535.141	(59.300.320)	-	59.535.141	234.821	59.300.320
Costos financieros	(152.001.093)	87.794.374	-	(152.001.093)	(64.206.719)	(87.794.374)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	47.584.706	(38.679.661)	-	47.584.706	8.905.045	38.679.661
Diferencias de cambio	42.300.500	(96.180.972)	-	42.300.500	(53.880.472)	96.180.972
Resultado por unidades de reajuste	3.600.187	-	-	3.600.187	3.600.187	-
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuestos</b>	<b>967.925.888</b>	<b>(667.438.807)</b>	<b>-</b>	<b>967.925.888</b>	<b>300.501.089</b>	<b>667.424.799</b>
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(332.905.075)	256.249.256	-	(332.905.075)	(76.655.819)	(256.249.256)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	<b>635.020.813</b>	<b>(411.189.551)</b>	<b>-</b>	<b>635.020.813</b>	<b>223.845.270</b>	<b>411.175.543</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-	-
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>635.020.813</b>	<b>(411.189.551)</b>	<b>-</b>	<b>635.020.813</b>	<b>223.845.270</b>	<b>411.175.543</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a</b>						
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	392.868.115	(180.546.069)	-	392.868.115	212.336.054	180.532.061
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	242.152.698	(230.643.482)	-	242.152.698	11.509.216	230.643.482
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>635.020.813</b>	<b>(411.189.551)</b>	<b>-</b>	<b>635.020.813</b>	<b>223.845.270</b>	<b>411.175.543</b>
<b>Ganancia por acción básica</b>						
Ganancias (pérdida) diluida por acción	47,90	(22,01)	-	47,90	25,89	22,01
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	8.201.754,58	8.201.754,58	-	-	8.201.754,58	8.201.754,58

**ENDESA S.A. Y SOCIEDADES FILIALES**

**Estados de Situación Financiera Consolidados  
al 31 de diciembre de 2014**

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Endesa Chile Histórico M\$	Discontinuación de Operaciones (NIIF 5) M\$	Eliminación Intercompañías y otros ajustes M\$	Endesa Histórico (Combinada) M\$	Endesa Chile M\$	Endesa Américas M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>						
Efectivo y equivalentes al efectivo	336.628.803		-	336.628.803	38.186.573	298.442.230
Otros activos financieros corrientes	24.850.020		-	24.850.020	1.464.821	23.385.199
Otros activos no financieros corriente	41.040.138		-	41.040.138	10.766.654	30.273.484
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	433.407.008		-	433.407.008	317.250.690	116.156.318
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	81.090.930		2.929	81.093.859	54.967.866	26.125.993
Inventarios corrientes	65.771.121		-	65.771.121	36.871.184	28.899.937
Activos biológicos corrientes	-		-	-	-	-
Activos por impuestos corrientes	47.290.575		-	47.290.575	44.701.761	2.588.814
<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>1.030.078.595</b>	<b>-</b>	<b>2.929</b>	<b>1.030.081.524</b>	<b>504.209.549</b>	<b>525.871.975</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	7.978.963		-	7.978.963	7.978.963	-
<b>ACTIVOS CORRIENTES TOTALES</b>	<b>1.038.057.558</b>	<b>-</b>	<b>2.929</b>	<b>1.038.060.487</b>	<b>512.188.512</b>	<b>525.871.975</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>						
Otros activos financieros no corrientes	7.936.806		-	7.936.806	6.719.853	1.216.953
Otros activos no financieros no corrientes	2.374.351		-	2.374.351	42.847	2.331.504
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	141.216.512		-	141.216.512	-	141.216.512
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	-		-	-	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	581.221.384		-	581.221.384	40.365.323	540.856.061
Activos intangibles distintos de la plusvalía	52.451.833		-	52.451.833	18.851.913	33.599.920
Plusvalía	125.609.898		-	125.609.898	24.860.356	100.749.542
Propiedades, planta y equipo	5.230.428.848		-	5.230.428.848	2.621.113.891	2.609.314.957
Activos biológicos no corrientes	-		-	-	-	-
Propiedad de inversión	-		-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	58.374.709		39.970	58.414.679	10.855.062	47.559.617
<b>TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>6.199.614.341</b>	<b>-</b>	<b>39.970</b>	<b>6.199.654.311</b>	<b>2.722.809.245</b>	<b>3.476.845.066</b>
<b>TOTAL DE ACTIVOS</b>	<b>7.237.671.899</b>	<b>-</b>	<b>42.899</b>	<b>7.237.714.798</b>	<b>3.234.997.757</b>	<b>4.002.717.041</b>

**ENDESA S.A. Y SOCIEDADES FILIALES**

**Estados de Situación Financiera Consolidados  
al 31 de diciembre de 2014**

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Endesa Chile Histórico M\$	Discontinuación de Operaciones (NIIF 5) M\$	Eliminación Intercompanías y otros ajustes M\$	Endesa Histórico (Combinada) M\$	Endesa Chile M\$	Endesa Américas M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>						
Otros pasivos financieros corrientes	290.758.963		-	290.758.963	146.364.103	144.394.860
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	692.298.346		-	692.298.346	332.677.495	359.620.851
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	237.525.246		2.929	237.528.175	124.467.399	113.060.776
Otras provisiones corrientes	38.351.988		-	38.351.988	10.932.577	27.419.411
Pasivos por impuestos corrientes	94.392.334		-	94.392.334	31.480.257	62.912.077
Otros pasivos no financieros corrientes	33.920.467		-	33.920.467	16.168.436	17.752.031
<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>1.387.247.344</b>	<b>-</b>	<b>2.929</b>	<b>1.387.250.273</b>	<b>662.090.267</b>	<b>725.160.006</b>
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5.490.249		-	5.490.249	5.490.249	-
<b>PASIVOS CORRIENTES TOTALES</b>	<b>1.392.737.593</b>	<b>-</b>	<b>2.929</b>	<b>1.392.740.522</b>	<b>667.580.516</b>	<b>725.160.006</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>						
Otros pasivos financieros no corrientes	1.825.702.867		-	1.825.702.867	778.135.168	1.047.567.699
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	3.711.078		-	3.711.078	3.711.078	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-		-	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	28.853.555		-	28.853.555	25.161.118	3.692.437
Pasivo por impuestos diferidos	390.319.963		39.970	390.359.933	232.085.097	158.274.836
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	43.461.827		-	43.461.827	18.537.036	24.924.791
Otros pasivos no financieros no corrientes	28.998.675		-	28.998.675	2.957.460	26.041.215
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>2.321.047.965</b>	<b>-</b>	<b>39.970</b>	<b>2.321.087.935</b>	<b>1.060.586.957</b>	<b>1.260.500.978</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>3.713.785.558</b>	<b>-</b>	<b>42.899</b>	<b>3.713.828.457</b>	<b>1.728.167.473</b>	<b>1.985.660.984</b>
<b>PATRIMONIO</b>						
Capital emitido	1.331.714.085		-	1.331.714.085	552.777.321	778.936.764
Ganancias acumuladas	2.010.744.273		-	2.010.744.273	834.633.984	1.176.110.289
Prima de emisión	206.008.557		-	206.008.557	85.511.492	120.497.065
Otras reservas	(848.186.431)		-	(848.186.431)	2.648.092	(850.834.523)
<b>TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>7.237.671.899</b>	<b>-</b>	<b>42.899</b>	<b>7.237.714.798</b>	<b>3.234.997.757</b>	<b>4.002.717.041</b>

**ENDESA S.A. Y SOCIEDADES FILIALES**

**Estados de Situación Financiera Consolidados**

Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	enero - diciembre					
	Endesa Chile Histórico	Discontinuación de Operaciones (NIIF 5)	Eliminación Intercompañías y otros ajustes	Endesa Histórico (Combinada)	Endesa Chile	Endesa Américas
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias	2.364.210.976	(1.154.414.241)	10.930	2.364.221.906	1.209.807.666	1.154.414.240
Otros ingresos, por naturaleza	82.323.337	(61.145.248)	-	82.323.337	21.178.089	61.145.248
<b>Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza</b>	<b>2.446.534.313</b>	<b>(1.215.559.489)</b>	<b>10.930</b>	<b>2.446.545.243</b>	<b>1.230.985.755</b>	<b>1.215.559.488</b>
Materias primas y consumibles utilizados	(1.119.458.199)	369.241.528	-	(1.119.458.199)	(750.216.671)	(369.241.528)
<b>Margen de Contribución</b>	<b>1.327.076.114</b>	<b>(846.317.961)</b>	<b>10.930</b>	<b>1.327.087.044</b>	<b>480.769.084</b>	<b>846.317.960</b>
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	29.170.488	(12.704.315)	-	29.170.488	16.466.172	12.704.316
Gastos por beneficios a los empleados	(134.904.835)	70.044.870	-	(134.904.835)	(64.859.966)	(70.044.869)
Gasto por depreciación y amortización	(205.141.244)	103.836.335	-	(205.141.244)	(101.304.909)	(103.836.335)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(14.519.312)	2.057.856	-	(14.519.312)	(12.461.456)	(2.057.856)
Otros gastos por naturaleza	(126.360.628)	60.025.087	(10.930)	(126.371.558)	(66.335.540)	(60.036.018)
<b>Resultado de Explotación</b>	<b>875.320.583</b>	<b>(623.058.128)</b>	<b>-</b>	<b>875.320.583</b>	<b>252.273.385</b>	<b>623.047.198</b>
Otras ganancias (pérdidas)	43.401.445	(749.878)	-	43.401.445	42.651.567	749.878
Ingresos financieros	95.553.630	(93.967.597)	-	95.553.630	1.586.033	93.967.597
Costos financieros	(136.828.592)	65.211.335	-	(136.828.592)	(71.617.256)	(65.211.336)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	7.185.101	(61.598.412)	-	7.185.101	(54.413.310)	61.598.411
Diferencias de cambio	(41.433.028)	20.192.759	-	(41.433.028)	(21.240.267)	(20.192.761)
Resultado por unidades de reajuste	13.926.117	-	-	13.926.117	13.926.117	-
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuestos</b>	<b>857.125.256</b>	<b>(693.969.921)</b>	<b>-</b>	<b>857.125.256</b>	<b>163.166.269</b>	<b>693.958.987</b>
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(238.152.509)	204.054.403	-	(238.152.509)	(34.098.106)	(204.054.403)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	<b>618.972.747</b>	<b>(489.915.518)</b>	<b>-</b>	<b>618.972.747</b>	<b>129.068.163</b>	<b>489.904.584</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-	-
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>618.972.747</b>	<b>(489.915.518)</b>	<b>-</b>	<b>618.972.747</b>	<b>129.068.163</b>	<b>489.904.584</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a</b>						
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	334.556.376	(220.162.192)	-	334.556.376	114.405.118	220.151.258
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	284.416.371	(269.753.326)	-	284.416.371	14.663.045	269.753.326
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>618.972.747</b>	<b>(489.915.518)</b>	<b>-</b>	<b>618.972.747</b>	<b>129.068.163</b>	<b>489.904.584</b>
<b>Ganancia por acción básica</b>						
Ganancias (pérdida) diluida por acción	40,79	(26,84)	-	40,79	13,95	26,84
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	8.201.754,58	8.201.754,58	-	-	8.201.754,58	8.201.754,58



## ANEXO N° 5 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA:

Este anexo corresponde a la Nota 18 “Otros pasivos financieros”.

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

### a) Préstamos bancarios

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

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Corriente			No Corriente									
					Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2015 M\$	Vencimiento				Total No Corriente al 31-12-2015 M\$	Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2014 M\$	Vencimiento				Total No Corriente al 31-12-2014 M\$					
					Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$		Más de Cinco Años M\$	Uno a Tres Meses M\$		Tres a Doce Meses M\$	Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$		Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$			
Chile	US\$	0,00%	0,00%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	20.269	1.020.576	1.040.845	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	No	4	-	4	-	-	-	-	-	582	-	582	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Perú	US\$	0,00%	0,00%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	2.914.574	9.996.364	12.910.938	40.274.383	18.781.256	16.391.794	256.394	-	-	-	-	75.703.827	
Argentina	US\$	0,00%	0,00%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	2.808.939	12.054.341	14.863.280	1.039.398	-	-	-	-	-	-	-	-	1.039.398
Argentina	\$ Arg	0,00%	0,00%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	4.667.574	8.107.292	12.774.836	7.968.912	188.784	-	-	-	-	-	-	-	8.157.696
Colombia	\$ Col	0,00%	0,00%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	1.401.291	4.203.875	5.605.166	10.766.379	15.367.075	14.619.719	13.872.363	48.015.897	-	-	-	102.641.433	
Total					4	-	4	-	-	-	-	-	11.813.229	35.382.418	47.195.647	60.049.072	34.337.115	31.011.513	14.128.757	48.015.897	-	-	-	187.542.354	



## b) Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas

### - Resumen de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por monedas y vencimientos.

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Corriente			No Corriente						
					Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2015 M\$	Vencimiento			Total No Corriente al 31-12-2015 M\$	Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2014 M\$	Vencimiento			Total No Corriente al 31-12-2014 M\$				
					Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$		Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$	Uno a Dos Años M\$		Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$
Chile	US\$	6,99%	6,90%	No	7.318.857	21.956.571	29.275.428	29.275.427	29.275.427	29.275.427	29.275.427	827.386.294	944.488.002	9.028.616	144.138.509	153.167.125	25.547.239	25.547.239	25.547.239	25.547.239	733.419.902	835.608.858
Chile	U.F.	6,00%	5,48%	No	7.420.915	27.355.985	34.776.900	34.213.890	33.650.880	55.868.495	53.284.158	359.246.902	536.264.325	38.382.991	37.771.918	37.160.846	36.549.774	46.672.611	429.466.743	587.621.892	587.621.892	
Perú	US\$	0,00%	0,00%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.424.492	1.630.232	6.054.724	14.072.738	1.443.269	7.173.013	5.691.115	15.362.941	43.743.076
Perú	Soles	0,00%	0,00%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	159.918	479.754	639.672	639.671	639.671	5.880.014	5.880.850	13.385.877	
Colombia	\$ Col	0,00%	0,00%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80.341.828	48.241.503	128.583.331	64.322.005	104.199.084	113.756.973	143.560.968	753.218.536	1.179.957.566
<b>Total</b>					<b>14.739.772</b>	<b>49.312.556</b>	<b>64.052.328</b>	<b>63.489.317</b>	<b>62.926.307</b>	<b>85.143.922</b>	<b>82.559.585</b>	<b>1.186.633.196</b>	<b>1.480.752.327</b>	<b>102.332.531</b>	<b>224.495.312</b>	<b>326.827.843</b>	<b>142.353.571</b>	<b>168.990.109</b>	<b>183.666.670</b>	<b>227.057.947</b>	<b>1.937.348.972</b>	<b>2.659.417.269</b>

### - Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	Garantía	31-12-2015										31-12-2014									
										Corriente			No Corriente							Corriente			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	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	Edelgel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,41%	6,31%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80.157	240.472	320.629	320.629	320.629	320.629	5.880.850	7.163.366		
Extranjero	Edelgel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,38%	6,28%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	79.761	239.282	319.043	319.042	319.042	319.042	5.265.385	6.222.511		
Extranjero	Edelgel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	6,44%	6,34%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	91.749	275.246	366.995	366.994	366.994	366.994	9.039.318	10.507.294		
Extranjero	Edelgel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	7,93%	7,78%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	91.899	275.698	367.597	367.597	367.597	4.989.668	6.092.459			
Extranjero	Edelgel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	7,25%	7,13%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.881.082	-	3.881.082	-	-	-	-	-		
Extranjero	Edelgel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,73%	6,63%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	95.816	287.449	383.265	326.355	-	-	-	6.296.355		
Extranjero	Edelgel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,09%	6,00%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	86.777	260.331	347.108	6.333.114	-	-	-	6.333.114		
Extranjero	Edelgel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,57%	6,47%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	93.556	280.669	374.225	374.225	374.225	6.103.969	-	6.852.419		
Extranjero	Edelgel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5,86%	5,78%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	83.613	250.839	334.452	334.452	334.452	334.452	6.323.623	7.661.435		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos A-10	Colombia	\$ Col	8,87%	8,59%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	53.979.516	-	53.979.516	-	-	-	-	-		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B-103	Colombia	\$ Col	9,79%	9,79%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.281.812	-	10.281.812	-	-	-	-	-		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B-10	Colombia	\$ Col	10,44%	10,06%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	982.211	2.946.634	3.928.845	3.928.846	43.805.925	-	-	47.734.771		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B15	Colombia	\$ Col	10,77%	10,36%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	882.562	2.647.687	3.530.249	3.530.250	3.530.250	41.216.421	-	51.801.171		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B15	Colombia	\$ Col	10,77%	10,36%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	316.557	949.671	1.266.228	1.266.228	1.266.228	1.266.228	19.363.519	24.428.431		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B09-09	Colombia	\$ Col	10,57%	10,17%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.213.148	3.639.445	4.852.593	4.852.593	4.852.593	59.216.407	-	67.921.593		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B12	Colombia	\$ Col	10,78%	10,37%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	509.006	1.527.019	2.036.025	2.036.026	2.036.026	2.036.026	25.961.808	34.105.912		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	581.078	1.743.234	2.324.312	2.324.312	2.324.312	2.324.312	25.362.714	34.659.962		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos quimbo	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.175.756	12.527.267	16.703.023	16.703.023	16.703.023	16.703.023	182.262.097	249.074.189		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	8,09%	7,85%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.246.095	3.738.285	4.984.380	4.984.380	4.984.380	91.102.169	111.039.689			
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	8,21%	7,97%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	845.671	2.537.012	3.382.683	3.382.682	3.382.682	3.382.682	77.827.476	91.358.204		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	\$ Col	9,63%	9,30%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.843.223	5.529.669	7.372.892	7.372.892	7.372.892	7.372.892	134.542.069	164.033.637		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	\$ Col	8,85%	8,57%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	703.731	2.111.194	2.814.925	2.814.926	2.814.926	40.822.900	-	49.272.678		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B6-13	Colombia	\$ Col	8,85%	8,57%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	228.103	684.309	912.412	912.412	912.412	912.412	13.233.669	15.970.905		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	\$ Col	8,74%	8,47%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	743.130	2.229.390	2.972.520	2.972.520	2.972.520	2.972.520	72.211.138	84.101.218		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	\$ Col	8,41%	8,16%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	816.008	2.448.025	3.264.033	3.264.033	3.264.033	3.264.033	61.737.690	74.793.822		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	\$ Col	7,98%	7,75%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	540.559	1.621.676	2.162.235	2.162.235	2.162.235	2.162.235	34.170.442	42.819.382		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B6-14	Colombia	\$ Col	7,98%	7,75%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	453.662	1.360.986	1.814.647	1.814.647	1.814.647	1.814.647	28.677.414	35.936.002		
91.081.000-6 Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjera	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	7,96%	7,88%	No	2.879.332	8.637.995	11.517.327	11.517.326	11.517.326	11.517.326	217.140.037	263.218.341	2.474.039	7.422.118	9.896.157	9.896.157	9.896.157	9.896.157	95.949.534	235.534.162					
91.081.000-6 Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjera	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	7,40%	7,33%	No	919.193	2.757.578	3.676.771	3.676.770	3.676.770	3.676.770	90.711.728	105.418.808	789.495	2.368.484	3.157.979	3.157.979	3.157.979	3.157.979	77.747.246	90.379.162					
91.081.000-6 Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjera	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,26%	8,13%	No	584.223	1.752.670	2.336.893	2.336.894	2.336.894	2.336.894	196.474.523	205.822.099	502.137	1.506.412	2.008.549	2.008.549	2.008.549	2.008.549	168.757.572	176.791.768					
91.081.000-6 Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjera	BNY Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	8,83%	8,63%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.641.806	124.978.079	127.619.885	-	-	-	-	-		
91.081.000-6 Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjera	BNY Mellon - Unica 24236	E.E.U.U.	US\$	4,32%	4,25%	No	2.936.109	8.808.328	11.744.437	11.744.437	11.744.437	11.744.437	323.051.006	370.028.754	2.621.139	7.863.416	10.484.555	10.484.554	10.484.554	10.484.554	290.965.550	332.903.766					
91.081.000-6 Endesa Chile S.A.	Chile	U.F.	7,17%	6,20%	No	1.862.165	10.680.034	12.542.299	11.979.289	11.416.279	10.853.268	10.290.298	63.261.536	107.800.630	2.174.007	11.394.304	10.568.311	12.957.238	12.946.166	11.735.094	11.124.022	73.777.578	121.940.098						
91.081.000-6 Endesa Chile S.A.	Chile	U.F.	4,82%	4,75%	No	5.558.650	1																						



## ANEXO N° 6 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Endesa Chile.

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

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			<b>9.800.146</b>	<b>32.565.577</b>
	Dólares	Pesos chileno	4.268.962	124.074
	Dólares	Pesos Colombianos	-	342.438
	Dólares	Nuevo sol peruano	-	21.216.886
	Dólares	Peso Argentino	-	564.885
	Peso Argentino	Dólares	-	4.206.734
	Pesos chileno	Dólares	-	6.110.560
	Peso Argentino	Pesos chileno	5.531.184	-
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			-	<b>14.039.935</b>
	Dólares	Pesos chileno	-	14.039.935
<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>9.800.146</b>	<b>46.605.512</b>
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>			<b>9.800.146</b>	<b>46.605.512</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>				
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			<b>31.841.928</b>	<b>568.650.823</b>
	Dólares	Pesos chileno	31.841.928	27.794.762
	Peso argentino	Peso chileno	-	1.979.132
	Reales	Nuevo sol peruano	-	56.886.006
	Reales	Peso chileno	-	481.990.923
Plusvalía			-	<b>94.462.005</b>
	Nuevo sol peruano	Peso chileno	-	88.241.039
	Peso Argentino	Peso chileno	-	6.220.966
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>			<b>31.841.928</b>	<b>663.112.828</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>			<b>41.642.074</b>	<b>709.718.340</b>



Grupo Enel

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

		31-12-2015									31-12-2014									
		Pasivos Corrientes			Pasivos No Corrientes						Pasivos Corrientes			Pasivos No Corrientes						
		Hasta 90 días	de 91 días a 1 año	Total	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total	Hasta 90 días	de 91 días a 1 año	Total	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total	
		M\$	M\$	Corriente	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	No Corriente	M\$	M\$	Corriente	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	No Corriente	
Moneda extranjera	Moneda funcional																			
<b>PASIVOS</b>																				
Otros pasivos financieros	Dólares	8.051.793	24.160.424	32.212.217	32.226.172	32.241.036	32.256.865	32.273.724	838.579.742	967.577.539	22.110.484	179.508.084	201.618.568	92.998.841	62.441.500	52.398.867	34.923.516	784.957.434	1.027.720.158	
	Dólares	8.051.793	24.160.424	32.212.217	32.226.172	32.241.036	32.256.865	32.273.724	838.579.742	967.577.539	9.701.064	147.116.531	156.817.615	28.159.230	28.161.729	28.164.390	28.167.223	745.707.717	858.360.289	
	Peso chileno	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.589.986	18.318.769	27.908.755	63.128.648	33.609.154	23.564.807	5.947.509	15.362.941	141.613.059	
	Dólares	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.819.414	14.072.784	16.892.198	1.710.963	670.617	669.670	808.784	23.886.776	27.746.810	
	Dólares	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Peso Argentino	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>8.051.793</b>	<b>24.160.424</b>	<b>32.212.217</b>	<b>32.226.172</b>	<b>32.241.036</b>	<b>32.256.865</b>	<b>32.273.724</b>	<b>838.579.742</b>	<b>967.577.539</b>	<b>22.110.484</b>	<b>179.508.084</b>	<b>201.618.568</b>	<b>92.998.841</b>	<b>62.441.500</b>	<b>52.398.867</b>	<b>34.923.516</b>	<b>784.957.434</b>	<b>1.027.720.158</b>	



Grupo Enel

**ANEXO N°7 DETALLE DE INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE FECHA 03 DE FEBRERO DE 2012:**

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Endesa Chile.

a) Estratificación de la cartera.

- Por antigüedad de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar:

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	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 Corriente M\$	Total No Corriente M\$
Cuentas Comerciales bruto	268.755.088	1.110.952	199	11.659	175	345	2	12	36.166	1.868.907	271.783.505	35.901
Provisión de deterioro	(55.494)	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.493.698)	(1.549.192)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	93.240.964	-	-	-	-	-	-	-	-	-	93.240.964	-
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>361.940.558</b>	<b>1.110.952</b>	<b>199</b>	<b>11.659</b>	<b>175</b>	<b>345</b>	<b>2</b>	<b>12</b>	<b>36.166</b>	<b>375.209</b>	<b>363.475.277</b>	<b>35.901</b>

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al											
	31-12-2014											
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
Cuentas Comerciales bruto	321.415.800	6.649.258	2.333.183	613.491	228.410	77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	335.438.803	136.744.799
Provisión de deterioro	(278.332)	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.043.025)	(2.321.357)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	101.599.998	-	-	-	-	-	-	-	-	-	101.599.998	4.471.713
Provisión de deterioro	(1.310.436)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.310.436)	-
<b>Total</b>	<b>421.427.030</b>	<b>6.649.258</b>	<b>2.333.183</b>	<b>613.491</b>	<b>228.410</b>	<b>77.466</b>	<b>265.238</b>	<b>65.525</b>	<b>136.823</b>	<b>1.610.584</b>	<b>433.407.008</b>	<b>141.216.512</b>

- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	Saldo al 31-12-2015						Saldo al 31-12-2014					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$
al día	355	268.790.989	-	-	355	268.790.989	395	458.160.599	-	-	395	458.160.599
Entre 1 y 30 días	161	1.110.952	-	-	161	1.110.952	150	6.649.258	-	-	150	6.649.258
Entre 31 y 60 días	18	199	-	-	18	199	98	2.333.183	-	-	98	2.333.183
Entre 61 y 90 días	6	11.659	-	-	6	11.659	50	613.491	-	-	50	613.491
Entre 91 y 120 días	43	175	-	-	43	175	49	228.410	-	-	49	228.410
Entre 121 y 150 días	35	345	-	-	35	345	34	77.466	-	-	34	77.466
Entre 151 y 180 días	2	2	-	-	2	2	58	265.238	-	-	58	265.238
Entre 181 y 210 días	3	12	-	-	3	12	7	65.525	-	-	7	65.525
Entre 211 y 250 días	120	36.166	-	-	120	36.166	6	136.823	-	-	6	136.823
superior a 251 días	20	1.868.907	-	-	20	1.868.907	122	3.653.609	-	-	122	3.653.609
<b>Total</b>	<b>763</b>	<b>271.819.406</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>763</b>	<b>271.819.406</b>	<b>969</b>	<b>472.183.602</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>969</b>	<b>472.183.602</b>

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 31-12-2015		Saldo al 31-12-2014	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	-	-	5	186.025
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5</b>	<b>186.025</b>

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





Grupo Enel

c) Provisiones y castigos.

Provisiones y castigos	Saldo al		
	31-12-2015	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	371.558	748.748	(140.365)
Recuperos del ejercicio	-	-	(411.830)
<b>Total</b>	<b>371.558</b>	<b>748.748</b>	<b>(552.195)</b>

d) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al					
	31-12-2015		31-12-2014		31-12-2013	
	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
<b>Provisión deterioro y recuperos:</b>						
Número de operaciones	12	12	181	181	24	124
Monto de las operaciones M\$	371.558	371.558	748.748	748.748	(159.544)	(140.365)



Grupo Enel

## ANEXO N°7.1 DETALLE DE INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Endesa Chile.

### a) Estratificación de la cartera.

- Por antigüedad de los Cuentas comerciales:

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al											Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	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\$			
<b>Cuentas Comerciales Generación y Transmisión</b>	<b>268.755.089</b>	<b>1.110.952</b>	<b>199</b>	<b>11.659</b>	<b>175</b>	<b>345</b>	<b>2</b>	<b>12</b>	<b>36.166</b>	<b>1.868.906</b>	<b>271.783.505</b>	<b>35.901</b>	
-Grandes Clientes	268.735.520	1.110.952	199	11.659	175	345	2	12	36.166	1.868.906	271.763.936	-	
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-Otros	19.569	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.569	35.901	
Provisión Deterioro	(55.494)	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.493.698)	(1.549.192)	-	
Servicios no facturados	169.489.606	-	-	-	-	-	-	-	-	390.612	169.880.218	-	
Servicios facturados	99.265.483	1.110.952	199	11.659	175	345	2	12	36.166	1.478.294	101.903.287	35.901	
<b>Total Cuentas Comerciales Brutos</b>	<b>268.755.089</b>	<b>1.110.952</b>	<b>199</b>	<b>11.659</b>	<b>175</b>	<b>345</b>	<b>2</b>	<b>12</b>	<b>36.166</b>	<b>1.868.906</b>	<b>271.783.505</b>	<b>35.901</b>	
Total Provisión Deterioro	(55.494)	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.493.698)	(1.549.192)	-	
<b>Total Cuentas Comerciales Netos</b>	<b>268.699.595</b>	<b>1.110.952</b>	<b>199</b>	<b>11.659</b>	<b>175</b>	<b>345</b>	<b>2</b>	<b>12</b>	<b>36.166</b>	<b>375.208</b>	<b>270.234.313</b>	<b>35.901</b>	



Grupo Enel

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al 31-12-2014											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\$			
<b>Cuentas Comerciales Generación y Transmisión</b>	<b>321.415.800</b>	<b>6.649.258</b>	<b>2.333.183</b>	<b>613.491</b>	<b>228.410</b>	<b>77.466</b>	<b>265.238</b>	<b>65.525</b>	<b>136.823</b>	<b>3.653.609</b>	<b>335.438.803</b>	<b>136.744.799</b>	
-Grandes Clientes	288.234.785	6.649.258	2.333.183	563.008	228.410	77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	302.207.305	-	
-Clientes Institucionales	31.379.347	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.379.347	136.744.799	
-Otros	1.801.668	-	-	50.483	-	-	-	-	-	-	1.852.151	-	
Provisión Deterioro	(278.332)	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.043.025)	(2.321.357)	-	
Servicios no facturados	194.575.599	-	-	-	-	-	-	-	-	-	194.575.599	-	
Servicios facturados	126.840.201	6.649.258	2.333.183	613.491	228.410	77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	140.863.204	136.744.799	
<b>Total Cuentas Comerciales Brutos</b>	<b>321.415.800</b>	<b>6.649.258</b>	<b>2.333.183</b>	<b>613.491</b>	<b>228.410</b>	<b>77.466</b>	<b>265.238</b>	<b>65.525</b>	<b>136.823</b>	<b>3.653.609</b>	<b>335.438.803</b>	<b>136.744.799</b>	
Total Provisión Deterioro	(278.332)	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.043.025)	(2.321.357)	-	
<b>Total Cuentas Comerciales Netos</b>	<b>321.137.468</b>	<b>6.649.258</b>	<b>2.333.183</b>	<b>613.491</b>	<b>228.410</b>	<b>77.466</b>	<b>265.238</b>	<b>65.525</b>	<b>136.823</b>	<b>1.610.584</b>	<b>333.117.446</b>	<b>136.744.799</b>	

- Por tipo de cartera:

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>268.755.089</b>	<b>1.110.952</b>	<b>199</b>	<b>11.659</b>	<b>175</b>	<b>345</b>	<b>2</b>	<b>12</b>	<b>36.166</b>	<b>1.868.906</b>	<b>271.783.505</b>
-Grandes Clientes	268.735.520	1.110.952	199	11.659	175	345	2	12	36.166	1.868.906	271.763.936
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	19.569	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.569
<b>Total cartera bruta</b>	<b>268.755.089</b>	<b>1.110.952</b>	<b>199</b>	<b>11.659</b>	<b>175</b>	<b>345</b>	<b>2</b>	<b>12</b>	<b>36.166</b>	<b>1.868.906</b>	<b>271.783.505</b>

Tipos de cartera	Saldo al										
	31-12-2014										
	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>321.415.800</b>	<b>6.649.258</b>	<b>2.333.183</b>	<b>613.491</b>	<b>228.410</b>	<b>77.466</b>	<b>265.238</b>	<b>65.525</b>	<b>136.823</b>	<b>3.653.609</b>	<b>335.438.803</b>
-Grandes Clientes	288.234.785	6.649.258	2.333.183	563.008	228.410	77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	302.207.305
-Clientes Institucionales	31.379.347	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.379.347
-Otros	1.801.668	-	-	50.483	-	-	-	-	-	-	1.852.151
<b>Total cartera bruta</b>	<b>321.415.800</b>	<b>6.649.258</b>	<b>2.333.183</b>	<b>613.491</b>	<b>228.410</b>	<b>77.466</b>	<b>265.238</b>	<b>65.525</b>	<b>136.823</b>	<b>3.653.609</b>	<b>335.438.803</b>



Grupo Enel

## ANEXO N°7.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJES:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Endesa Chile.

Pais	Colombia				Perú				Argentina				Chile				Total				
	31-12-2015		31-12-2014		31-12-2015		31-12-2014		31-12-2015		31-12-2014		31-12-2015		31-12-2014		31-12-2015		31-12-2014		
	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	
BALANCE																					
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	-	-	7.786.508	-	-	-	5.368.119	1.066.736	-	-	-	-	34.406.648	5.631.953	30.645.060	5.030.017	34.406.648	5.631.953	43.799.687	6.096.753	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	-	40.601.712	-	-	-	17.278.485	3.882.644	-	-	4.480.943	2.247.911	123.429.202	28.572.415	88.822.807	10.403.137	123.429.202	28.572.415	151.183.947	16.533.692	
Operaciones discontinuadas	50.383.731	-	-	-	28.793.710	6.819.173	-	-	3.800.557	114.662	-	-	-	-	-	-	82.977.998	6.933.835	-	-	
<b>Total Activo estimado</b>	<b>50.383.731</b>	<b>-</b>	<b>48.388.220</b>	<b>-</b>	<b>28.793.710</b>	<b>6.819.173</b>	<b>22.646.604</b>	<b>4.949.380</b>	<b>3.800.557</b>	<b>114.662</b>	<b>4.480.943</b>	<b>2.247.911</b>	<b>157.835.850</b>	<b>34.204.368</b>	<b>119.467.867</b>	<b>15.433.154</b>	<b>240.813.848</b>	<b>41.138.203</b>	<b>194.983.634</b>	<b>22.630.445</b>	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.685.869	5.400.614	10.284.266	-	3.685.869	5.400.614	10.284.266	-	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	-	-	7.649.456	-	-	-	1.154.319	2.732.796	-	-	600.929	6.529	24.944.506	37.803.719	44.165.832	3.334.071	24.944.506	37.803.719	53.570.536	6.073.396	
Operaciones discontinuadas	-	5.255.942	-	-	1.176.124	3.590.591	-	-	4.875.237	148.113	-	-	-	-	-	-	6.051.361	8.994.646	-	-	
<b>Total Pasivo estimado</b>	<b>-</b>	<b>5.255.942</b>	<b>7.649.456</b>	<b>-</b>	<b>1.176.124</b>	<b>3.590.591</b>	<b>1.154.319</b>	<b>2.732.796</b>	<b>4.875.237</b>	<b>148.113</b>	<b>600.929</b>	<b>6.529</b>	<b>28.630.375</b>	<b>43.204.333</b>	<b>54.450.098</b>	<b>3.334.071</b>	<b>34.681.736</b>	<b>52.198.979</b>	<b>63.854.802</b>	<b>6.073.396</b>	

Pais	Chile						Total					
	31-12-2015		31-12-2014		31-12-2013		31-12-2015		31-12-2014		31-12-2013	
	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
RESULTADO												
Venta Energía	157.835.850	34.204.368	121.647.612	626.278	82.716.227	17.687.766	157.835.850	34.204.368	121.647.612	626.278	82.716.227	17.687.766
Compra de Energía	28.630.375	43.067.797	26.351.205	15.957.699	24.912.420	42.065.844	28.630.375	43.067.797	26.351.205	15.957.699	24.912.420	42.065.844



**ANEXO N°8 DETALLE VENCIMIENTO DE PROVEEDORES:**

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Endesa Chile.

Proveedores con pagos al día	Saldo al				Saldo al			
	31-12-2015				31-12-2014			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	-	122.490.300	-	122.490.300	-	99.765.926	-	99.765.926
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	6.067.846	-	6.067.846
<b>Total</b>	-	<b>122.490.300</b>	-	<b>122.490.300</b>	-	<b>105.833.772</b>	-	<b>105.833.772</b>

Proveedores con plazos vencidos	Saldo al				Saldo al			
	31-12-2015				31-12-2014			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Más de 180 días	-	-	-	-	-	1.137.018	-	1.137.018
<b>Total</b>	-	-	-	-	-	<b>1.137.018</b>	-	<b>1.137.018</b>