



**Gerencia de Administración
Subgerencia de Consolidación y Reporting
Area de Consolidación y Reporting**

**ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS**
correspondientes al ejercicio terminado
al 31 de diciembre de 2015

**ENERSIS AMÉRICAS S.A. (Ex - Enersis S.A.) y
FILIALES**

Miles de Pesos Chilenos

El presente documento consta de 3 secciones:

- **Informe de los auditores independientes**
- **Estados Financieros Consolidados**
- **Notas a los Estados Financieros Consolidados**

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
Enersis Américas S.A. (ex Enersis S.A.)

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Enersis Américas S.A. y filiales, que comprenden los estados de situación financiera consolidados 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

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 a los estados financieros consolidados. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestras auditorías. No auditamos los estados financieros de ciertas sociedades filiales, asociadas y negocios conjuntos, cuyos estados financieros reflejan un total de activos que constituyen un 7,4% y un 32,0% de los activos totales consolidados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, y de ingresos de actividades ordinarias que constituyen un 5,5% y un 5,4% de los ingresos de actividades ordinarias totales consolidados por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, respectivamente. Adicionalmente, tampoco auditamos los estados financieros de ciertas sociedades filiales, asociadas y negocios conjuntos, por las cuales se presentan Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios, que constituyen un 28,1% de los activos totales al 31 de diciembre de 2015, y una ganancia procedente de operaciones discontinuadas que constituyen un 38,9% y un 30,5% de la ganancia total consolidada por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, respectivamente. Estos 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 negocios conjuntos, se basa únicamente en los informes emitidos por esos otros auditores. Efectuamos nuestra auditoría 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 sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados.

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

Opinión sobre la base regulatoria de contabilización

En nuestra opinión, basada en nuestra auditoría y en los informes de otros auditores, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enersis Américas 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 a los estados financieros consolidados.

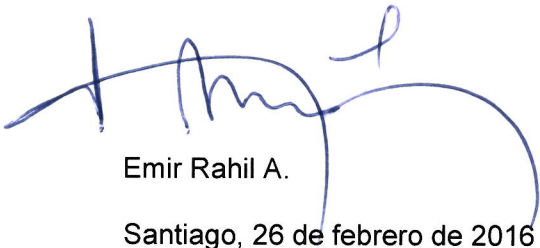
Base de contabilización

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 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 19 c).

Otros asuntos, Estados financieros consolidados 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 Enersis Américas 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.



Emir Rahil A.
Santiago, 26 de febrero de 2016

EY LTDA.

ENERSIS AMÉRICAS S.A. (EX - ENERSIS S.A.) Y SOCIEDADES FILIALES

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

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	8	1.185.163.344	1.704.745.491
Otros activos financieros corrientes	9	68.262.446	99.455.403
Otros activos no financieros corriente		101.989.057	175.098.112
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	10	1.088.131.567	1.681.686.903
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	11	3.566.930	18.441.340
Inventarios corrientes	12	95.057.897	133.520.154
Activos por impuestos corrientes	13	47.454.588	110.572.522
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		2.589.625.829	3.923.519.925
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	5	5.323.935.881	7.978.963
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		7.913.561.710	3.931.498.888
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	9	489.528.204	530.821.520
Otros activos no financieros no corrientes		77.562.708	77.806.180
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	10	398.695.864	291.641.675
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	11	355.485	486.605
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	30.960.445	73.633.610
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	981.399.272	1.168.212.056
Plusvalía	16	444.199.047	1.410.853.627
Propiedades, planta y equipo	17	5.003.566.633	8.234.215.719
Propiedad de inversión	18	-	8.514.562
Activos por impuestos diferidos	19	109.325.023	193.637.874
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		7.535.592.681	11.989.823.428
TOTAL DE ACTIVOS		15.449.154.391	15.921.322.316

ENERSIS AMÉRICAS S.A. (EX - ENERSIS S.A.) Y SOCIEDADES FILIALES
**Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado
al 31 de diciembre de 2015 y 2014**

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	20	687.873.508	421.805.679
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	23	1.452.824.207	2.288.876.950
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	11	109.897.508	143.680.622
Otras provisiones corrientes	24	127.299.176	90.222.684
Pasivos por impuestos corrientes	13	142.607.960	115.472.313
Otros pasivos no financieros corrientes		39.226.339	129.275.589
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		2.559.728.698	3.189.333.837
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5	1.945.652.102	5.488.147
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		4.505.380.800	3.194.821.984
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	20	1.847.296.592	3.289.097.528
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	23	283.544.254	159.385.521
Otras provisiones no corrientes	24	183.848.284	197.243.841
Pasivo por impuestos diferidos	19	231.904.615	478.361.484
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	25	187.270.474	269.930.412
Otros pasivos no financieros no corrientes		20.100.992	53.262.800
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		2.753.965.211	4.447.281.586
TOTAL PASIVOS		7.259.346.011	7.642.103.570
PATRIMONIO			
Capital emitido	26.1	5.804.447.986	5.804.447.986
Ganancias acumuladas		3.380.661.523	3.051.734.445
Otras reservas	26.5	(3.158.960.224)	(2.654.206.384)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		6.026.149.285	6.201.976.047
Participaciones no controladoras	26.6	2.163.659.095	2.077.242.699
PATRIMONIO TOTAL		8.189.808.380	8.279.218.746
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		15.449.154.391	15.921.322.316

ENERSIS AMÉRICAS S.A. (EX - ENERSIS S.A.) Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

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

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS Ganancia (pérdida)	Nota	enero - diciembre		
		2015 M\$	2014 (Reexpresado) M\$	2013 (Reexpresado) M\$
Ingresos de actividades ordinarias	27	4.667.645.310	4.806.455.737	3.978.995.352
Otros ingresos, por naturaleza	27	633.794.268	399.914.051	549.152.517
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza		5.301.439.578	5.206.369.788	4.528.147.869
Materias primas y consumibles utilizados	28	(2.777.201.512)	(2.631.669.436)	(2.090.267.302)
Margen de Contribución		2.524.238.066	2.574.700.352	2.437.880.567
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	3 a) 3 d.1	67.101.269	55.770.418	47.134.470
Gastos por beneficios a los empleados	29	(487.698.147)	(389.668.473)	(345.568.196)
Gasto por depreciación y amortización	30	(320.542.197)	(350.742.750)	(315.966.141)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	30	(39.811.756)	(38.329.942)	(66.664.976)
Otros gastos por naturaleza	31	(488.528.749)	(463.729.264)	(405.747.911)
Resultado de Explotación		1.254.758.486	1.388.000.341	1.351.067.813
Otras ganancias (pérdidas)	32	(6.566.225)	876.554	4.642.268
Ingresos financieros	33	294.770.272	251.121.762	246.615.814
Costos financieros	33	(385.455.340)	(432.314.329)	(325.972.302)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	3.332.971	2.560.023	979.875
Diferencias de cambio	33	128.238.047	(18.493.594)	(28.534.786)
Resultado por unidades de reajuste	33	(9.266.040)	(13.630.068)	(11.007.801)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		1.279.812.171	1.178.120.689	1.237.790.881
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	34	(523.663.212)	(430.592.032)	(442.455.343)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		756.148.959	747.528.657	795.335.538
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	5.1 c)	388.320.526	281.941.071	318.065.208
GANANCIA (PÉRDIDA)		1.144.469.485	1.029.469.728	1.113.400.746
Ganancia (pérdida) atribuible a				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		661.586.917	610.157.869	658.514.150
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	26.6	482.882.568	419.311.859	454.886.596
GANANCIA (PÉRDIDA)		1.144.469.485	1.029.469.728	1.113.400.746
Ganancia por acción básica				
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	8,35	8,25	9,49
Ganancia (pérdidas) por acción básica en operaciones discontinuadas	\$ / acción	5,13	4,18	5,08
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	13,48	12,43	14,56
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	49.092.772,76	49.092.772,76	45.218.860,05
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	8,35	8,25	9,49
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	\$ / acción	5,13	4,18	5,08
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	13,48	12,43	14,56
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	49.092.772,76	49.092.772,76	45.218.860,05

ENERSIS AMÉRICAS S.A. (EX - ENERSIS S.A.) Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

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

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS	Nota	enero - diciembre		
		2015 M\$	2014 M\$	2013 M\$
Ganancia (Pérdida)		1.144.469.485	1.029.469.728	1.113.400.746
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	25.2.b	(19.027.368)	(36.681.734)	6.351.518
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período		(19.027.368)	(36.681.734)	6.351.518
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión		(644.537.672)	4.370.648	(76.723.893)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		(442.864)	1.849	(2.273)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	14.1	(552.420)	13.476.871	8.367.223
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(155.456.845)	(138.993.868)	(76.144.260)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		17.215.453	(6.898.502)	55.283
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período		(783.774.348)	(128.043.002)	(144.447.920)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(802.801.716)	(164.724.736)	(138.096.402)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del período				
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		6.018.363	12.694.514	(2.603.231)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del período		6.018.363	12.694.514	(2.603.231)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período				
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		36.399.000	35.887.996	12.332.516
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros disponibles para la venta		(291)	(1.462)	455
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período		36.398.709	35.886.534	12.332.971
Total Otro resultado integral		(760.384.644)	(116.143.688)	(128.366.662)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		384.084.841	913.326.040	985.034.084
Resultado integral atribuible a				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		145.175.235	562.566.774	577.348.684
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		238.909.606	350.759.266	407.685.400
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		384.084.841	913.326.040	985.034.084

ENERSIS AMÉRICAS S.A. (EX – ENERSIS S.A) Y SOCIEDADES FILIALES

Estado de cambios en el Patrimonio Neto Consolidado

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

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	Capital emitido	Prima de Emisión	Cambios en Otras Reservas						Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta					
Saldo Inicial al 01/01/2015	5.804.447.986	-	35.154.874	(69.404.677)	-	14.046	(2.619.970.627)	-	(2.654.206.384)	3.051.734.445	6.201.976.047	2.077.242.699	8.279.218.746
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										661.586.917	661.586.917	482.882.568	1.144.469.485
Otro resultado integral			(442.819.275)	(60.939.077)	(12.152.091)	(166.950)	(334.289)	-	(516.411.682)		(516.411.682)	(243.972.962)	(760.384.644)
Resultado integral											145.175.235	238.909.606	384.084.841
Dividendos											(320.507.748)	(151.308.255)	(471.816.003)
Incremento (disminución) por otros cambios (1)	-	-	(12.423.692)	121.503.052	12.152.091	(14.835)	(8.231.102)	(101.327.672)	11.657.842	(12.152.091)	(494.249)	(1.184.955)	(1.679.204)
Total de cambios en patrimonio	-	-	(455.242.967)	60.563.975	-	(181.785)	(8.565.391)	(101.327.672)	(504.753.840)	328.927.078	(175.826.762)	86.416.396	(89.410.366)
Saldo Final al 31/12/2015	5.804.447.986	-	(420.088.093)	(8.840.702)	-	(167.739)	(2.628.536.018)	(101.327.672)	(3.158.960.224)	3.380.661.523	6.026.149.285	2.163.659.095	8.189.808.380

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	Capital emitido	Prima de Emisión	Cambios en Otras Reservas						Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta					
Saldo Inicial al 01/01/2014	5.669.280.725	158.759.648	(56.022.016)	(3.086.726)	-	11.811	(2.414.023.486)	-	(2.473.120.417)	2.813.634.297	6.168.554.253	2.338.910.608	8.507.464.861
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										610.157.869	610.157.869	419.311.859	1.029.469.728
Otro resultado integral			29.929.142	(66.317.951)	(19.023.003)	2.235	7.818.482	-	(47.591.095)		(47.591.095)	(68.552.593)	(116.143.688)
Resultado integral											562.566.774	350.759.266	913.326.040
Dividendos											(314.750.191)	(459.728.319)	(774.478.510)
Incremento (disminución) por otros cambios	135.167.261	(158.759.648)	-	-	19.023.003	-	25.112.860	-	44.135.863	(57.307.530)	(36.764.054)	(23.689.993)	(60.454.047)
Incremento (disminución) por cambios las participaciones de subsidiarias que no dan lugar a pérdida de control			61.247.748				(238.878.483)	-	(177.630.735)	-	(177.630.735)	(129.008.863)	(306.639.598)
Total de cambios en patrimonio	135.167.261	(158.759.648)	91.176.890	(66.317.951)	-	2.235	(205.947.141)	-	(181.085.967)	238.100.148	33.421.794	(261.667.909)	(228.246.115)
Saldo Final al 31/12/2014	5.804.447.986	-	35.154.874	(69.404.677)	-	14.046	(2.619.970.627)	-	(2.654.206.384)	3.051.734.445	6.201.976.047	2.077.242.699	8.279.218.746

(1) Ver nota 5.1 b)

ENERSIS AMÉRICAS S.A.(EX – ENERSIS S.A.) Y SOCIEDADES FILIALES

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado

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

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	Capital emitido	Prima de Emisión	Cambios en Otras Reservas						Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta					
Saldo Inicial al 01/01/2013	2.824.882.835	158.759.648	(40.720.059)	27.594.028	-	13.647	(1.498.010.369)	-	(1.511.122.753)	2.421.278.841	3.893.798.571	3.064.408.474	6.958.207.045
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										658.514.150	658.514.150	454.886.596	1.113.400.746
Otro resultado integral			(57.187.681)	(30.680.754)	6.865.655	(1.836)	(160.850)	-	(81.165.466)		(81.165.466)	(47.201.196)	(128.366.662)
Resultado integral											577.348.684	407.685.400	985.034.084
Emisión de patrimonio	2.844.397.890	1.460.503								-	2.845.858.393		2.845.858.393
Dividendos										(273.024.349)	(273.024.349)	(387.641.111)	(660.665.460)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	(1.460.503)	-	-	(6.865.655)	-	74.015.741	-	67.150.086	6.865.655	72.555.238	(910.579)	71.644.659
Incremento (disminución) por cambios las participaciones de subsidiarias que no dan lugar a pérdida de control			41.885.724				(989.868.008)	-	(947.982.284)	-	(947.982.284)	(744.631.576)	(1.692.613.860)
Total de cambios en patrimonio	2.844.397.890	-	(15.301.957)	(30.680.754)	-	(1.836)	(916.013.117)	-	(961.997.664)	392.355.456	2.274.755.682	(725.497.866)	1.549.257.816
Saldo Final al 31/12/2013	5.669.280.725	158.759.648	(56.022.016)	(3.086.726)	-	11.811	(2.414.023.486)	-	(2.473.120.417)	2.813.634.297	6.168.554.253	2.338.910.608	8.507.464.861

ENERSIS AMÉRICAS S.A. (EX - ENERSIS S.A.) Y SOCIEDADES FILIALES
Estados de Flujos de Efectivo Consolidado Directo

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

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - diciembre		
		2015 M\$	2014 M\$	2013 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación				
Clases de cobros por actividades de operación				
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		8.983.646.820	7.786.425.908	6.946.352.718
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		40.395.210	53.736.441	92.757.838
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		24.800.978	20.348.278	74.183.266
Otros cobros por actividades de operación		593.726.467	793.806.980	503.343.750
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación				
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(4.875.217.622)	(4.395.777.186)	(3.690.576.400)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(554.559.784)	(482.784.407)	(448.354.032)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(14.484.698)	(15.147.534)	(5.782.311)
Otros pagos por actividades de operación		(1.572.807.177)	(1.418.097.022)	(1.176.355.154)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones)				
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(451.694.741)	(428.343.722)	(381.648.502)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(250.354.851)	(216.129.742)	(212.945.529)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		1.923.450.602	1.698.037.994	1.700.975.644
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión				
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	8.e	6.639.653	40.861.571	-
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios	8.c	-	(37.654.762)	-
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		395.810.811	1.126.402.278	871.863.989
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(353.112.647)	(480.297.836)	(1.433.536.193)
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		(2.550.000)	(3.315.000)	(5.084.700)
Préstamos a entidades relacionadas		-	-	(4.844.706)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		49.916	167.486	5.462.527
Compras de propiedades, planta y equipo		(1.090.624.099)	(825.909.425)	(603.413.832)
Compras de activos intangibles		(271.937.266)	(260.500.759)	(169.371.666)
Recursos por ventas de otros activos a largo plazo		1.729.727	2.037.930	1.987.002
Compras de otros activos a largo plazo		-	(2.952.035)	(2.034.104)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(6.888.344)	(26.683.724)	(3.485.915)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		17.266.466	16.957.654	14.308.008
Cobros a entidades relacionadas		-	-	4.895.411
Dividendos recibidos		11.313.451	13.567.998	9.081.705
Intereses recibidos		58.724.646	93.410.873	92.176.821
Otras entradas (salidas) de efectivo		18.278.638	44.220.761	(1.891.436)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(1.215.299.048)	(299.686.990)	(1.223.887.089)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación				
Importes procedentes de la emisión de acciones		-	8.783.766	1.130.817.519
Pagos por cambios en las participaciones en la propiedad en subsidiarias que no dan lugar a la pérdida de control		(2.374.346)	(385.132.160)	-
Total importes procedentes de préstamos		475.558.223	774.199.941	530.735.256
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		105.645.839	740.518.825	487.162.501
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		369.912.384	33.681.116	43.572.755
Préstamos de entidades relacionadas		-	-	693.084
Pagos de préstamos		(614.937.402)	(622.496.486)	(563.049.681)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(19.737.180)	(16.559.995)	(9.388.183)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		-	(17.236.440)	-
Dividendos pagados		(612.045.894)	(632.808.121)	(482.046.152)
Intereses pagados		(266.756.065)	(246.769.836)	(230.584.133)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(19.921.715)	(145.440.332)	(40.412.354)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(1.060.214.379)	(1.283.459.663)	336.765.356
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios		(352.062.825)	114.891.341	813.853.911
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo				
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(23.287.179)	(16.503.717)	(23.298.403)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(375.350.004)	98.387.624	790.555.508
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	8.d	1.704.775.193	1.606.387.569	815.832.061
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	8.d	1.329.425.189	1.704.775.193	1.606.387.569

ENERSIS AMÉRICAS S.A. (EX – ENERSIS S.A.) Y SOCIEDADES FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

1.	ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO.....	12
2.	BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS	13
2.1	Principios contables.....	13
2.2	Nuevos pronunciamientos contables.....	13
2.3	Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas.....	15
2.4	Entidades filiales.....	16
2.4.1	Variaciones del perímetro de consolidación.....	17
2.4.2	Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%.....	17
2.4.3	Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%.....	17
2.5	Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos	17
2.6	Principios de consolidación y combinaciones de negocio.....	18
3.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS	20
a)	Propiedades, planta y equipo.....	20
b)	Propiedad de inversión.....	22
c)	Plusvalía.....	22
d)	Activos intangibles distintos de la plusvalía.....	23
d.1)	Concesiones.....	23
d.2)	Gastos de investigación y desarrollo.....	24
d.3)	Otros activos intangibles.....	24
e)	Deterioro del valor de los activos no financieros.....	24
f)	Arrendamientos.....	25
g)	Instrumentos financieros.....	25
g.1)	Activos financieros no derivados.....	26
g.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.....	26
g.3)	Deterioro de valor de los activos financieros.....	26
g.4)	Pasivos financieros excepto derivados.....	27
g.5)	Derivados y operaciones de cobertura.....	27
g.6)	Baja de activos y pasivos financieros.....	28
g.7)	Compensación de activos y pasivos financieros.....	28
g.8)	Contratos de garantías financieras.....	29
h)	Medición del valor razonable.....	29
i)	Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	30
j)	Inventarios.....	30
k)	Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas.....	30
l)	Acciones propias en cartera.....	31
m)	Provisiones.....	31
m.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.....	31
n)	Conversión de saldos en moneda extranjera.....	32
o)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	32
p)	Impuesto a las ganancias.....	32
q)	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	33
r)	Ganancia (pérdida) por acción.....	34
s)	Dividendos.....	35
t)	Gastos de emisión y colocación de acciones.....	35
u)	Estado de flujos de efectivo.....	35
4.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	36
a)	Marco regulatorio:.....	36

b) Revisiones tarifarias:.....	42
a) Marco regulatorio:	45
b) Revisiones tarifarias:.....	47
5. ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA O MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y OPERACIONES DISCONTINUADAS.....	48
6. COMBINACIÓN DE NEGOCIOS – ADQUISICIÓN DE GASATACAMA	51
7. AUMENTO DE CAPITAL.....	55
8. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.....	57
9. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	58
10. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	58
11. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	60
10.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	60
a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	60
b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	61
c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:	62
10.2 Directorio y personal clave de la gerencia	63
10.3 Retribución del personal clave de la gerencia.....	65
a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia	65
b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.	65
10.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	65
12. INVENTARIOS.....	66
13. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.....	66
14. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	67
14.1. Inversiones contabilizadas por el método de participación	67
15. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.....	69
16. PLUSVALÍA.....	71
17. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	73
18. PROPIEDAD DE INVERSIÓN.....	79
19. IMPUESTOS DIFERIDOS.....	80
20. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	83
20.1 Préstamos que devengan intereses.....	83
20.2 Obligaciones con el Público No Garantizadas	85
20.3 Obligaciones con el Público Garantizadas.....	85
20.4 Deuda de cobertura.....	89
20.5 Otros aspectos.....	89
21. POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	89
21.1 Riesgo de tasa de interés.....	89
21.2 Riesgo de tipo de cambio.....	90
21.3 Riesgo de commodities.....	90
21.4 Riesgo de liquidez.....	91
21.5 Riesgo de crédito.....	91
21.6 Medición del riesgo.....	92
22. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	93
22.1 Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.....	93
22.2 Instrumentos derivados.....	94
22.3 Jerarquías del valor razonable.....	96
23. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.....	97
24. PROVISIONES.....	98
25. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	99
25.1 Aspectos generales:	99
25.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:	99
26. PATRIMONIO.....	104

26.1	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	104
26.2	Reservas por diferencias de cambio por conversión.	106
26.3	Gestión del capital.	106
26.4	Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.	106
26.5	Otras Reservas.	106
26.6	Participaciones no controladoras.	107
27.	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.	110
28.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.	111
29.	GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	111
30.	GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.	111
31.	OTROS GASTOS POR NATURALEZA.	112
32.	OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).	112
33.	RESULTADO FINANCIERO.	113
34.	IMPUESTO A LAS GANANCIAS.	114
35.	INFORMACIÓN POR SEGMENTO.	115
35.1	Criterios de segmentación.	115
35.2	Generación y Transmisión, Distribución y otros.	116
35.3	Países.	119
35.4	Generación y Transmisión, y Distribución por países.	122
36.	GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	128
36.1	Garantías directas.	128
36.2	Garantías Indirectas.	128
36.3	Litigios y arbitrajes.	129
36.4	Restricciones financieras.	145
36.5	Otras informaciones.	150
37.	DOTACIÓN.	159
38.	SANCIONES.	159
39.	MEDIO AMBIENTE.	175
40.	INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES.	177
41.	HECHOS POSTERIORES.	179
	ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS AMÉRICAS:	183
	ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN:	185
	ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS:	186
	ANEXO N°4 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA RELATIVA A LOS ACTIVOS Y PASIVOS MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y RESULTADO DE LAS OPERACIONES DISCONTINUADAS:	187
	ANEXO N°5 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA:	193
	ANEXO N°6 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA:	198
	ANEXO N°7 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 03 DE FEBRERO DE 2012:	200
	ANEXO N°7.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES:	203
	ANEXO N°7.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE:	207
	ANEXO N°8 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES:	208

ENERSIS AMÉRICAS S.A. (EX – ENERSIS S.A.) Y SOCIEDADES 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

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

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

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

La Sociedad fue constituida, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. en 1981. Posteriormente, el 1 de agosto de 1988, mediante modificación de los estatutos, la compañía pasó a llamarse Enersis S.A. La existencia de la compañía bajo su actual nombre, Enersis Américas S.A., data del 1 de febrero de 2016, cuando se modificó su razón social mediante reforma de estatutos, en el contexto del proceso de reorganización societaria que está llevando a cabo el Grupo (ver Notas 5.1 y 41). Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo Rol Único Tributario N° 94.271.000-3.

La dotación del Grupo alcanzó los 12.202 trabajadores al 31 de diciembre de 2015. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2015 fue de 12.348 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica, ver Nota 37.

Enersis Américas tiene como objeto social realizar, en el país o en el extranjero, la exploración, desarrollo, operación, generación, distribución, transmisión, transformación y/o venta de energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, directamente o por intermedio de otras empresas, como asimismo, actividades en telecomunicaciones y la prestación de asesoramiento de ingeniería, en el país y en el extranjero. La Sociedad tiene también como objeto invertir y administrar su inversión en sociedades filiales y asociadas, que sean generadoras, transmisoras, distribuidoras o comercializadoras de energía eléctrica o cuyo giro corresponda a cualesquiera de los siguientes:

- (i) la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza,
- (ii) al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía,
- (iii) las telecomunicaciones e informática, y
- (iv) negocios de intermediación a través de Internet.

Los estados financieros consolidados de Enersis Américas correspondientes al ejercicio 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 28 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 ésta la moneda funcional y de presentación de la Sociedad. Las operaciones en el extranjero se incluyen de conformidad con las políticas contables establecidas en las Notas 2.6 y 3.n.

2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.1 Principios contables.

Los estados financieros consolidados de Enersis Américas al 31 de diciembre de 2015, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 26 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 3p y 19c).

La aplicación del Oficio N° 856 de la SVS vino a modificar el marco de preparación y presentación de estados financieros utilizado por Enersis Américas 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 Enersis Américas y sus filiales 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 (ver Nota 3).

Los presentes estados financieros consolidados han sido preparados a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad y sus filiales. Cada entidad prepara sus estados financieros siguiendo los principios y criterios contables en vigor en cada país, por lo que en el proceso de consolidación se han introducido los ajustes y reclasificaciones necesarios para homogeneizar entre sí tales principios y criterios para adecuarlos a las NIIF y a 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 <i>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.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2014.</p>

Mejoras a las NIIF (Ciclos 2010-2012 y 2011-2013)

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.

Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2014

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 Enersis Américas 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><i>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.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p>Enmienda a NIC 16 y NIC 38: Métodos aceptables de depreciación y amortización</p> <p><i>La enmienda a NIC 16 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 intangibles el método de amortización basado en los ingresos ordinarios es inapropiado, estableciendo dos excepciones limitadas.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p>Mejoras a las NIIF (Ciclo 2012-2014)</p> <p><i>Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 5, NIIF 7, NIC 19 y NIC 34.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p>Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos</p> <p><i>La enmienda corrige una inconsistencia existente entre la NIIF 10 y la NIC 28 respecto al tratamiento contable de la venta y aportaciones entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p>Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los estados financieros separados</p> <p><i>Permite a las entidades utilizar el método de la participación para contabilizar las inversiones en filiales, negocios conjuntos y asociadas en sus estados financieros separados. El objetivo de esta enmienda es minimizar los costos de cumplir con las NIIF, especialmente para quienes aplican NIIF por primera vez, sin reducir la información disponible para los inversores.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p>Enmienda a NIC 1: Iniciativa de Revelación</p> <p><i>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 a las empresas a aplicar el juicio profesional para determinar qué tipo de información revelar en sus estados financieros.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>

Enmienda a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28: Entidades de inversión, aplicación de la excepción de consolidación

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.

Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016.

Normas, Interpretaciones y Enmiendas

Aplicación obligatoria para:

NIIF 9: Instrumentos Financieros

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:

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.

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.

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.

Esta versión final de la NIIF 9 reemplaza a las versiones anteriores de la norma.

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

NIIF 15: Ingresos procedentes de contratos con clientes

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. A demás 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).

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

NIIF 16: Arrendamientos

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

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

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

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas.

La información contenida en estos estados financieros consolidados 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 del Grupo, para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

Las áreas más importantes que han requerido juicio profesional son las siguientes:

- En un acuerdo de concesión de servicios, determinación de si un concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador, a quién y a qué precio, factores esenciales para la aplicación de CINIIF 12 (ver Nota 3.d.1).
- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro (ver Nota 3.e).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 3.h).

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia o no de pérdidas por deterioro de activos y plusvalías o fondos de comercio (ver Nota 3.e).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 3.m.1 y 25).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.d).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.g.5 y 22).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores.
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver anexo 7.2).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.m).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados. (ver Nota 3.p).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.

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

2.4 Entidades filiales.

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

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

El Grupo reevalúa 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 Enersis Américas”, se describe la relación de Enersis Américas con cada una de sus filiales.

2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación.

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

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

Con fecha 30 de diciembre de 2014, Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda., filial de Enersis Américas, concretó la venta de la totalidad de sus participaciones sociales, directas e indirectas, en las compañías Construcciones y Proyectos Los Maitenes S.A. y Aguas Santiago Poniente S.A. El precio de venta de estas participaciones sociales ascendió a M\$ 57.173.143, monto que fue pagado al contado en la misma fecha.

La salida de Maitenes S.A. y Aguas Santiago Poniente S.A. del perímetro de consolidación de Enersis Américas supuso una reducción en el estado de situación financiera consolidado de M\$ 54.845.853 en los activos corrientes, M\$ 12.822.077 en los activos no corrientes, M\$ 1.393.348 en los pasivos corrientes y de M\$ 0 en los pasivos no corrientes.

Durante el primer semestre de 2014, ingresó al perímetro de consolidación del Grupo Enersis Américas la sociedad Inversiones GasAtacama Holding Limitada, como consecuencia de la compra realizada por Endesa Chile S.A. del 50% 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 Enersis Américas 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.

2.4.2 Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%.

Aunque el Grupo posee, directa e indirectamente, un 48,48% de participación en las sociedades Comercializadora de Energía S.A. (en adelante “Codensa”) y Empresa Generadora de Energía Eléctrica S.A. (en adelante “Emgesa”) en Colombia, estas compañías tienen la consideración de “sociedades filiales” ya que Enersis Américas, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuencia de la estructura, composición y clases de accionariado, ejerce control sobre las mismas. El Grupo mantiene un 57,15% y un 56,43% de las acciones con derecho de voto de Codensa y Emgesa, respectivamente.

2.4.3 Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%.

Aunque el Grupo Enersis Américas 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.

Al 31 de diciembre de 2015, los activos y pasivos de Aysén han sido reclasificados como activos 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 nota 3.k y 5.1).

2.5 Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos

Son sociedades asociadas aquellas en las que Enersis Américas, directa e indirectamente, ejerce una influencia significativa.

La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la asociada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto sobre 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.i).

Por otra parte, se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las 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. Enersis Américas actualmente no posee acuerdos conjuntos que califiquen como una operación conjunta.

En el Anexo N° 3 de los presentes estados financieros consolidados, denominado “Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos”, se describe la relación de Enersis Américas 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 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 26.2).
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 libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas.

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

3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

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

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

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

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define período sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión. (ver nota 17 b.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver nota 17 b.2).
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 24).

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

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

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	10 – 80
Planta y equipos	3 – 75
Equipamiento de tecnología de la información	3 – 25
Instalaciones fijas y accesorios	5 – 15
Vehículos de motor	5 – 20
Otros	1 – 20

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

	Intervalo de años de vida útil estimada
Instalaciones de generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	20 – 75
Equipo electromecánico	24 – 33
Centrales Térmicas	11 – 40
Renovables	10 – 25
Líneas de transporte	21 – 39
Instalaciones distribución:	
Red de alta tensión	35 – 40
Red de baja y media tensión	30 – 50
Equipos de medida y telecontrol	10 – 35
Subestaciones primarias	15 – 40

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

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

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur (Distribución)	Argentina	1992	95 años	72 años
Hidroeléctrica El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	1993	30 años	8 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	72 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	72 años
Central Eléctrica Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	12 años
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A. (Generación)	Brasil	2001	30 años	16 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN - Línea 1)	Brasil	2000	20 años	5 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. CIEN (Línea 2)	Brasil	2002	20 años	7 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 del Grupo evaluó las casuísticas específicas de cada una de las concesiones descritas anteriormente, que varían unas de otras dependiendo el país, negocio y jurisprudencia legal, y concluyó que, con excepción de CIEN, no existen factores determinantes que indiquen que el concedente, que en todos los casos corresponde a un ente gubernamental, tiene el control sobre la infraestructura y, simultáneamente, puede determinar de forma permanente el precio del servicio. Estos requisitos son indispensables para aplicar la CINIIF 12, interpretación que establece cómo registrar y valorizar cierto tipo de concesiones (las que son del alcance de esta norma se presentan en Nota 3.d.1).

El 19 de abril de 2011, la filial CIEN completó exitosamente el cambio en su modelo de negocios. Mediante el nuevo acuerdo, el Gobierno continúa controlando la infraestructura, pero CIEN obtiene una remuneración fija que la equipara a una concesión pública de transmisión (precio regulado).

Bajo este esquema sus concesiones califican dentro del alcance de CINIIF 12, sin embargo el inmovilizado no ha sido dado de baja en consideración a que CIEN no ha transferido, sustancialmente, los riesgos y beneficios significativos al Gobierno de Brasil. Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de Propiedades, planta y equipo se reconocen como Otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados integrales, y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondientes.

b) Propiedad de inversión.

El rubro “Propiedad de inversión” incluye fundamentalmente terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas, o bien explotarlos mediante un régimen de arrendamientos.

Las propiedades de inversión se valoran por su costo de adquisición neto de su correspondiente depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado. Las propiedades de inversión, excluidos los terrenos, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil.

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

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

El valor razonable de los inmuebles de inversión se desglosa en la Nota 18.

c) Plusvalía.

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio), surgida en combinaciones de negocios y reflejada en la consolidación, representa el exceso de valor de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora 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.e).

d) Activos intangibles distintos de la plusvalía.

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

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

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

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

d.1) Concesiones.

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

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

De cumplirse simultáneamente con las condiciones expuestas anteriormente, la contraprestación recibida por el Grupo por la construcción de la infraestructura se reconoce por el valor razonable de la misma, como un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio; o como un activo financiero, en la medida en que exista un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero ya sea directamente del cedente o de un tercero. Las obligaciones contractuales asumidas por el Grupo para el mantenimiento de la infraestructura durante su explotación, o por su devolución al cedente al final del acuerdo de concesión en las condiciones especificadas en el mismo, en la medida en que no suponga una actividad que genera ingresos, se reconoce siguiendo la política contable de provisiones (ver Nota 3.m).

Los gastos financieros se activan siguiendo los criterios establecidos en la letra a) de esta Nota, siempre y cuando el operador de la concesión tenga un derecho contractual para recibir un activo intangible. Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 no se activaron gastos financieros.

Las filiales de Enersis Américas que han reconocido un activo intangible por sus acuerdos de concesión son las siguientes:

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Ampla Energia e Serviços S.A. (*) (Distribución)	Brasil	1996	30 años	11 años
Companhia Energética do Ceará S.A. (*) (Distribución)	Brasil	1997	30 años	12 años

(*) Considerando que una parte de los derechos adquiridos por las filiales son incondicionales, se ha reconocido un activo financiero disponible para la venta (ver Nota 3.g.1 y Nota 9).

d.2) Gastos de investigación y desarrollo.

El Grupo registra como activo intangible en el estado de situación financiera los costos de los proyectos en la fase de desarrollo, siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas.

d.3) Otros activos intangibles.

Estos activos corresponden fundamentalmente a programas informáticos, derechos de agua y servidumbres de paso. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

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

e) Deterioro del valor de los activos no financieros.

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

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

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

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

Estas proyecciones cubren, en general, los próximos cinco años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate. Al cierre de 2015 y 2014, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones fueron las que a continuación se detallan:

País	Moneda	Tasas de crecimiento (g)	
		31-12-2015	31-12-2014
Chile	Peso chileno	4,5% - 5,1%	2,2% - 5,0%
Argentina	Peso argentino	11,1%	6,9% - 7,7%
Brasil	Real	4,1% - 5,6%	5,0% - 5,9%
Perú	Sol	3,1% - 4,8%	3,4% - 4,4%
Colombia	Peso colombiano	3,5% - 5,2%	4,3% - 5,3%

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	Diciembre 2015		Diciembre 2014	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Chile	Peso chileno	8,1%	12,7%	7,9%	13,0%
Argentina	Peso argentino	32,7%	39,4%	23,3%	38,9%
Brasil	Real	11,1%	21,1%	9,7%	22,7%
Perú	Sol	7,3%	13,5%	7,3%	14,3%
Colombia	Peso colombiano	8,5%	15,1%	8,0%	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 periodos 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.

f) Arrendamientos.

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

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

Los arrendamientos financieros en los que el Grupo actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo según su naturaleza y un pasivo por el mismo monto e igual al valor razonable del bien arrendado, o bien al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento, si éste fuera menor. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se dividen entre gasto financiero y reducción de la deuda. El gasto financiero se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. El activo se deprecia en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

En el caso de los arrendamientos operativos, las cuotas se reconocen como gasto en caso de ser arrendatario, y como ingreso en caso de ser arrendador, de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto.

g) Instrumentos financieros.

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

g.1) Activos financieros no derivados.

El Grupo clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Nota 14) y las mantenidas para la venta, en cuatro categorías:

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

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

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

Estas inversiones 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.

g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.

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

g.3) Deterioro de valor de los activos financieros

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

- En el caso de los activos financieros que tienen origen comercial incluidos dentro de la categoría “Préstamos y cuentas por cobrar”, tanto en el segmento de generación y transmisión como en el de distribución de energía eléctrica, se provisionan los saldos sobre los que existe evidencia objetiva de la incapacidad de recuperación de valor. Con carácter general, las sociedades del Grupo tienen definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad, como puede ser el caso de montos por cobrar a entidades públicas (ver Nota 10) .
- Para el caso de los activos financieros con origen financiero, que se incluyen dentro de las categorías “Préstamos y cuentas por cobrar” e “Inversiones mantenidas hasta el vencimiento”, la determinación de la necesidad de deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, y se mide como la diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados, descontados a la tasa de interés efectiva original (ver Notas 9 y 22).
- Para el caso de las inversiones financieras disponibles para la venta, los criterios de deterioro se detallan en la Nota 3.g.1.

g.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.g.1).

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

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 22, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, “deuda fija”) y deuda a tasa de interés variable (en adelante, “deuda variable”). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada período en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

g.5) Derivados y operaciones de cobertura

Los derivados mantenidos por el Grupo corresponden fundamentalmente a operaciones contratadas con el fin de cubrir el riesgo de tasa de interés y/o de tipo de cambio, que tienen como objetivo eliminar o reducir significativamente estos riesgos en las operaciones subyacentes que son objeto de cobertura.

Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del estado de situación financiera. En el caso de derivados financieros, si su valor es positivo se registran en el rubro “Otros activos financieros” y si es negativo en el rubro “Otros pasivos financieros”. Si se trata de derivados sobre commodities, el valor positivo se registra en el rubro “Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar” y si es negativo en el rubro “Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar”.

Los cambios en el valor razonable se registran directamente en resultados, salvo en el caso de que el derivado haya sido designado contablemente como instrumento de cobertura y se den todas las condiciones establecidas por las NIIF para aplicar contabilidad de cobertura, 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 del Grupo justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.
- La experiencia pasada de los contratos demuestra que se han utilizado para uso propio, excepto en aquellos casos esporádicos en que haya sido necesario otro uso por motivos excepcionales o asociados con la gestión logística fuera del control y de la proyección del Grupo.
- El contrato no estipule su liquidación por diferencia, ni haya habido una práctica de liquidar por diferencias contratos similares en el pasado.

Los contratos de compra o venta a largo plazo de “commodities” que mantiene formalizados el Grupo, fundamentalmente de electricidad, combustible y otros insumos, cumplen con las características descritas anteriormente. Así, los contratos de compras de combustibles tienen como propósito utilizarlos para la generación de electricidad, los de compra de electricidad se utilizan para concretar ventas a clientes finales, y los de venta de electricidad para la colocación de producción propia.

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.

g.6) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

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

Las transacciones en las que 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 3.g.1.)

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

g.7) Compensación de activos y pasivos financieros

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

- existe un derecho, 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.

g.8) Contratos de garantías financieras

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

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

- el valor determinado de acuerdo con la política contable de la Nota 3.m; y
- el valor inicialmente reconocido menos, cuando proceda, la amortización acumulada.

h) Medición del valor razonable.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- En el caso de activos financieros y pasivos financieros con posiciones compensadas en riesgo de mercado o riesgo de crédito de la contraparte, se permite medir el valor razonable sobre una base neta, de forma congruente con la forma en que los participantes del mercado pondrían precio a la exposición de riesgo neta en la fecha de medición.

Los activos y pasivos registrados a valor razonable se presentan en Nota 22.3

i) Inversiones contabilizadas por el método de participación.

Las participaciones que el Grupo posee en negocios conjuntos y asociadas, se registran siguiendo el método de participación.

Según el método de participación, la inversión en una asociada o negocio conjunto se registra inicialmente al costo. A partir de la fecha de adquisición, se registra la inversión en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio total, que representa la participación del Grupo en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con el Grupo, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la sociedad. Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación en cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista la obligación presente (ya sea legal o implícita) por parte del Grupo de reponer la situación patrimonial de la sociedad, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

La plusvalía relativa a la asociada o negocio conjunto se incluye en el valor libro de la inversión y no se amortiza ni se realiza una prueba individual de deterioro, a menos que existan indicadores de deterioro.

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

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

j) Inventarios.

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

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

El Grupo clasifica como activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) 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 o distribuir 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 a dicha fecha.

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 menor 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) 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.

l) 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 ejercicio. 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.

m) Provisiones.

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

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

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

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

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

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

Para los planes de prestación definida, las sociedades registran el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados mediante la realización, a la fecha de los

estados financieros, de los oportunos estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada. Los costos por servicios pasados que corresponden a variaciones en las prestaciones son reconocidos inmediatamente.

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

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

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

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

n) Conversión de saldos en moneda extranjera.

Las operaciones que realiza cada sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el 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.

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

o) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.

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

En el caso que existiese obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Sociedad, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos a largo plazo.

p) Impuesto a las ganancias.

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio, se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades del Grupo y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del ejercicio, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del período sobre el que se informa hayan sido aprobadas o para las cuales se encuentre prácticamente terminado el proceso de aprobación.

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 por la Ley 20.780, de fecha 29 de septiembre de 2014, y que afectan las compañías Chilenas del Grupo Enersis Américas, han sido registradas directamente en Patrimonio (ganancias acumuladas). (Ver Nota 19.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 visible y que se disponga de ganancias tributarias contra las cuales puedan utilizarse las diferencias temporarias.

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

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

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

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

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

q) Reconocimiento de ingresos y gastos.

Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias del Grupo durante el 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 y transmisión de energía eléctrica: los ingresos se registran de acuerdo a las entregas físicas de energía y potencia, a los precios establecidos en los respectivos contratos, a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente o al costo marginal determinado en el mercado spot, según sea el caso. Estos ingresos incluyen una estimación del servicio suministrado y no facturado, hasta la fecha de cierre de los estados financieros (ver Nota 2.3).
- Distribución de energía eléctrica: los ingresos se registran en función de las cantidades de energía suministrada a los clientes durante el ejercicio, a los precios establecidos en los respectivos contratos o

los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente, según sea el caso. Estos ingresos incluyen una estimación de la energía suministrada aún no leída en los medidores del cliente (ver Nota 2.3).

Sólo se reconocen ingresos ordinarios derivados de la prestación de servicios cuando pueden ser estimados con fiabilidad y en función del grado de realización de la prestación del servicio a la fecha del estado de situación financiera. 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 Grupo realizará múltiples actividades generadoras de ingresos (contratos de elementos múltiples), los criterios de reconocimiento será de aplicación a cada componente separado identificable de la transacción, con el fin de reflejar la sustancia de la transacción, o de dos o más transacciones conjuntamente, cuando estas están vinculadas de tal manera que el efecto comercial no puede ser entendido sin referencia al conjunto completo de transacciones. El Grupo excluye de la cifra de ingresos ordinarios aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos ordinarios los correspondientes a su propia actividad.

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

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

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

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

r) 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 del Grupo, si en alguna ocasión fuere el caso.

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

Durante 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.

s) Dividendos.

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

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

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

t) Gastos de emisión y colocación de acciones.

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

u) Estado de flujos de efectivo.

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

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

4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

4.1 Operaciones Continuas

a) Marco regulatorio:

Argentina

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

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

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

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

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

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

En mayo de 2013 las generadoras del Grupo (Central Costanera, Hidroeléctrica El Chocón, y Dock Sud) adhirieron a los términos de la Resolución SE 95/2013

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

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

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 cambiaran 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 de lo último racionamiento. Sin embargo, el Gobierno afirma la existencia de no riesgo en el suministro.

Para cubrir el sobrecosto de energía el gobierno ha creado la cuenta ACR a través de préstamos bancarios a abonar dentro de dos años por la tarifa. Hasta el 31 de diciembre de 2014 los distribuidores 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.

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

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

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

En resumen, con este mecanismo el costo de generación que actualmente es traspasado al cliente sólo una vez al año (cuando se realiza el reajuste tarifario anual), pasará a tener una variación mensual y con ello el cliente podrá gestionar mejor su consumo eléctrico. O sea, los consumidores se den cuenta de un reajuste tarifario menor, puesto que ya están pagando un mayor valor durante el mes.

Sin embargo, sigue en discusión entre ANEEL, Agentes y Sociedad el perfeccionamiento del mecanismo de las banderas, a través de una audiencia pública iniciada el 15 de Diciembre de 2015. El principal cambio es que ANEEL propone subdividir la bandera roja en dos niveles a partir de febrero de 2016. En línea con lo anterior, en búsqueda de una solución para los impactos incurridos por la sequía, ANEEL recién (noviembre 2015) aprobó las condiciones para una “renegociación” del riesgo hidrológico con los agentes de generación participantes del Mecanismo de Reasignación de Energía (MRE) que hasta entonces estaba pendiente. Sin embargo, queda pendiente la aprobación de la Medida Provisoria por parte del Senado. Actualmente, hay una gran parte de generadores con decisiones judiciales preliminares que limitan su riesgo y transfieren parte de los costes para los consumidores.

Respecto a las subastas de energía en régimen regulado, con el objetivo de recomponer la oferta de energía, hasta el momento se han realizado en Brasil seis subastas con energía asignada:

- 01 subasta A-1: 1.954 MW-medios, asignados a Hidro (94%), Biomasa (4%) y Gas (2%); desde 1 a 3 años de suministro de energía.
- 04 subastas A-3:
 - 97 MW-medios, asignados a las Eólicas (30%) y Biomasa (70%), a un precio promedio 200 R\$/MWh;
 - 233 MW-medios, asignados al Solar a un precio promedio 301,8 R\$/MWh;
 - 314,3 MW-medios, asignados a las Eólicas (72%), Hidro (15%), Gas (7%) y Biomasa (6%) a un precio promedio 189 R\$/MWh.
 - 508 MW-medios, asignados a las Eólicas (52%) y Solar (48%), a un precio promedio 249 R\$/MWh.
- 01 subasta A-5: con 1.160 MW-medios, asignados a Gas (73%), Hidro (20%) y Biomasa (7%) a un precio promedio 259,2 R\$/MWh.

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

Cuenta de Desarrollo Energético (CDE)

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

Prorrateo por temas judiciales

A finales de septiembre ANEEL, en función de algunas decisiones judiciales referente a la suspensión de cobro de parte del cargo CDE hacia algunos industriales (los asociados de Abrace), ANEEL tuvo que recalcular el prorrateo entre los demás. A pesar de tener el traspaso de ítems de la Parcela A, el déficit generado por las pérdidas de los ingresos será incluido en el próximo reajuste de tarifas de las distribuidoras.

CDE 2016

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

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

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

Prórroga de los Contratos de Concesión de Distribuidoras

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

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

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

Generación Distribuida

El 24 de Noviembre, ANEEL aprobó vía Audiencia Pública la normativa de Microgeneración y minigeneración distribuida vía un mecanismo de compensación de energía.

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

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, creando un marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, donde se establecieron lineamientos sobre declaratoria de utilidad pública, incentivos tributarios, arancelarios y contables. Como parte de la reglamentación, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 2469 de 2014 el cual estableció los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración. Así mismo, la CREG publicó la resolución 24 de 2015 que regula la actividad de autogeneración a gran escala, y la UPME publicó la resolución 281 de 2015 que define el límite de autogeneración a pequeña escala igual a 1MW. Adicionalmente, la CREG expidió 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.

Mercado de clientes no regulados

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

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

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

(3): En abril de 2009 se estableció que los clientes entre 200 y 2.500 kW pueden optar entre mercado regulado o libre. Los mayores a 2.500 kW necesariamente son clientes libres.

b) Revisiones tarifarias:

Aspectos Generales

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

Argentina

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

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

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

Posteriormente, la Resolución SE N° 250/13 fue complementada y extendida por las notas Secretaria de Energía N°6852/2013, N° 4012 N°486 y N° 1136 hasta diciembre 2014. Los efectos contables de dichas compensaciones afectan positivamente los resultados financieros de la compañía. Sin embargo, a la fecha se mantiene aún pendiente la Revisión Tarifaria Integral (RTI) contemplada en el Acta Acuerdo de Renegociación a fin de adecuar los ingresos a los costos y obligaciones de EDESUR.

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

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

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

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

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

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

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

Brasil

Por su parte, en Brasil existen tres tipos de modificación tarifaria: (i) Revisiones periódicas, las cuales se realizan según lo establecido en los contratos de concesión (en Coelce cada 4 años y en Ampla cada 5 años) que corresponden a la revisión de tarifa normales (RTO) (ii) Reajustes anuales pues a diferencia de otros países, en

Brasil la tarifa no se indexa automáticamente con la inflación, (IRT) y (iii) Revisiones extraordinarias (RTE), cuando se han producido eventos relevantes que pueden alterar el equilibrio económico financiero de las distribuidoras.

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

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

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

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

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

Finalmente, todavía en el ámbito del 4º ciclo, se aprobó, el 17 de noviembre, el modulo 2.3 de los Procedimientos de Revisión Tarifaria -que todavía seguía pendiente-, referente al cálculo de la Base de Remuneración, en el cual se crea un Banco de Precios de Referencia para valoración de algunas partidas de la base de remuneración en las siguientes revisiones tarifarias.

Respecto a CIEN, ANEEL aprobó el resultado de la primera revisión periódica de la interconectora. Desde el 1 de julio de 2015, las tasas se ajustaron por -7,49%, según el aprobado en la Resolución nº 1.902/2015.

Colombia

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

En Colombia, los cargos de distribución vigentes para Codensa fueron publicados por la CREG en octubre de 2009. Por su parte, los cargos de comercialización fueron establecidos en 1998.

La revisión de los cargos de distribución regulados se inició en el año 2013 con la publicación de las bases de la metodología de remuneración propuestas por la CREG en la resolución 043 de 2013. Dichas bases fueron complementadas con el desarrollo de los Propósitos y Lineamientos para la Remuneración de la Actividad Distribución para el período 2015-2019 contenidos en la resolución CREG 079 de 2014.

En febrero de 2015, la CREG expidió el proyecto de Resolución 179 de 2014, en el cual se propone la metodología de remuneración de la actividad de distribución. La metodología se basa en un esquema de Ingreso Regulado. Los ingresos anuales estarán determinados por una Base Regulada de Activos (BRA) Neta y una tasa de retorno (Por definir en resolución separada) más la Recuperación del Capital. Se incluye un ingreso anual por incentivos a la eficiencia en inversiones y gastos y mejora en la calidad.

Complementariamente, la Comisión de Regulación emitió la resolución CREG 095 de 2015 donde se define la metodología para el cálculo de la tasa de remuneración regulada-WACC para las actividades de Distribución y Transmisión Eléctrica, así como para Distribución y Transporte de Gas Natural.

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

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

Perú

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

4.2 Operaciones Discontinuas

a) Marco regulatorio:

Chile

En 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 1997. 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 donde se encuentra gran parte de la industria minera. 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 (SO₂) y dióxido de carbono (CO₂). Para las emisiones de CO₂, 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, duración del contrato de suministro de hasta 20 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

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.

Mercado de clientes no regulados

En Chile las compañías distribuidoras pueden realizar suministro a sus clientes bajo la modalidad regulada o bajo condiciones libremente pactadas. El límite para el mercado no regulado es >500 kw. Los clientes entre 500 y 5.000 kW pueden optar entre mercado regulado o libre. Los mayores a 5.000 kW necesariamente son clientes libres. El límite de 5.000 kW rige a partir de enero de 2015.

b) Revisiones tarifarias:

En Chile el valor agregado de distribución (VAD) se establece cada cuatro años. Para ello, el organismo regulador, la Comisión Nacional de Energía (CNE), clasifica a las compañías de acuerdo a áreas típicas que agrupan a las empresas con costos de distribución similares. El retorno sobre la inversión de una distribuidora depende de su desempeño en relación con los estándares de la empresa modelo definida por el regulador. El 2 de abril de 2013 se publicó en el Diario Oficial el Decreto tarifario N° 1T del Ministerio de Energía, cuya vigencia tiene efecto retroactivo desde el 4 de noviembre de 2012 y regirá hasta el 3 de noviembre de 2016. El siguiente proceso de fijación de tarifas corresponderá realizarlo el 2016, para el período noviembre de 2016-noviembre de 2020.

Con fecha 27 de enero de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N° 9T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de mayo de 2014.

Con fecha 12 de mayo de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial los decretos N° 2T y N° 3T, que fijan los precios de nudo para suministros de Electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de septiembre y 1 de octubre de 2014 respectivamente

Con fecha 22 de mayo de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N° 9T, que fija los precios de nudo para suministros de Electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de noviembre de 2014.

Con fecha 23 de junio de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N° 12T, que fija los precios de nudo para suministros de Electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de enero de 2015,

Con fecha 4 de agosto de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N° 15T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de febrero de 2015.

Con fecha 4 de noviembre de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°16T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de abril de 2015.

Con fecha 26 de diciembre 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°21T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de mayo de 2015.

Al 31 de diciembre de 2015, nuestra filial Chilectra ha reconocido ingresos no facturados por venta de energía y potencia por M\$33.649.923, (M\$98.064.320 por el ejercicio 2014), producto de la no aplicación de decretos de precio nudo promedio (PNP), según señala el artículo 157° de la Ley N°20.018, "Los concesionarios de servicio público de distribución deberán traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos. Adicionalmente, nuestra filial Chilectra ha reconocido una provisión de gastos por M\$31.959.398, (M\$22.750.995 por el ejercicio 2014), a cancelar a las generadoras producto de los retrasos en la publicación de los decretos de precio nudo de corto plazo (PNCP) y Reliquidación de los Precios Nudo Promedio publicados en el último trimestre del año 2014 y durante el periodo 2015.

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

5.1.- Proceso de reorganización societaria.

I. Antecedentes Generales

Con fecha 28 de Abril de 2015, la Sociedad informó a la SVS mediante un hecho esencial que el directorio de la compañía resolvió, por la unanimidad de sus miembros, iniciar un análisis de reorganización societaria (“reorganización”) tendiente a la separación de las actividades de generación y distribución de energía en Chile del resto de las actividades desarrolladas fuera de Chile, cuyo objetivo es resolver ciertas duplicidades y redundancias que derivan de su compleja estructura societaria actual y la generación de valor para todos sus accionistas, manteniendo los beneficios derivados de la pertenencia al Grupo Enel SpA.

Esta reorganización societaria consta de dos fases:

- La división de Enersis, y sus filiales Empresa Nacional de Electricidad S.A. (“Endesa Chile”) y Chilectra S.A. (“Chilectra”) de forma que 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. absorberá por fusión a las otras dos sociedades.

Con fecha 18 de diciembre de 2015, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis S.A. resolvió aprobar la división de la compañía, sujeta a las condiciones suspensivas consistentes en la aprobación de las divisiones de Endesa Chile y Chilectra 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 Enersis surgiría una nueva sociedad anónima abierta que se denominaría Enersis Chile S.A., a la cual le serían asignadas las participaciones societarias y activos y pasivos asociados a Enersis en Chile, incluyendo las participaciones accionarias en las sociedades resultantes de las divisiones de Chilectra y Endesa Chile.

Con fecha 1 de febrero de 2016, habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se ha materializado la división de Enersis y desde esa fecha ha comenzado a existir la compañía Enersis Chile S.A., verificándose además la correspondiente disminución de capital y demás reformas estatutarias de la hasta entonces Enersis S.A., que pasó a denominarse Enersis América S.A. (Ver nota 41).

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 realizado los siguientes registros contables:

i. Activos y pasivos

Al 31 de diciembre de 2015, todos los activos y pasivos relacionados con el negocio de distribución y generación en Chile se han considerado como Activos no corrientes o grupo de activos mantenidos para distribuir a los propietarios, o como Pasivos no corrientes o grupo de pasivos mantenidos para distribuir a los propietarios, según corresponda, habiéndose procedido a reclasificar sus saldos de acuerdo a lo indicado en la nota 3.k.

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 en Chile, son los siguientes:

	31-12-2015 M\$
ACTIVOS	
ACTIVOS CORRIENTES	
Efectivo y equivalentes al efectivo	144.261.845
Otros activos financieros corrientes	16.313.194
Otros activos no financieros corriente	3.984.943
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	596.364.468
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	23.611.569
Inventarios	42.616.615
Activos por impuestos corrientes	20.306.212
Total de activos corrientes	847.458.846
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	
847.458.846	
ACTIVOS NO CORRIENTES	
Otros activos financieros no corrientes	21.750.452
Otros activos no financieros no corrientes	4.769.885
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	14.392.223
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	45.716.371
Activos intangibles distintos de la plusvalía	42.879.326
Plusvalía	887.257.655
Propiedades, planta y equipo	3.429.167.797
Propiedad de inversión	8.150.987
Activos por impuestos diferidos	22.392.339
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES	
4.476.477.035	
TOTAL DE ACTIVOS	
5.323.935.881	
PASIVOS CORRIENTES	
Otros pasivos financieros corrientes	27.921.725
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	554.915.972
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	55.238.930
Otras provisiones corrientes	16.329.195
Pasivos por impuestos corrientes	15.119.789
Otros pasivos no financieros corrientes	6.120.658
Total de pasivos corrientes	675.646.269
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	
675.646.269	
PASIVOS NO CORRIENTES	
Otros pasivos financieros no corrientes	917.197.790
Otras cuentas por pagar no corrientes	6.034.216
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	97.186
Otras provisiones no corrientes	56.116.140
Pasivo por impuestos diferidos	235.101.356
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	55.023.456
Otros pasivos no financieros no corrientes	435.689
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	
1.270.005.833	
TOTAL PASIVOS	
1.945.652.102	

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	12.423.692
Coberturas de flujo de caja	(121.503.052)
Remediación de activos disponibles para la venta	14.835
Otras reservas	7.736.853
Total	(101.327.672)

iii. Ingresos y gastos

Todos los ingresos y gastos correspondientes a los negocios de distribución y generación en Chile 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	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	2.382.671.016	2.013.305.145	1.717.781.888
Otros ingresos, por naturaleza	14.735.951	34.201.387	18.516.145
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	2.397.406.967	2.047.506.532	1.736.298.033
Materias primas y consumibles utilizados	(1.481.985.559)	(1.309.402.283)	(998.873.893)
Margen de Contribución	915.421.408	738.104.249	737.424.140
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	21.004.053	21.505.568	14.831.058
Gastos por beneficios a los empleados	(136.554.721)	(126.341.363)	(120.113.902)
Gasto por depreciación y amortización	(153.201.662)	(128.437.154)	(119.507.118)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del	3.054.903	(13.185.420)	(8.212.948)
Otros gastos por naturaleza	(125.849.781)	(110.321.349)	(114.350.778)
Resultado de Explotación	523.874.200	381.324.531	390.070.452
Otras ganancias (pérdidas)	20.055.745	70.893.263	14.527.737
Ingresos financieros	15.270.169	14.762.515	13.510.732
Costos financieros	(61.616.349)	(59.543.956)	(62.395.332)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	8.905.045	(54.413.310)	24.309.344
Diferencias de cambio	(13.394.762)	(20.328.278)	(1.838.329)
Resultado por unidades de reajuste	4.839.077	15.263.623	1.593.046
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	497.933.125	347.958.388	379.777.650
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones discontinuadas	(109.612.599)	(66.017.317)	(61.712.442)
GANANCIA (PÉRDIDA)	388.320.526	281.941.071	318.065.208

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

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	576.531.527	264.946.881	442.960.531
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(296.741.342)	(188.738.471)	(106.125.058)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(273.442.450)	(159.144.481)	(216.411.065)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	6.347.735	(82.936.071)	120.424.408
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	4.898.483	1.044.602	388.929
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	11.246.218	(81.891.469)	120.813.337
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	133.015.627	214.907.097	94.093.760
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	144.261.845	133.015.628	214.907.097

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.

5.2.- Venta de Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.

Durante el mes de diciembre de 2014, Endesa Chile 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 31).

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.k), 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, en relación con la mencionada sociedad:

	Saldo 31/12/2014
ACTIVOS	
ACTIVOS CORRIENTES	
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
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	871.022
ACTIVOS NO CORRIENTES	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	4.404.615
Propiedades, planta y equipo	81.432
Activos por impuestos diferidos	2.621.894
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES	7.107.941
TOTAL DE ACTIVOS	7.978.963
PASIVOS CORRIENTES	
Otros pasivos financieros corrientes	3.072.179
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	495.235
Otros pasivos no financieros corrientes	131.030
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	3.698.444
PASIVOS NO CORRIENTES	
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
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	1.789.703
TOTAL PASIVOS	5.488.147
El flujo de efectivo neto resumido	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	9.045.775
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 camb	(9.739)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(9.739)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	39.440
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	29.702

6. COMBINACIÓN DE NEGOCIOS – ADQUISICIÓN DE GASATACAMA

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 diesel, 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 Paposó.

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 que se registró como ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas. 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	(16.070.521)
Total pagado en efectivo	157.958.101

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

Activos netos adquiridos identificables	Valor razonable 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)
Total	296.367.364

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 que 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

	M\$
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)
Plusvalía (Ver Nota 16)	18.737.737

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 que se registró como ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas. 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\$ 135.600.682.

Por otra parte, las diferencias de cambio por conversión de la participación pre-existente, acumuladas en el patrimonio de Endesa Chile/Enersis hasta la fecha de toma de control, fueron reclasificadas al resultado del período, generando una ganancia de M\$ 21.006.456 que se registró como ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.

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

Al 31 de diciembre de 2015, los activos y pasivos de GasAtacama 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 nota 3.K y 5.1).

7. AUMENTO DE CAPITAL

Durante el primer trimestre de 2013, se perfeccionó el proceso de aumento de capital de Enersis Américas aprobado en Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 20 de diciembre de 2012, con una suscripción del 100% de acciones a colocar (ver nota 26.1.1).

El citado aumento de capital alcanzó la suma de M\$ 2.845.858.393. Un 60,62% de las acciones fueron suscritas por Endesa, S.A. y pagadas a través del aporte de sus inversiones en Latinoamérica valoradas en M\$ 1.724.400.000. El resto de acciones fueron suscritas y pagadas por participaciones no controladoras de Enersis Américas, a través de aportaciones en efectivo, por un monto de M\$ 1.121.458.393, que incluyen una prima de emisión por M\$ 1.460.503.

El aporte de Endesa, S.A. fue realizado mediante la transferencia de la totalidad de sus derechos sociales en la sociedad Cono Sur Participaciones, S.L., permitiendo de esta forma la incorporación en Enersis Américas de todos sus activos y pasivos, los cuales reunían participaciones societarias en sociedades de Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú.

El detalle de las participaciones aportadas por Endesa, S.A. se resume como sigue:

i) Aporte en sociedades que Enersis Américas controlaba antes de la operación:

Sociedad	Porcentaje aportado
Empresa Distribuidora Sur S.A.	6,23%
Enel Brasil S.A.	28,48%
Ampla Energía y Servicios S.A:	7,70%
Ampla Inversiones y Servicios S.A.	7,70%
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	4,38%
Emgesa S.A. E.S.P.	21,60%
Codensa S.A. E.S.P.	26,66%
Inversiones Distrilima S.A.	34,83%

El registro contable de estos aportes se realizó de acuerdo al criterio contable establecido en la nota 2.6.6 y originó un cargo a Otras reservas varias en el Patrimonio neto de Enersis Américas por M\$ 947.982.284, monto que corresponde a la diferencia entre los valores económicos y contables de las participaciones efectuadas por Endesa, S.A. a la fecha de transacción.

Adicionalmente, se efectuó la correspondiente redistribución de los componentes de otros resultados integrales. En este sentido se registró un cargo adicional a Otras reservas varias y un abono a Reservas por diferencias de cambio por conversión por M\$ 41.885.724. Mediante esta redistribución, que se determinó a prorrata de las participaciones aportadas por Endesa, S.A., se atribuyó a los accionistas de Enersis Américas la proporción que les correspondía de las Reservas de cambio por conversión que hasta antes de la operación se atribuían a participaciones no controladoras.

ii) Aporte en sociedades que Enersis Américas no controlaba, o sobre las que no tenía participación antes de la operación:

Sociedad	Porcentaje aportado (directa e indirectamente)
Eléctrica Cabo Blanco S.A.C.	100,00%
Endesa Camsa S.A.	55,00%
Generalima S.A.C.	100,00%
Empresa Eléctrica de Piura S.A.	96,50%
Inversora Dock Sud S.A.	57,14%
Central Dock Sud S.A.	39,99%
Yacylec S.A.	22,22%

El registro contable de estos aportes se realizó de acuerdo al criterio contable establecido en la nota 2.6.6 y originó un abono a Otras reservas varias en el Patrimonio neto de Enersis Américas por M\$ 92.011.899, monto que corresponde a la diferencia entre los valores económicos y contables de las participaciones efectuadas por Endesa, S.A. a la fecha de transacción.

A continuación se presenta un resumen de los efectos que el Aumento de Capital originó en el Estado de Situación Financiera Consolidado de Enersis Américas, en la fecha en que se concretó la operación:

	Aporte en Efectivo	Aporte en sociedades controladas previamente	Aporte en sociedades no controladas previamente, o sobre la que no se poseía participación	Total efectos al 31 de Marzo de 2013
	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS				
Activos corrientes	1.121.458.393	-	189.506.588	1.310.964.981
Activos no corrientes	-	-	161.105.666	161.105.666
TOTAL ACTIVOS	1.121.458.393	-	350.612.254	1.472.070.647
PASIVOS				
Pasivos corrientes	-	-	180.637.894	180.637.894
Pasivos no corrientes	-	-	54.241.781	54.241.781
TOTAL PASIVOS	-	-	234.879.675	234.879.675
PATRIMONIO				
Aumento de Capital	1.119.997.890	1.692.613.860	31.786.140	2.844.397.890
Primas de emisión aumento de Capital (otras Reservas)	1.460.503	-	-	1.460.503
Otras reervas varias	-	(989.868.008)	92.011.899	(897.856.109)
Diferencias de cambio por conversión	-	41.885.724	-	41.885.724
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.121.458.393	744.631.576	123.798.039	1.989.888.008
Participaciones no controladoras	-	(744.631.576)	(8.065.460)	(752.697.036)
PATRIMONIO TOTAL	1.121.458.393	-	115.732.579	1.237.190.972
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS	1.121.458.393	-	350.612.254	1.472.070.647

Respecto a los gastos de emisión y colocación acciones, éstos ascendieron al 31 de diciembre de 2013 a M\$ 23.592.387 y, de acuerdo a lo indicado en nota 3.t), se registraron en Otras reservas varias. (Ver Nota 26.5.c.2)).

El monto de la ganancia neta atribuible a los accionistas de Enersis Américas, por la participación adquirida, ascendió a M\$126.280.714 durante el ejercicio 2013.

8. EFECTIVO Y EQUIVALENTES 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	7.718.308	1.264.361
Saldos en bancos	194.453.214	283.305.826
Depósitos a corto plazo	573.985.007	922.909.741
Otros instrumentos de renta fija	409.006.815	497.265.563
Total	1.185.163.344	1.704.745.491

Los depósitos a corto plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo. Los otros instrumentos de renta fija corresponden fundamentalmente a operaciones de pactos de compra con retroventa con vencimiento inferior a 90 días, desde la fecha de inversión. No existen restricciones por montos significativos a la disposición de efectivo.

- b) El detalle por tipo de moneda del saldo anterior es el siguiente:

Moneda	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
\$ Chilenos	835.468.993	687.912.363
\$ Argentinos	44.883.600	29.065.256
\$ Colombianos	156.731.922	357.337.537
Real Brasileño	91.204.686	197.723.752
Nuevo Sol Peruano	34.749.661	105.282.911
US\$ Estadounidenses	22.124.482	327.423.672
Total	1.185.163.344	1.704.745.491

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

Adquisiciones 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
Total neto (*)	-	(37.654.762)

(*) Ver nota 6.

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

	Saldo al	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado situación financiera)	1.185.163.344	1.704.745.491
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para la venta (*)	-	29.702
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para distribuir a los propietarios (*)	144.261.845	-
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	1.329.425.189	1.704.775.193

(*) Ver nota 5.1.d) y 5.2.

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

Pérdida de control en subsidiarias	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Importe recibido por la venta de subsidiarias (*)	25.000.000	57.173.142
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en entidades vendidas	(18.360.347)	(16.311.571)
Total neto	6.639.653	40.861.571

(*) Ver nota 2.4.1., 5.1 iv)

9. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

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

Otros activos financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (*)	-	-	616.296	4.275.183
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan (*)	-	-	-	31.044
Activos financieros disponibles para la venta CINIIF 12 (*)(**)	-	-	487.893.679	492.923.605
Activos mantenidos hasta el vencimiento (*)	27.195.496	38.301.763	39.673	26.340.396
Instrumentos derivados de cobertura (*)	1.172.125	1.414.588	978.556	7.229.290
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado (*)	35.467.539	52.677.337	-	-
Instrumentos derivados de no cobertura (*)	4.427.286	7.061.715	-	22.002
Total	68.262.446	99.455.403	489.528.204	530.821.520

(*) ver nota 22.1.a

Los montos incluidos en inversiones mantenidas hasta el vencimiento y activos financieros a valor razonable con cambios en resultado, corresponden principalmente a depósitos a plazo y otras inversiones de alta liquidez, que son fácilmente convertibles en efectivo y están sujetas a un bajo riesgo de alteraciones en su valor, pero no cumplen estrictamente con la definición de equivalentes de efectivo tal como se define en la nota 3.g.2 (por ejemplo, con vencimiento superior a 90 días desde el momento de la inversión).

(**) Con fecha 11 de septiembre de 2012, el Gobierno de Brasil emitió la Ley provisional N° 579. Esta Ley provisional, que pasó a ser definitiva el 13 de enero de 2013, afecta directamente a las compañías concesionarias de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, incluyendo entre otras a Ampla y Coelce. Esta nueva legislación establece, entre otros aspectos, que el Gobierno, en su calidad de concedente, utilizará el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para efectuar el pago que le corresponde a las empresas concesionarias, como concepto de indemnización, por aquellos activos que no hayan sido amortizados al final del período de concesión. Mensualmente las distribuidoras ajustan los importes en libros del activo financiero, computado el valor presente de los flujos de efectivo estimados, utilizando la tasa de interés efectiva al pago que le corresponde al fin de la concesión.

Este nuevo antecedente originó una modificación en la forma en que se venían valorizando y clasificando los montos que las filiales prevén recuperar, como concepto de indemnización, cuando el período de concesión finalice. Anteriormente, siguiendo un enfoque basado en el costo histórico de las inversiones, estos derechos se registraban como una cuenta por cobrar, pasando a partir de entonces a valorizarse en función de VNR y clasificándose estos derechos como activos financieros disponibles para la venta (ver notas 3.g).

10. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

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

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	31-12-2015		31-12-2014	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	1.389.215.812	398.695.864	1.844.027.889	291.641.675
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	1.054.529.912	257.022.423	1.275.999.654	202.932.480
Otras cuentas por cobrar, bruto (1)	334.685.900	141.673.441	568.028.235	88.709.195

Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	31-12-2015		31-12-2014	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	1.088.131.567	398.695.864	1.681.686.903	291.641.675
Cuentas comerciales por cobrar, neto	754.571.268	257.022.423	1.120.897.826	202.932.480
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	333.560.299	141.673.441	560.789.077	88.709.195

(1) Incluye principalmente al 31 de diciembre de 2015, cuentas por cobrar al personal por M\$ 14.081.204 (M\$ 31.042.105 al 31 diciembre de 2014); Resolución 250/13 (aplicable en Argentina) ajuste por Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) por M\$ -.- (M\$ 253.484.218 al 31 de diciembre de 2014); Resolución SE 32/2015 (aplicable en Argentina) por M\$ 28.174.339 (M\$-.- al 31 de diciembre de 2014) (ver nota 4.2),

Impuestos por recuperar (IVA) por M\$ 80.412.497 (M\$ 157.439.993 al 31 de diciembre de 2014); Cuentas por cobrar de nuestras filiales brasileñas Ampla y Coelce como consecuencia de la firma en diciembre de 2014 del addendum en los contratos de concesión en donde se reconoce como compensables determinados costos incurridos por las compañías distribuidoras a recuperar y/o compensar en períodos tarifarios posteriores por M\$ 150.798.761 (M\$ 150.387.462 al 31 de diciembre de 2014), las cuales se encuentran garantizadas por el estado brasileño.

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

El grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por el período terminado al 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 pagadas, pero no deterioradas es el siguiente:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	Saldo al	
	31-12-2015	31-12-2014
	M\$	M\$
Con antigüedad menor de tres meses	117.895.535	152.844.247
Con antigüedad entre tres y seis meses	25.783.187	14.297.179
Con antigüedad entre seis y doce meses	28.220.570	63.606.398
Con antigüedad mayor a doce meses	7.034.592	51.972.887
Total	178.933.884	282.720.711

c) Los movimientos en la provisión de deterioro de cuentas comerciales fueron las siguientes:

Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 1 de enero de 2014	156.868.268
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	22.848.140
Montos castigados	(19.013.041)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	1.637.619
Saldo al 31 de diciembre de 2014	162.340.986
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	46.890.017
Montos castigados	23.480.578
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(43.623.000)
Otros movimientos	147.873.154
Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	(35.877.490)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	301.084.245

(*) Ver nota 30 Pérdidas por deterioro de activos financieros.

El aumento de las provisiones por deterioro de cuentas comerciales, relacionadas con las operaciones continuadas de Enersis Américas, ascendió a M\$ 39.779.710 durante el ejercicio 2015.

Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En el caso de nuestro negocio de Generación, para los pocos casos que ocurren en cada país, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones. En nuestro negocio de Distribución, considerando las casuísticas propias de cada país, el proceso supone al menos 6 meses en Argentina y Brasil, 12 meses en Colombia y Perú y 24 meses en Chile. Con todo, el riesgo de incobrabilidad, y por lo tanto el castigo de nuestros clientes, es limitado. (ver notas 3.g.3 y 21.5).

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.

11. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.

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

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

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

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

11.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
							31-12-2015	31-12-2014	31-12-2015	31-12-2014
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	108.438	-	-
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	-	15.713	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Más de 90 días	13.077	61.852	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Más de 90 días	-	28.628	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Más de 90 días	5.833	-	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	-	273.705	-	-
96.880.800-1	Empresa Electrica Puyehue S.A. (*)	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	-	64	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	30.373	26.514	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	114.758	78.172	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	42.003	47.811	355.485	486.605
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	846.807	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	3.276	-	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	931.267	-	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A. (*)	Chile	Asociada	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	-	1.477.177	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	-	649.986	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	US\$	Anticipo Compra de Gas	Menos de 90 días	-	11.845.926	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	1.644.650	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	US\$	Préstamos	Menos de 90 días	-	549.359	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Venta de Energía	Menos de 90 días	553.472	513.804	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	216.682	130.431	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	36.067	36.067	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Derivados de commodities	Menos de 90 días	-	99.662	-	-
Extranjera	Enel Ingeniería e Ricerca	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	10.299	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	3.256	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA (*)	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	-	21.647	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	99.972	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	145.858	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	116.940	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Cristal Eolica	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	343	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	460	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	460	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	538	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	469	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Primavera Eolica	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	344	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power SAO Judas Eolica	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	341	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	263	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	429	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	429	-	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	Mexico	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	15.306	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia	Colombia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	978.185	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	21.454	-	-	-
Extranjera	Enel Soluções Energéticas	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	54	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Maniçoba	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	626	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Esperança	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	585	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Damascena	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	624	-	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	207.814	-	-	-
Total							3.566.930	18.441.340	355.485	486.605

(*) Al 31 de diciembre de 2015, los saldos por cobrar han sido clasificadas en el estado de situación financiera consolidado como 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) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
							31-12-2015	31-12-2014	31-12-2015	31-12-2014
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	59.416	77.779	-	-
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	58.897.984	73.806.006	-	-
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	40.920	-	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	-	1.708.804	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	161.015	163.661	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A. (*)	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	335.962	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	US\$	Compra de Gas	Menos de 90 días	-	19.808.375	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Compra combustible	Menos de 90 días	-	2.881.032	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	28.617	-	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Derivados de commodities	Menos de 90 días	-	1.102.253	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	29.658.243	37.165.229	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	302.025	25.746	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	296.242	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	414.397	305.654	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	384.082	41.136	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	-	9.900	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	173.687	68.371	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	767.673	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	73.730	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	194.151	415.824	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	99.837	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	184.373	-	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.513.001	2.024.190	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	192.920	243.076	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	-	553.346	-	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (*)	Chile	Negocio Conjunto	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	157.762	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.121.851	1.029.940	-	-
Extranjera	Enel Green Power España SL	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	23.982	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	129.492	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	74.089	-	-	-
Extranjera	Parque Eólico Cristal	Brasil	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	-	365.620	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	12.027.207	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	2.841.305	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	9.039	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	59.242	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	152.859	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	110.781	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	234.876	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	157.329	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	72.411	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	183.859	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	195.699	-	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	82.220	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda.	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	286.224	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Brasil	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	19.140	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	64.546	-	-	-
Total							109.897.508	143.680.622	-	-

(*) Al 31 de diciembre de 2015, los saldos por pagar han sido clasificadas en el estado de situación financiera consolidado como activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.

c) **Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:**

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

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	31-12-2015 Totales M\$	31-12-2014 Totales M\$	31-12-2013 Totales M\$
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	275.290	55.980	99.854
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Venta de Gas	14.604.841	-	21.397.171
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A.	España	Matriz Común	Intereses deuda financiera	-	-	(1.654.945)
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A.	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(107.759)	(35.921)	(314.422)
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	(15.030.911)	(30.318.202)	(47.540.061)
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(120.896)	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	-	17.157	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Derivados de commodities	(2.144.063)	(2.521.138)	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	Consumo de Gas	(123.964.573)	(114.115.041)	(60.095.868)
76.418.940-K	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	Transporte de Gas	(52.195.582)	(39.638.398)	(34.796.720)
76.418.940-K	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	54.377	56.042	769.402
76.418.940-K	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	Otros Ingresos financieros	81.749	58.169	40.124
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	Venta de Energía	3.260.734	2.671.120	2.808.698
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	Peajes de Electricidad	151.088	47.263	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	650.390	956.854	835.543
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	Servicios externalizados	(1.969.563)	(1.407.349)	(1.317.402)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	-	(3.805)	(109.699)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	-	(12.399)	-
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	-	34.253	227.765
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(10.600.564)	(10.113.496)	(6.118.816)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	(292.198)	(260.495)	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	392.312	197.812	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	266.833	942.615	356.056
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(1.175.297)	(2.860.930)	(2.010.629)
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	Otros ingresos de explotación	3.481	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A. (*)	Chile	Asociada	Peajes de Gas	(3.296.956)	(3.409.581)	(2.734.877)
96.806.130-5	Electrogas S.A. (*)	Chile	Asociada	Consumo de Combustible	(952.044)	(434.289)	(428.555)
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	172.728	163.226	134.775
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	1.188.544	-	236.173
Extranjera	Enel Ingeniería e Ricerca	Italia	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	35.773	33.970	32.569
Extranjera	Enel Ingeniería e Ricerca	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(2.241.294)	(708.903)	(1.196.294)
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Venta de Energía	4.263.174	3.250.149	9.146.049
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Otros ingresos de explotación	-	-	186.496
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Otras prestaciones de servicios	2.951.317	3.142.758	2.624.191
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Otros Ingresos financieros	-	-	868.710
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad	(1.725.582)	(1.731.368)	(1.367.029)
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (*)	Chile	Negocio Conjunto	Otros Ingresos financieros	-	23.891	46.444
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (*)	Chile	Negocio Conjunto	Otras prestaciones de servicios	(9.322)	-	10.281
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) (*)	Chile	Negocio Conjunto	Compras de Energía	-	(3.322.616)	(9.295.172)
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) (*)	Chile	Negocio Conjunto	Transporte de Gas	-	(7.764.442)	(20.937.075)
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) (*)	Chile	Negocio Conjunto	Venta de Energía	-	1.858.318	95.845
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) (*)	Chile	Negocio Conjunto	Otros Ingresos financieros	-	229.609	489.864
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) (*)	Chile	Negocio Conjunto	Otros gastos fijos de explotación	-	(5.487)	(219.671)
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (*)	Chile	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad	(1.473.974)	(1.378.743)	(1.243.417)
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	38.266	57.623	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(174.638)	-	-
Extranjera	Compañía Energetica Veracruz S.A.C.	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	3.022	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	-	3.222	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(216.437)	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz Común	Derivados de commodities	(833.366)	-	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(3.264.764)	-	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	(153.929)	-	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	109.891	-	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	87.062	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(14.929.463)	-	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	670.035	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(13.567.378)	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(72.057)	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Otros ingresos de explotación	124.626	-	-
Extranjera	Enel Italia	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(168.463)	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(26.456.188)	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	217.448	-	-
Extranjera	Quatara Energía S.A.	Brasil	Matriz Común	Compras de Energía	(65.275)	-	-
Extranjera	Enel Green Power Cristal Eólica	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	5.404	-	-
Extranjera	Enel Green Power SAO Judas Eólica	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	5.380	-	-
Extranjera	Enel Green Power Primavera Eólica	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	5.330	-	-
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(1.982.654)	-	-
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	7.802	-	-
Extranjera	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(1.463.855)	-	-
Extranjera	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	7.208	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(2.397.927)	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	3.523	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(2.313.314)	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	3.461	-	-
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(910.249)	-	-
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	2.124	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(2.978.980)	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	7.114	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(1.997.894)	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	6.218	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(403.404)	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	México	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	16.312	-	-
Extranjera	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(68.787)	-	-
Extranjera	Enel Green Power Damascena S.A.	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	2.723	-	-
Extranjera	Enel Green Power Esperança S.A.	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	2.545	-	-
Extranjera	Enel Green Power Maniçoba S.A.	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	2.723	-	-
Extranjera	Enel Solucoes Energeticas Ltda	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	2.998	-	-
Extranjera	Yacylec	Argentina	Asociada	Otras Prestaciones de Servicios	12.886	-	-
Extranjera	Yacylec	Argentina	Asociada	Otras Prestaciones de Servicios	(122.237)	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA (*)	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	153.158	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA (*)	Chile	Matriz Común	Compra de Energía	(505.404)	(5.141.912)	(1.148.277)
Total					(262.484.943)	(211.381.462)	(152.123.118)

(1) Ver notas 2.4.1, 6 y 14.

(*) Al 31 de diciembre de 2015, los efectos en resultados de las transacciones con partes relacionadas en Chile han sido clasificados como operaciones discontinuadas en el estado de resultados integrales.

Los traspasos de fondos de corto plazo entre empresas relacionadas, se estructuran bajo la modalidad de cuenta corriente, estableciéndose para el saldo mensual una tasa de interés variable, de acuerdo a las condiciones de

mercado. Las cuentas por cobrar y pagar originadas por este concepto son esencialmente a 30 días, renovables automáticamente por ejercicios iguales y se amortizan en función de la generación de flujos.

11.2 Directorio y personal clave de la gerencia

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

El Directorio vigente al 31 de diciembre de 2015 corresponde originalmente al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 28 de abril de 2015, sin perjuicio que, en sesión de Directorio celebrada el 30 de junio de 2015, fue designado el actual Presidente del Directorio y se realizó el nombramiento de nuevos directores, en reemplazo de aquellos que presentaron su renuncia durante el período. El Vicepresidente y Secretario del Directorio fueron designados en sesión de Directorio del 28 de abril de 2015.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

- Cuentas por cobrar y pagar

No existen saldos pendientes por cobrar y pagar entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

- Otras transacciones

No existen otras transacciones distinta de la remuneración entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

b) Retribución del Directorio.

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de Enersis Américas S.A.

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

- 180 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 66 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión.

Dicha remuneración mensual, en lo que haya correspondido pagar, se tratará como un anticipo a cuenta de la retribución variable anual antes mencionada. De conformidad con lo dispuesto en los estatutos sociales la remuneración del Presidente del Directorio será el doble de la que corresponde a un Director, en tanto que la del Vicepresidente del Directorio será un 50% más de la que le corresponda a un Director.

A la remuneración variable anual, deberán descontarse las cantidades percibidas por concepto de anticipos, sin reembolso si la remuneración variable fuere inferior al monto total de los anticipos. La liquidación de la remuneración variable se pagará, si resulta procedente, una vez que la Junta Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Balance y Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2015.

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

Los ejecutivos de Enersis Américas S.A. y/o de sus filiales o asociadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades filiales, asociadas, o participadas en alguna forma, nacionales o extranjeras de Enersis Américas S.A.. Con todo, tales remuneraciones o dietas podrán ser percibidas para sí por los ejecutivos en la medida que ello sea autorizado, previa y expresamente, como un anticipo de la parte variable de su remuneración por las respectivas sociedades con las cuales se hallan vinculadas por un contrato de trabajo.

Comité de Directores:

Se pagará al Comité de Directores una remuneración variable anual equivalente al 0,11765 por mil de las utilidades líquidas (ganancias atribuibles a los propietarios de la controladora) provenientes del ejercicio en curso. Se otorgará, asimismo, una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Comité de Directores.

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

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

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

A la remuneración variable anual, deberán descontarse las cantidades percibidas por concepto de anticipos, sin reembolso si la remuneración variable fuere inferior al monto total de los anticipos. La remuneración variable se pagará, de ser procedente, una vez que la Junta Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Balance y los Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2015.

A continuación se detallan las retribuciones del directorio de Enersis Américas al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013:

RUT	Nombre	Cargo	31-12-2015			
			Periodo de desempeño M\$	Directorio de Enersis M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga (1)	Presidente	junio - diciembre 2015	-	-	-
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés (1)	Presidente	ejercicio 2014	20.184	-	-
6.243.657-3	Jorge Rosenblut Ratinoff (1)	Presidente	enero - junio 2015	77.861	-	-
Extranjero	Francesco Starace (2)	Vicepresidente	junio - diciembre 2015	-	-	-
Extranjero	Borja Prado Eulate	Vicepresidente	enero - abril 2015	45.292	-	-
7.052.890-8	Carolina Schmidt Zaldivar (3)	Director	enero - junio 2015	33.532	-	8.745
4.975.992-4	Herman Chadwick Piñera (3)	Director	junio - diciembre 2015	53.679	-	21.428
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - diciembre 2015	97.303	-	36.914
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2015	95.613	-	36.914
Extranjero	Andrea Brentan	Director	enero - abril 2015	22.743	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría (3)	Director	ejercicio 2014	14.785	-	-
Extranjero	Alberto de Paoli (4)	Director	enero - diciembre 2015	-	-	-
Extranjero	Francesca Di Carlo (5)	Director	abril - diciembre 2015	-	-	-
TOTAL				460.992	-	104.001

RUT	Nombre	Cargo	31-12-2014			
			Periodo de desempeño M\$	Directorio de Enersis M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	enero - octubre 2014	98.698	-	-
6.243.657-3	Jorge Rosenblut Ratinoff	Presidente	noviembre - diciembre 2014	25.414	-	-
Extranjero	Borja Prado Eulate	Vicepresidente	enero - diciembre 2014	86.425	-	-
7.052.890-8	Carolina Schmidt Zaldivar	Director	noviembre - diciembre 2014	13.038	-	3.192
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	enero - octubre 2014	47.758	-	14.236
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - diciembre 2014	60.779	-	18.731
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2014	62.387	-	18.731
Extranjero	Andrea Brentan	Director	enero - diciembre 2014	19.738	-	-
TOTAL				414.237	-	54.890

RUT	Nombre	Cargo	31-12-2013			
			Periodo de desempeño M\$	Directorio de Enersis M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	enero - diciembre 2013	110.323	-	-
Extranjero	Borja Prado Eulate	Vicepresidente	abril - septiembre 2013	52.523	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Director	enero - diciembre 2013	18.639	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	enero - diciembre 2013	50.598	-	15.859
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - diciembre 2013	55.162	-	16.691
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2013	53.638	-	16.276
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - abril 2013	20.146	-	-
TOTAL				361.029	-	48.826

(1) El Sr. Jorge Rosenblut asumió como Presidente el 4 de noviembre de 2014 en reemplazo de Pablo Yrarrázaval, quien prestó sus servicios hasta el día 28 de octubre de 2014. Con fecha 30 de junio de 2015 el Sr. Jorge Rosenblut renunció a su cargo y en su reemplazo asumió como Presidente el Sr. Francisco de Borja Acha Besga.

(2) El Sr. Francesco Starace fue nombrado como Vicepresidente con fecha 28 de abril de 2015. No percibe honorarios.

(3) La Sra. Carolina Schmidt asumió como Director el 4 de noviembre de 2014 en reemplazo de Leonidas Vial, quien prestó sus servicios hasta el día 30 de octubre de 2014. Con fecha 26 de junio la Sra. Carolina Schmidt renunció a su cargo y en su reemplazo asumió el Sr. Herman Chadwick Piñera el 30 de junio de 2015.

(4) El Sr. Alberto de Paoli fue nombrado como Director en noviembre de 2014. No percibe honorarios.

(5) La Sra. Francesca Di Carlo fue nombrada como Director con fecha 28 de abril de 2015. No percibe honorarios.

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

11.3 Retribución del personal clave de la gerencia

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia

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

(1) El Sr. Luca D'Agnese asumió el 29 de enero de 2015 como Gerente General en reemplazo del Sr. Luigi Ferraris, quien presentó su renuncia voluntaria a Enersis Américas, prestando sus servicios hasta esa misma fecha. El Sr. Luigi Ferraris había asumido el 12 de noviembre de 2014 como Gerente General en reemplazo del Sr. Ignacio Antoñanzas.

(2) El Sr. Daniel Fernández Koprach asumió el 12 de noviembre de 2014 como Subgerente General en reemplazo del Sr. Massimo Tambosco.

(3) El Sr. José Miranda Montecinos asumió el 1 de diciembre de 2014 como Gerente de Comunicaciones en reemplazo del Sr. Daniel Horacio Martini, quien presentó su renuncia voluntaria a Enersis Américas, prestando sus servicios hasta el día 1 de diciembre de 2014.

(4) La Sra. Paola Visintini Vaccarezza asumió el 12 de diciembre de 2014 como Gerente de Recursos Humanos y Organización en reemplazo del Sr. Carlos Niño, quien presentó su renuncia voluntaria a Enersis Américas, prestando sus servicios hasta el día 25 de noviembre de 2014.

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

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

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

Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

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

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

	Saldo al		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Remuneración	3.308.345	3.028.193	2.522.068
Beneficios a corto plazo para los empleados	352.329	830.052	514.139
Otros beneficios a largo plazo	449.243	562.074	612.627
Total	4.109.917	4.420.319	3.648.834

b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.

No existen garantías constituidas a favor del personal clave de la gerencia.

11.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

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

12. 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\$
Mercaderías	872.084	1.270.326
Suministros para la producción	16.060.887	43.547.980
Gas	-	1.407.285
Petróleo	13.602.708	20.642.086
Carbón	2.458.179	21.498.609
Otros inventarios (*)	78.124.926	88.701.848
Total	95.057.897	133.520.154
Detalle de otros inventarios		
(*) Otros inventarios	78.124.926	88.701.848
Repuestos	22.871.137	71.641.346
Materiales eléctricos	55.253.789	17.060.502

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 31 de diciembre de 2015 las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a M\$ 585.616.918, del cual M\$ 258.113.922 corresponde a Operaciones Continuas. (M\$ 511.014.654 y M\$ 386.116.195 al 31 de diciembre de 2014 y 2013, respectivamente, de los cuales M\$ 205.534.394 y M\$ 174.504.021 corresponden a Operaciones Continuas, respectivamente). Ver nota 28.

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

13. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.

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

Activos por impuestos	Saldo al	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Pagos provisionales mensuales	45.274.710	59.831.897
Crédito por utilidades absorbidas	47.244	20.104.186
Créditos por gastos de capacitación	80.000	301.800
Créditos por dividendos recibidos del extranjero (Tax credit)	-	28.047.776
Otros	2.052.634	2.286.863
Total	47.454.588	110.572.522

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

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Impuesto a la renta	142.607.960	115.472.313
Total	142.607.960	115.472.313

14. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.

14.1. Inversiones contabilizadas por el método de participación

- a. A continuación se presenta un detalle de las sociedades participadas por el Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante el ejercicio 2015 y 2014:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2015 M\$	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$ (3)	Dividendos declarados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro resultado Integral M\$	Otros incrementos (decrementos) M\$	Saldo al 31/12/2015 M\$	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios M\$	Saldo al 31/12/2015
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	22,22%	453.015	-	(132.598)	-	(77.008)	-	-	243.409	-	243.409
Extranjera	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	50,00%	19.657	-	34.434	-	(39.064)	-	-	15.027	-	15.027
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Negocio Conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%	32.795.615	-	752.621	-	(4.079.210)	25.442	-	29.494.468	-	29.494.468
Extranjera	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso argentino	25,60%	-	9.127	1.415.471	(619.792)	(181.731)	-	-	623.075	-	623.075
Extranjera	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso argentino	25,60%	-	9.127	1.263.043	(531.712)	(167.201)	-	-	573.257	-	573.257
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	40,90%	-	14.509	-	-	(3.300)	-	-	11.209	-	11.209
96.806.130-5	Electrogas S.A. (4)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	10.777.659	-	5.121.427	(4.398.423)	1.120.075	(577.862)	-	12.042.876	(12.042.876)	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (4)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	15.198.935	-	4.534.344	(4.449.179)	1.852.923	-	-	17.137.023	(17.137.023)	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A. (4)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	1.818.168	-	495.389	-	348.472	-	-	2.662.029	(2.662.029)	-
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (4)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,00%	6.144.557	2.550.000	(2.414.264)	-	-	-	-	6.280.293	(6.280.293)	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (4)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	6.426.004	-	1.168.149	-	-	-	-	7.594.153	(7.594.153)	-
TOTALES						73.633.610	2.582.763	12.238.016	(9.999.106)	(1.226.044)	(552.420)	-	76.676.819	(45.716.374)	30.960.445

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2014 M\$	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$ (3)	Dividendos declarados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro resultado Integral M\$	Otros incrementos (decrementos) M\$	Saldo al 31/12/2014 M\$	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios M\$	Saldo al 31/12/2014
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	22,22%	550.047	-	(35.735)	-	(61.297)	-	-	453.015	-	453.015
Extranjera	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	50,00%	21.641	-	34.719	-	(36.703)	-	-	19.657	-	19.657
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Negocio Conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%	33.083.016	-	2.561.039	-	(2.293.359)	-	(555.081)	32.795.615	-	32.795.615
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	9.682.324	-	4.566.154	(4.239.280)	847.016	31.475	(110.030)	10.777.659	-	10.777.659
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	4.797.508	-	5.808.748	(6.897.599)	311.747	13.445.396	(2.266.865)	15.198.935	-	15.198.935
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	559.615	-	1.099.143	-	159.410	-	-	1.818.168	-	1.818.168
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,00%	69.684.864	3.315.000	(69.525.874)	-	-	-	2.670.567	6.144.557	-	6.144.557
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	6.073.897	-	585.051	-	-	-	(232.944)	6.426.004	-	6.426.004
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Negocio Conjunto	Chile	Dólar estadounidense	50,00%	123.627.968	-	3.053.468	-	8.919.246	-	(135.600.682)	-	-	-
TOTALES						248.080.880	3.315.000	(51.853.287)	(11.136.879)	7.846.060	13.476.871	(136.095.035)	73.633.610	-	73.633.810

- (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 36.5).
- (3) La participación en ganancia (pérdida) correspondiente a las Operaciones Continuas es M\$ 3.332.971 al 31 de diciembre de 2015 y M\$ 2.560.023 al 31 de diciembre de 2014.
- (4) Al 31 de diciembre de 2015, estas inversiones en asociadas han sido traspasadas a activos mantenidos para distribuir a los propietarios.

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

- Inversiones con influencia significativa.

A continuación se detalla información financiera al 31 de diciembre de 2015 y 2014 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

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

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2014									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral M\$
GNL Chile S.A.	33,33%	73.425.419	81.983	64.329.604	3.723.224	732.138.386	(728.840.589)	3.297.797	478.277	3.776.074
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
Yacylec S.A.	22,22%	2.027.688	774.429	717.301	46.046	1.348.659	(1.509.482)	(160.823)	(275.865)	(436.688)

(*) Al 31 de diciembre de 2015, estas inversiones en asociadas han sido traspasadas a activos mantenidos para distribuir a los propietarios

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

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

- Negocios conjuntos

A continuación se incluye información al 31 de diciembre de 2015 y 2014 de los estados financieros de los principales negocios conjuntos:

% Participación	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (*)		Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (*)		Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	
	51,0%	51,0%	50,0%	50,0%	48,997%	48,997%
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Total de Activos corrientes	502.938	485.966	5.336.516	4.426.445	14.988.328	13.918.600
Total de Activos no corrientes	15.159.321	15.026.706	12.148.544	11.420.593	127.123.136	140.233.080
Total de Pasivos corrientes	3.290.947	3.419.214	466.485	1.159.095	16.616.178	16.252.424
Total de Pasivos no corrientes	56.685	45.348	1.830.272	1.835.937	55.374.521	60.107.487
Efectivo y equivalentes al efectivo	428.440	319.670	4.884.645	3.930.814	2.789.518	3.750.964
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	-	-	1.081.545	116.008
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	-	23.230.972	22.738.158
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	2.852.803	2.672.950	86.666.633	89.367.706
Gasto por depreciación y amortización	-	(52.978)	(748.171)	(738.927)	(8.773.063)	(7.400.833)
Pérdidas por deterioro de valor	-	(131.894.113)	-	-	-	-
Ingresos procedentes de intereses	20.009	479.518	1.678.801	88.597	633.204	642.775
Gastos por intereses	-	-	-	-	(3.100.381)	(3.017.696)
Gasto por impuestos a las ganancias	(8.586)	-	(679.715)	(205.839)	(5.237.742)	(4.702.120)
Ganancia (pérdida)	(4.733.482)	(136.325.281)	2.336.297	1.170.102	1.926.420	6.820.089
Otro resultado integral	-	-	-	-	(8.273.502)	(4.680.617)
Resultado integral	(4.733.482)	(136.325.281)	2.336.297	1.170.102	(6.347.082)	2.139.472

(*) Al 31 de diciembre de 2015, estas inversiones en negocios conjuntos han sido traspasadas a activos mantenidos para distribuir a los propietarios

Ver anexo 3

c. No existen compromisos y contingencias significativas o restricciones a la disposición de fondos, en compañías asociadas y negocios conjuntos.

15. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.

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

Activos intangibles	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Activos Intangibles netos	981.399.272	1.168.212.056
Servidumbre y Derechos de Agua	27.572.798	44.841.692
Concesiones Neto (1) (*)	905.374.088	1.055.986.162
Costos de Desarrollo	17.805.648	14.833.312
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	2.431.516	2.206.341
Programas Informáticos	28.105.416	49.549.321
Otros Activos Intangibles Identificables	109.806	795.228

Activos intangibles	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Activos Intangibles bruto	1.943.902.048	2.376.332.904
Servidumbre y Derechos de Agua	36.770.284	54.963.685
Concesiones	1.788.421.395	2.135.095.221
Costos de Desarrollo	26.126.552	24.281.499
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	11.285.432	11.465.938
Programas Informáticos	79.169.384	140.953.212
Otros Activos Intangibles Identificables	2.129.001	9.573.349

Activos intangibles	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(962.502.776)	(1.208.120.848)
Activos Intangibles Identificables	(962.502.776)	(1.208.120.848)
Servidumbre y Derechos de Agua	(9.197.486)	(10.121.993)
Concesiones	(883.047.307)	(1.079.109.059)
Costos de Desarrollo	(8.320.904)	(9.448.187)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(8.853.916)	(9.259.597)
Programas Informáticos	(51.063.968)	(91.403.891)
Otros Activos Intangibles Identificables	(2.019.195)	(8.778.121)

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

Empresa titular de la concesión	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Ampla Energia e Serviços S.A. (Distribución)	543.414.668	637.287.020
Companhia Energetica do Ceara S.A. (Distribución)	361.959.420	418.699.142
TOTAL	905.374.088	1.055.986.162

(*) Ver nota 3d.1)

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

Año 2015

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2015	14.833.312	44.841.692	1.055.986.162	2.206.341	49.549.321	795.228	1.168.212.056
Movimientos en activos intangibles identificables							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	5.588.626	317.865	230.687.290	1.208.396	19.091.097	-	256.893.274
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(540.471)	(2.335.864)	(236.814.024)	(303.835)	(3.107.703)	15.908	(243.085.989)
Amortización (1)	(36.351)	(1.152.144)	(74.777.866)	(780.678)	(9.285.111)	(20.145)	(86.052.295)
Pérdida por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (2)	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(1.090.419)	556.721	(62.920.004)	101.292	(264.122)	(201.424)	(63.817.956)
Incrementos (disminuciones) por transferencias	38.538	556.721	-	101.292	(139.831)	(556.720)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(1.128.957)	-	(62.920.004)	-	(124.291)	355.296	(63.817.956)
Disposiciones y retiros de servicio	(949.049)	(80.001)	(6.787.470)	-	(53.972)	-	(7.870.492)
Disposiciones	-	-	-	-	-	-	-
Retiros de servicio	(949.049)	(80.001)	(6.787.470)	-	(53.972)	-	(7.870.492)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios (3)	-	(14.575.471)	-	-	(27.824.094)	(479.761)	(42.879.326)
Total movimientos en activos intangibles identificables	2.972.336	(17.268.894)	(150.612.074)	225.175	(21.443.905)	(685.422)	(186.812.784)
Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2015	17.805.648	27.572.798	905.374.088	2.431.516	28.105.416	109.806	981.399.272

Año 2014

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2014	26.530.426	42.779.382	1.060.466.808	2.205.245	38.718.081	2.860.419	1.173.560.361
Movimientos en activos intangibles identificables							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	3.546.359	1.901.989	184.993.319	1.053.177	17.060.992	-	208.555.836
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	980.172	(856.524)	32.102.724	(155.290)	(506.857)	124.597	31.688.822
Amortización	(3.182.841)	(1.604.192)	(98.940.029)	(992.288)	(7.501.894)	(7.207)	(112.228.451)
Pérdida por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	-	-	(14.948.785)	-	-	-	(14.948.785)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(12.927.088)	2.621.037	(103.283.260)	95.497	2.152.373	(2.182.581)	(113.524.022)
Incrementos (disminuciones) por transferencias	7.870	(433.818)	(556.720)	(23.947)	449.895	556.720	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(12.934.958)	3.054.855	(102.726.540)	119.444	1.702.478	(2.739.301)	(113.524.022)
Disposiciones y retiros de servicio	(113.716)	-	-	-	(373.374)	-	(487.090)
Disposiciones	-	-	-	-	-	-	-
Retiros de servicio	(113.716)	-	-	-	(373.374)	-	(487.090)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (3)	-	-	(4.404.615)	-	-	-	(4.404.615)
Total movimientos en activos intangibles identificables	(11.697.114)	2.062.310	(4.480.646)	1.096	10.831.240	(2.065.191)	(5.348.305)
Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2014	14.833.312	44.841.692	1.055.986.162	2.206.341	49.549.321	795.228	1.168.212.056

(1) (2) Ver nota 30.

(3) Ver nota 5.1.a) y 5.2.

Las principales adiciones a activos intangibles provienen principalmente de Ampla y Coelce sobre inversiones en redes y extensiones para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, las cuales se registran en el rubro de concesiones, de acuerdo a CINIIF 12 (Ver nota 3.d.1).

Las adiciones de activos intangibles relacionadas con las operaciones continuadas ascendieron a M\$ 246.286.301 durante 2015. Por otra parte, la amortización de activos intangibles relacionadas con las Operaciones Continuas ascendió a M\$ 74.944.152, M\$ 106.274.341 y M\$ 90.481.347 por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, respectivamente. (ver Nota 5.1).

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso por un monto de M\$ 10.165.042, M\$ 12.046.728 y M\$ 13.877.942, respectivamente, los cuales corresponden en su totalidad a Operaciones Continuas.

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

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

16. PLUSVALÍA.

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía (fondos de comercio) por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial 01/01/2014 M\$	Incremento/ (Decremento)	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31/12/2014 M\$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios M\$ (2)	Saldo Final 31/12/2015 M\$
Ampla Energia e Serviços S.A.	Ampla Energia e Serviços S.A.	189.172.295	-	5.474.748	194.647.043	(42.267.975)	-	152.379.068
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	2.240.478	-	-	2.240.478	-	(2.240.478)	-
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	11.786.531	-	(740.800)	11.045.731	(1.357.767)	-	9.687.964
Hidroeléctrica el Chocón S.A.	Hidroeléctrica el Chocón S.A.	8.565.202	-	(942.764)	7.622.438	(1.799.525)	-	5.822.913
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (3)(*)	Generación Chile - Sing	4.656.105	-	-	4.656.105	-	(4.656.105)	-
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	43.385.791	-	3.495.841	46.881.632	1.249.194	-	48.130.826
Cachoeira Dourada S.A.	Cachoeira Dourada S.A.	69.364.835	-	2.007.456	71.372.291	(15.498.627)	-	55.873.664
Edegel S.A.A.	Edegel S.A.A.	81.661.135	-	6.579.904	88.241.039	2.351.245	-	90.592.284
Emgesa S.A. E.S.P.	Emgesa S.A. E.S.P.	5.213.757	-	(327.692)	4.886.065	(600.606)	-	4.285.459
Chilectra S.A. (*)	Chilectra S.A.	128.374.362	-	-	128.374.362	-	(128.374.362)	-
Empresa Nacional de Electricidad S.A. (*)	Generación Chile - Sic	731.782.459	-	-	731.782.459	-	(731.782.459)	-
Inversiones Distrilima S.A.	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	12.904	-	1.040	13.944	372	-	14.316
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	880.679	-	25.487	906.166	(196.776)	-	709.390
Compañía Energética Do Ceará S.A.	Compañía Energética Do Ceará S.A.	95.223.795	-	2.755.828	97.979.623	(21.276.460)	-	76.703.163
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) (*)	Inversiones Gasatagama Holding	-	18.737.737	1.466.514	20.204.251	-	(20.204.251)	-
Total		1.372.320.328	18.737.737	19.795.562	1.410.853.627	(79.396.925)	(887.257.655)	444.199.047

(*) Operaciones discontinuadas

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

- (1) Ver nota 2.4.1 y 6.
(2) Ver nota 5.1.a)
(3) Ver nota 17.f) iii)

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

a) Operaciones Continuas:

1.- Ampla Energia e Serviços S.A.

Con fecha 20 de Noviembre de 1996 Enersis Américas S.A y Chilectra S.A., en conjunto con Endesa, S.A. y Electricidad de Portugal adquirieron el control de la sociedad Cerj S.A. (hoy Ampla de Energía) de Río de Janeiro en Brasil. Enersis Américas S.A. y Chilectra S.A. compraron en conjunto un 42% del total de acciones, en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño.

Adicionalmente, con fecha 31 de diciembre del año 2000, Enersis Américas S.A. y Chilectra S.A. compraron el 18,5% alcanzando un total de 60,5% directa e indirectamente.

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

Entre los años 1998 y 1999 Enersis Américas S.A. y Chilectra S.A., en conjunto con Endesa, S.A., adquirieron la Compañía de Distribución Eléctrica del Estado de Ceará (Coelce) en el noreste de Brasil en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño.

3.- Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (Codensa S.A.)

Con fecha 23 de octubre del año 1997, Enersis Américas S.A. y Chilectra S.A. adquirieron en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de la sociedad Colombiana Codensa S.A., empresa que distribuye electricidad en Santa Fé de Bogotá de Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

4.- Hidroeléctrica el Chocón S.A.

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

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

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

6.- Cachoeira Dourada S.A.

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

7.- Edegel S.A.A.

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

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

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

b) Operaciones Discontinuas:

1.- Empresa Eléctrica de Colina Ltda.

Con fecha 30 de septiembre de 1996, Chilectra S.A. adquirió el 100 % de la sociedad Empresa Eléctrica de Colina Ltda. a la sociedad Inversiones Saint Thomas S.A., compañía no relacionada ni directa ni indirectamente con Chilectra S.A.

2.- 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.

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 el 25% de la sociedad San Isidro S.A. (Compra de minoritarios).

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.

4.- Chilectra S.A.

Durante el mes de noviembre del año 2000, Enersis Américas S.A., en licitación pública a través de un poder comprador, adquirió un 25,4% adicional de participación en la filial Chilectra S.A. alcanzando un 99,99 % de la propiedad.

5.- Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile S.A.)

Con fecha 11 de mayo de 1999, Enersis Américas S.A. adquirió un 35% adicional de Endesa Chile alcanzando un 60% de la propiedad de la generadora, mediante licitación pública en la Bolsa de Comercio de Santiago y por compra de acciones en Estados Unidos (30% y 5 % respectivamente).

6.- 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 y 6).

17. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

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\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	5.003.566.633	8.234.215.719
Construcción en Curso	607.250.238	1.735.117.241
Terrenos	100.503.005	106.233.186
Edificios	71.001.964	81.981.704
Planta y Equipo	4.055.483.055	6.097.991.766
Instalaciones Fijas y Accesorios	75.919.162	96.320.714
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	93.409.209	116.571.108

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-12-2015	31-12-2014
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	8.112.003.524	14.301.161.988
Construcción en Curso	607.250.238	1.735.117.241
Terrenos	100.503.005	106.233.186
Edificios	124.231.301	154.431.222
Planta y Equipo	6.986.028.809	11.912.075.769
Instalaciones Fijas y Accesorios	174.119.689	248.884.529
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	119.870.482	144.420.041

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-2015	31-12-2014
	M\$	M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(3.108.436.891)	(6.066.946.269)
Edificios	(53.229.337)	(72.449.518)
Planta y Equipo	(2.930.545.754)	(5.814.084.003)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(98.200.527)	(152.563.815)
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	(26.461.273)	(27.848.933)

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante los ejercicios 2015 y 2014 han sido los siguientes:

Movimientos año 2015	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2015	1.735.117.241	106.233.186	81.981.704	6.097.991.766	96.320.714	116.571.108	8.234.215.719
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	1.068.754.499	48.234.359	(702.915)	3.400.169	11.053.860	1.108.095	1.131.848.067
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(156.856.597)	(7.426.335)	(11.054.890)	(391.213.355)	(11.521.067)	2.429.439	(575.642.805)
Depreciación (2)	-	-	(4.818.708)	(364.968.158)	(16.893.517)	(6.749.401)	(393.429.784)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	(2.522.445)	-	-	12.655.608	-	-	10.133.163
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(1.412.625.340)	21.088.932	19.204.944	1.367.821.944	35.491.552	278.467	31.260.499
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(1.412.281.354)	11.060.086	14.938.905	1.377.186.537	12.022.038	(2.926.212)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(1.412.281.354)	11.060.086	14.938.905	1.377.186.537	12.022.038	(2.926.212)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(343.986)	10.028.846	4.266.039	(9.364.593)	23.469.514	3.204.679	31.260.499
Disponiciones y retiros de servicio	(3.410.468)	(713.987)	(679)	(1.235.840)	(278.404)	(11.051)	(5.650.429)
Disponiciones	-	-	-	-	-	-	-
Retiros	(3.410.468)	(713.987)	(679)	(1.235.840)	(278.404)	(11.051)	(5.650.429)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios (3)	(621.206.652)	(66.913.150)	(13.607.492)	(2.668.969.079)	(38.253.976)	(20.217.448)	(3.429.167.797)
Total movimientos	(1.127.867.003)	(5.730.181)	(10.979.740)	(2.042.508.711)	(20.401.552)	(23.161.899)	(3.230.649.086)
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	607.250.238	100.503.005	71.001.964	4.055.483.055	75.919.162	93.409.209	5.003.566.633

Movimientos 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\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014	1.218.316.396	99.869.574	92.820.775	5.834.476.720	72.898.921	115.416.339	7.433.798.725
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	1.026.011.114	3.081.951	725.802	12.239.464	11.023.265	-	1.053.081.596
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios (1)	10.802.165	3.216.432	-	171.934.310	13.707.484	-	199.660.391
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(63.451.758)	(844.515)	(1.120.737)	(39.565.485)	981.409	7.316.269	(96.684.817)
Depreciación (2)	-	-	(4.983.828)	(341.810.698)	(13.886.933)	(6.269.994)	(366.951.453)
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	(13.770.564)	-	-	(13.770.564)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(452.716.350)	1.211.017	(4.294.709)	475.028.160	14.203.069	108.494	33.539.681
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(474.284.985)	1.249.969	4.152.489	460.761.588	8.816.027	(695.088)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(474.284.985)	1.249.969	4.152.489	460.761.588	8.816.027	(695.088)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	21.568.635	(38.952)	(8.447.198)	14.266.572	5.387.042	803.582	33.539.681
Disponiciones y retiros de servicio	(3.844.326)	(301.273)	(1.165.599)	(540.141)	(2.606.501)	-	(8.457.840)
Disponiciones	(1.566.349)	(238.120)	(1.165.495)	-	(2.511.470)	-	(5.481.434)
Retiros	(2.277.977)	(63.153)	(104)	(540.141)	(95.031)	-	(2.976.406)
Total movimientos	516.800.845	6.363.612	(10.839.071)	263.515.046	23.421.793	1.154.769	800.416.994
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	1.735.117.241	106.233.186	81.981.704	6.097.991.766	96.320.714	116.571.108	8.234.215.719

- (1) Ver nota 2.4.1 y 6.
- (2) Ver nota 30.
- (3) Ver nota 5.1.a)

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

Las principales adiciones a propiedad, planta y equipo son las inversiones en plantas en funcionamiento y los nuevos proyectos por M\$ 1.131.848.067 al 31 de diciembre de 2015 (M\$ 1.053.081.596 al 31 de diciembre 2014). En el negocio de generación destacan las inversiones en la central hidráulica de El Quimbo en Colombia (400 MW), que implica adiciones a diciembre 2015 por M\$ 287.285.701 (M\$ 175.419.903 al 31 de diciembre 2014) y mayores mantenciones a centrales por M\$ 255.844.322 (M\$ 282.263.008 al 31 de diciembre de 2014), mientras que en los negocios de distribución de las grandes inversiones son las extensiones y las inversiones en redes para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, por M\$ 437.227.477 al 31 de diciembre de 2015 (M\$ 393.818.587 al 31 de diciembre 2014).

Las adiciones a propiedad, planta y equipo relacionadas con las operaciones continuadas al 31 de diciembre de 2015 ascienden a M\$ 864.703.125. Por otra parte, la depreciación de propiedad, planta y equipo relacionadas con las operaciones continuadas ascendió a M\$ 245.598.045, M\$ 244.468.409 y M\$ 225.484.794 por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, respectivamente. (ver Nota 5.1).

b) Costos capitalizados

b.1) gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros ascendió a M\$ 75.229.894, M\$ 56.918.667 y M\$ 30.325.539 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, respectivamente, de los cuales M\$ 73.008.564, M\$ 55.101.384 y M\$ 29.326.555 corresponden a Operaciones Continuadas, respectivamente

(ver Nota 33). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y varió en un rango comprendido entre 9,0% y un 10,8% al 31 de diciembre de 2015 (7,5% y 10,8% al 31 de diciembre de 2014).

b.2) Gastos de personal capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso ascendió a M\$ 77.940.280, M\$ 65.229.258 y M\$ 48.087.586 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, respectivamente, de los cuales M\$ 56.936.227, M\$ 43.723.690 y M\$ 33.256.528 corresponden a Operaciones Continuas, respectivamente.

c) Arrendamiento financiero

Al 31 de diciembre de 2015 las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$ 113.626.656, del cual M\$ 93.409.209 son Operaciones Continuas, correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero (M\$ 116.571.108 al 31 de diciembre de 2014).

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	23.011.723	3.343.287	19.668.436	19.830.764	1.707.340	18.123.424
Entre un año y cinco años	44.954.548	5.582.380	39.372.168	78.271.598	11.421.552	66.850.046
Más de cinco años	19.822.444	524.712	19.297.732	17.270.183	459.055	16.811.128
Total	87.788.715	9.450.379	78.338.336	115.372.545	13.587.947	101.784.598

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

1. Edegel S.A.: corresponde a los contratos que financiaron la conversión de la planta termoeléctrica de la Central Ventanilla a ciclo combinado, que la empresa suscribió con el BBVA - Banco Continental, Banco de Crédito del Perú, Citibank del Perú y Banco Internacional del Perú – Interbank . El plazo promedio de dichos contratos es de 8 años, y devengan intereses a una tasa anual de Libor + 1.75 % al 31 de diciembre de 2015. 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).

Los activos en Leasing de las operaciones discontinuadas, provienen principalmente de:

1. Endesa Chile S.A.: corresponde a un contrato por Líneas e Instalaciones de Transmisión Eléctrica (Ralco-Charrúa 2X220 KV), efectuado entre la Empresa y Abengoa Chile S.A.. Dicho contrato tiene una duración de 20 años y devenga intereses a una tasa anual de 6,5%. El importe en libros de estos activos en leasing alcanzan a M\$ 20.217.448 al 31 de diciembre de 2015 (M\$ 21.071.706 al 31 de diciembre de 2014).

d) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 incluyen M\$ 15.872.516 M\$ 21.087.207 y M\$ 18.878.285, respectivamente; de los cuales M\$ 12.449.187, M\$ 14.352.431 y M\$ 10.835.191 corresponden a Operaciones Continuas, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados períodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos fijos en explotación.

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

	31-12-2015	31-12-2014
	M\$	M\$
Menor a un año	15.050.043	13.540.619
Entre un año y cinco años	21.988.822	34.389.527
Más de cinco años	8.565.963	46.504.376
Total	45.604.828	94.434.522

e) Otras informaciones relativas a Operaciones Continuas

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de diciembre de 2015 compromisos de adquisición de bienes de activo fijo por monto de M\$ 462.845.826, del cual M\$ 164.998.373 corresponden a Operaciones Continuas (M\$ 468.173.548 al 31 de diciembre de 2014).

ii) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M\$ 13.903.028 y M\$ 21.952.283, respectivamente, los cuales corresponden en su totalidad a Operaciones Continuas. (ver Nota 36).

iii) La Sociedad y sus filiales extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000 para el caso de las generadoras y de MM€\$50 para las distribuidoras, incluyéndose por estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Adicionalmente la empresa cuenta con seguros de Responsabilidad Civil para enfrentar demandas de terceros por un límite de MM€500. Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro gastos pagados por adelantado.

iv) Nuestra filial argentina Empresa Distribuidora Sur S.A., debido a la demora en el cumplimiento de ciertos puntos contenidos en el Acta de Acuerdo suscrita con el Gobierno Nacional de Argentina, en especial en lo que se refiere al reconocimiento semestral de ajustes de tarifas por el mecanismo de monitoreo de costos (MMC) y la realización de una Revisión Tarifaria Integral (RTI) previstos en dicha Acta, está afectada fuertemente en su equilibrio financiero.

Al cierre del ejercicio 2011, Enersis Américas registro una pérdida por deterioro relacionada a las Propiedades, Plantas y Equipos de Empresa Distribuidora Sur S.A.. Al 31 de diciembre de 2015 el monto registrado es por M\$ 49.848.116 (ver nota 3.e).

v) 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.

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 por valor de M\$ Col 11.945.357 (M\$ 2.693.505), por cuya razón se rechazan.

f) Otras informaciones relativas a Operaciones Discontinuadas

i) La situación de determinados activos, de nuestra filial Endesa Chile, 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 2009 una provisión de deterioro de estos activos por M\$43.999.600, vigente a la fecha.

ii) 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 Construção e Administração de Projetos Ltda."; (iv) la empresa eslovaca Slovenske Energeticke Strojarne 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 sobrecostos 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 US\$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.

iii) Al cierre del ejercicio 2012, nuestra filial Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. ("CELTA"), cuyos activos y pasivos al 31 de diciembre de 2015 han sido reclasificados como mantenidos para ser distribuidos a los propietarios, 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 aprobado una serie de desarrollos regulatorios en el sector energético chileno que, habiéndose evaluado por la compañía, han llevado a la determinación de que todos los activos operativos de Generación en Chile se encontrarían dentro de la misma UGE. A dicho respecto, el análisis realizado se sostiene en el hecho que Endesa Chile, operación discontinuada al 31 de diciembre de 2015, 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. De esta forma, 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 de que existían dos mercados independientes. El nuevo esquema, aprobado en 2015, plantea la interconexión del SIC y el SING, unifica los mercados, y considera la 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, al suponer aquellas un cambio en las estimaciones que originalmente dieron lugar al registro de la pérdida por deterioro. 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 que utiliza la compañía para realizar las pruebas de deterioro (ver nota 3.e).

iv) Al cierre del ejercicio 2014, nuestra filial Endesa Chile S.A. 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.e).

v) 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.

vi) Al 31 de diciembre de 2015, Endesa Chile registró una provisión por deterioro por M\$ 2.522.445 asociada al total de la inversión del 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.

18. PROPIEDAD DE INVERSIÓN.

La composición y movimientos de las propiedades de inversión durante los ejercicios 2015 y 2014 han sido los siguientes:

	Propiedades de Inversión, Bruto	Depreciación Acumulada, Amortización y Deterioro	Propiedades de Inversión, Neto
Propiedades de Inversión, Neto, Modelo del Costo	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014	47.047.605	(2.170.556)	44.877.049
Adiciones	1.463.242	-	1.463.242
Venta de Terrenos	(1.806.675)	-	(1.806.675)
Desapropiaciones relacionada con la venta de subsidiaria (1)	(36.040.698)	-	(36.040.698)
Gasto por depreciación	-	(30.483)	(30.483)
Pérdida por deterioro del valor reconocida en el estado de resultados	-	52.127	52.127
Saldo al 31 de diciembre de 2014	10.663.474	(2.148.912)	8.514.562
Desapropiaciones	(1.724.811)	1.387.042	(337.769)
Gasto por depreciación	-	(25.806)	(25.806)
Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados	-	-	-
Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	(8.938.663)	787.676	(8.150.987)
Saldo final propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2015	-	-	-

(1) Ver nota 2.4.1.

(2) Ver nota 5.1.a)

El precio de venta de los inmuebles vendidos durante el ejercicio 2015 y 2014 ascendió a M\$ 1.800.933 y M\$ 9.363.249, respectivamente.

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2015 ascendió a M\$ 11.113.107. Este valor fue determinado sobre la base de tasaciones independientes.

Al 31 de diciembre de 2015, el valor de mercado de estos inmuebles no ha sufrido variaciones importantes.

La jerarquía de los valores razonables de las propiedades de inversión es la siguiente:

	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Propiedades de Inversión	-	11.113.107	-

Ver Nota 3.h.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el detalle de los ingresos y gastos procedentes de las propiedades de inversión, clasificados como operaciones discontinuadas es el siguiente:

Ingresos y gastos procedentes de las propiedades de inversión	Saldo al		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Ingresos derivados de rentas por arrendamientos provenientes de las propiedades de inversión	163.660	263.643	341.494
Ingresos derivados de plusvalías en la venta provenientes de las propiedades de inversión	1.800.933	9.363.249	16.510.931
Gastos de operación directos procedentes de propiedades de inversión generadoras de ingresos por arrendamientos	(163.767)	(328.590)	(192.963)
Gastos de operación directos procedentes de propiedades de inversión no generadoras de ingresos por arrendamientos	(337.770)	(1.806.675)	(4.315.400)
Total (*)	1.463.056	7.491.627	12.344.062

(*) Ver nota 5.1.c)

No existen contratos para reparaciones, mantenimiento, adquisición, construcción o desarrollo que representan obligaciones futuras para el Grupo al 31 de diciembre de 2015 ni al 31 de diciembre de 2014.

El Grupo tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a que están sujetos los diversos elementos de sus inversiones inmobiliarias, así como las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad, entendiéndose que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos.

19. IMPUESTOS DIFERIDOS.

a. El origen y movimientos de los impuestos diferidos de activos y pasivos registrados al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es:

Impuestos diferidos de Activos	Impuestos diferidos de Activos relativos a							Impuestos Diferidos de Activos
	Depreciaciones Acumuladas	Amortizaciones Acumuladas	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Pérdidas fiscales	Otros	
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	63.763.279	1.506.979	86.266.322	3.103.317	21.132.561	4.851.839	13.013.577	193.637.874
Movimientos								
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(1.969.882)	(620.212)	25.701.841	33.790.833	(4.316.990)	7.868.629	(42.100.049)	18.354.170
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-	-	6.338.161	806.915	-	-	7.145.076
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(7.116.721)	(1.860.738)	(5.404.662)	(9.206.928)	(339.940)	-	(863.778)	(24.792.767)
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenido para distribuir a los propietarios (2)	(4.982.473)	-	(2.687.490)	(422.929)	-	(12.720.468)	(1.503.949)	(22.317.309)
Otros incrementos (decrementos)	(24.516.409)	6.607.405	(76.462.306)	401.995	(1.547.792)	-	32.815.086	(62.702.021)
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	25.177.794	5.633.434	27.413.705	34.004.449	15.734.754	-	1.360.887	109.325.023

Impuestos diferidos de Activos	Impuestos diferidos de Activos relativos a							Impuestos Diferidos de Activos
	Depreciaciones Acumuladas	Amortizaciones Acumuladas	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Pérdidas fiscales	Otros	
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	69.331.028	-	72.196.398	721.942	43.659.516	1.710.288	22.518.595	210.137.767
Movimientos								
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(1.990.390)	(367.726)	5.086.210	(10.571.495)	(28.275.716)	4.860.441	9.600.350	(21.658.326)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-	-	10.357.383	1.074.342	-	(1.084)	11.430.641
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios bajo control común (1)	-	-	879.716	-	-	537.932	974.883	2.392.531
Desinversiones mediante enajenación de negocios	(107.241)	-	(34.403)	-	-	(329.845)	(5.816.292)	(6.287.781)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(1.847.234)	(551.562)	1.904.394	(1.086.184)	(110.140)	-	(2.055.603)	(3.746.329)
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenido para la Venta	-	-	(29.583)	(1.761)	-	(1.448.281)	-	(2.621.895)
Otros incrementos (decrementos)	(1.622.884)	2.426.267	6.263.590	3.683.432	4.784.559	(478.696)	(11.065.002)	3.991.266
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	63.763.279	1.506.979	86.266.322	3.103.317	21.132.561	4.851.839	13.013.577	193.637.874

Impuestos diferidos de Pasivos	Impuestos diferidos de Pasivos relativos a							Impuestos Diferidos de Pasivos
	Depreciaciones Acumuladas	Amortizaciones Acumuladas	Provisiones	Contratos de moneda extranjera	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Otros	
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	427.881.352	-	41.553	-	16.499	163.063	50.259.017	478.361.484
Movimientos								
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	26.238.797	(712.025)	13.122.113	-	488.257	-	37.625.257	76.762.399
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-	-	-	(64.398)	147.605	(200.133)	(116.926)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	4.395.448	-	(1)	-	65.061	5.424	(18.128.150)	(13.662.218)
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenido para distribuir a los propietarios (2)	(233.948.342)	-	(285.255)	-	(679)	-	(792.049)	(235.026.325)
Otros incrementos (decrementos)	(53.222.278)	712.025	(12.861.646)	-	(504.503)	(66.322)	(8.471.075)	(74.413.799)
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	171.344.977	-	16.764	-	237	249.770	60.292.867	231.904.615

Impuestos diferidos de Pasivos	Impuestos diferidos de Pasivos relativos a							Impuestos Diferidos de Pasivos
	Depreciaciones Acumuladas	Amortizaciones Acumuladas	Provisiones	Contratos de moneda extranjera	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Otros	
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	357.404.910	21.169.697	20.220	-	20.818	5.792.725	11.078.520	395.486.890
Movimientos								
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(37.480.718)	(1.281.408)	(24.553.240)	-	(470.394)	(4.687.449)	39.058.137	(29.415.072)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-	-	-	(20.511)	401.237	378	381.104
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios bajo control común (1)	27.088.856	-	-	-	-	-	1.834.311	28.923.167
Desinversiones mediante enajenación de negocios	-	-	-	-	-	-	-	-
Diferencia de conversión de moneda extranjera	18.935.850	1.906.194	(307.279)	-	-	141.446	(2.472.330)	18.203.881
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenido para la Venta	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros incrementos (decrementos)	61.932.454	(21.794.483)	24.881.852	-	486.586	(1.484.896)	760.001	64.781.514
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	427.881.352	-	41.553	-	16.499	163.063	50.259.017	478.361.484

(1) Ver nota 2.4.1 y 6.

(2) Ver nota 5.1.a).

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

b. Al 31 de diciembre de 2015, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 20.342.024 (M\$ 42.776.327 al 31 de diciembre de 2014) Ver nota 3.p.

En relación con las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en filiales y en determinados negocios conjuntos, el Grupo Enersis Américas, 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 temporarias imponibles, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2015 asciende a M\$ 1.840.354.456, de los cuales M\$ 982.946.588 corresponden a operaciones continuas (M\$ 1.922.581.276 al 31 de diciembre de 2014). Por otra

parte, tampoco se han registrado activos por impuestos diferidos en relación con las diferencias temporarias deducibles relativas a inversiones en filiales y en determinados negocios conjuntos para las cuales no se espera que reviertan en un futuro previsible o no se disponga de ganancias fiscales para su utilización. Al 31 de diciembre de 2015 dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a M\$ 3.138.611.507, de los cuales M\$ 2.698.896.553 corresponden a operaciones continuas (M\$ 3.451.816.581 al 31 diciembre de 2014).

Adicionalmente, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles, las cuales al 31 de diciembre de 2015 ascienden a M\$ 57.311.886, monto que en su totalidad corresponde a operaciones continuas (M\$ 79.702.961 al 31 de diciembre de 2014). Lo anterior, debido a que no es probable que existan utilidades fiscales en futuro que permitan recuperar dichas diferencias temporarias.

Las sociedades del grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas inspecciones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. El siguiente es un resumen de los períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Período
Chile	2012-2014
Argentina	2008-2014
Brasil	2009-2014
Colombia	2013-2014
Perú	2010-2014

Debido a las posibles diferentes interpretaciones que pueden darse a las normas tributarias, los resultados de las inspecciones que en el futuro pudieran llevar a cabo las autoridades tributarias para los años sujetos a verificación podrían dar lugar a pasivos tributarios, cuyos montos no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva. No obstante, la Gerencia del Grupo estima que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre los resultados futuros del Grupo.

A continuación se detallan los efectos por impuestos diferidos de los componentes de otros resultados integrales atribuibles tanto a los propietarios de la controladora como a las participaciones no controladoras al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	31 de diciembre de 2015			31 de diciembre de 2014		
	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos Financieros Disponibles para la Venta	(442.864)	(291)	(443.155)	1.849	(1.462)	387
Cobertura de Flujo de Caja	(138.241.392)	36.399.000	(101.842.392)	(145.892.370)	35.887.996	(110.004.374)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	(552.420)	-	(552.420)	13.476.871	-	13.476.871
Ajustes por conversión	(644.537.672)	-	(644.537.672)	4.370.648	-	4.370.648
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	(19.027.368)	6.018.363	(13.009.005)	(36.681.734)	12.694.514	(23.987.220)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	(802.801.716)	42.417.072	(760.384.644)	(164.724.736)	48.581.048	(116.143.688)

c. En Chile, con fecha 29 de septiembre de 2014, se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.780, que introdujo 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.p) 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, Enersis Américas 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 Enersis Américas ascendió a M\$ 62.035.245, disminuyendo el Patrimonio atribuible a los propietarios de la sociedad controladora en M\$ 38.284.524.

d. 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\$ 3.943.235.

e. En Perú, al 31 de diciembre de 2014 y de 2013, 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, 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\$ 24.818.773.

20. 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	617.276.453	1.846.995.721	418.266.381	3.167.948.954
Instrumentos derivados de cobertura (*)	69.545.029	300.871	995.059	114.861.592
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	1.052.026	-	2.544.239	6.286.982
	687.873.508	1.847.296.592	421.805.679	3.289.097.528

(*) ver nota 22.2.a

(**) ver nota 22.2.b

20.1 Préstamos que devengan intereses.

El detalle de corriente y no corriente de este rubro 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	188.121.545	232.626.020	42.325.846	247.216.989
Obligaciones con el público no garantizadas	356.221.587	1.391.715.407	308.925.119	2.565.417.993
Arrendamiento financiero	19.668.436	58.669.900	18.123.424	83.661.174
Otros préstamos	53.264.885	163.984.394	48.891.992	271.652.798
Total	617.276.453	1.846.995.721	418.266.381	3.167.948.954

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 Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31/12/2015 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2015 M\$	Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$							
Perú	US\$	2,40%	Sin Garantía	26.650.675	2.833.429	29.484.104	3.777.906	19.247.361	299.442	-	-	23.324.709
Perú	Soles	5,20%	Sin Garantía	12.712.792	-	12.712.792	2.083.721	22.920.929	-	-	-	25.004.650
Argentina	US\$	13,13%	Sin Garantía	3.899.595	-	3.899.595	-	-	-	-	-	-
Argentina	\$ Arg	37,06%	Sin Garantía	2.693.226	4.809.318	7.502.544	1.080.762	-	-	-	-	1.080.762
Colombia	\$ Col	6,46%	Sin Garantía	32.928.994	76.448.340	109.377.334	29.066.078	-	-	-	63.647.258	92.713.336
Brasil	Real	14,53%	Sin Garantía	9.045.598	16.099.578	25.145.176	30.167.521	30.167.521	30.167.521	-	-	90.502.563
Total				87.930.880	100.190.665	188.121.545	66.175.988	72.335.811	30.466.963	-	63.647.258	232.626.020

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31/12/2014 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2014 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\$							
Chile	US\$	5,98%	Sin Garantía	-	1.007.362	1.007.362	-	-	-	-	-	-
Chile	Ch\$	5,47%	Sin Garantía	1.594	-	1.594	-	-	-	-	-	-
Perú	US\$	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
Perú	Soles	5,41%	Sin Garantía	175.487	-	175.487	-	2.029.640	22.326.036	-	-	24.355.676
Argentina	US\$	13,03%	Sin Garantía	11.451.387	2.126.669	13.578.056	1.022.595	-	-	-	-	1.022.595
Argentina	\$ Arg	33,25%	Sin Garantía	4.304.802	11.794.567	16.099.369	6.999.683	-	-	-	-	6.999.683
Colombia	\$ Col	8,13%	Sin Garantía	-	209.395	209.395	-	-	-	-	77.750.800	77.750.800
Brasil	Real	10,30%	Sin Garantía	9.358	390.065	399.423	-	21.366.273	21.366.273	21.366.273	-	64.098.819
Total				18.414.875	23.910.971	42.325.846	46.650.832	41.246.384	59.947.268	21.621.705	77.750.800	247.216.989

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2015 asciende a M\$ 423.123.934 (M\$ 378.488.796 al 31 de diciembre de 2014). En ambos ejercicios los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (ver Nota 3.h).

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

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.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés		Tipo de Amortización	31 de diciembre de 2015										31 de diciembre de 2014																	
							Efectiva	nominal		Corriente M\$			No Corriente M\$							Corriente M\$			No Corriente M\$														
										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	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	13,58%	13,71%	Al Vencimiento	-	400.960	400.960	7.765.896	7.765.896	7.765.896	-	-	-	-	-	-	23.297.688	-	-	390.065	390.065	390.065	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29.760.165
Extranjero	96.800.570-7 Chilectra S.A.	Chile	97.004.000-0	Líneas de crédito	Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	Otra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	133	-	-	133	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
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 Crédito del Perú	Perú	US\$	2,17%	2,06%	Trimestral	244.599	601.653	846.252	802.204	18.049.594	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,25%	3,07%	Trimestral	458.314	1.333.451	1.791.765	1.777.935	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.033.296	
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,48%	3,40%	Trimestral	328.118	898.325	1.226.443	1.197.767	1.197.767	299.442	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.320.658
Extranjero	Cien S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	3,49%	3,51%	Mensual	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Itaú Brasil	Brasil	Real	14,39%	14,68%	Semestral	-	1.128.884	1.128.884	8.960.650	8.960.650	8.960.650	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34.338.654	
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	13,72%	13,97%	Annual	-	14.569.734	14.569.734	13.440.975	13.440.975	13.440.975	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Brasil	Real	13,80%	15,76%	Otra	9.045.598	-	9.045.598	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
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\$	1,08%	1,06%	Al Vencimiento	25.619.644	-	25.619.644	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21.839.736	
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	6,90%	6,73%	Trimestral	28.776	-	28.776	2.083.721	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.029.640	
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,83%	5,71%	Trimestral	95.383	-	95.383	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.262.243	
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	14.718	-	14.718	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.044.460	
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	23.807	-	23.807	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.074.099	
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	15.918	-	15.918	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.871.135	
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	14.416	-	14.416	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.074.099	
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	4,67%	4,59%	Trimestral	12.519.774	-	12.519.774	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad de Buenos Aires	Argentina	\$ Arg	34,64%	30,07%	Mensual	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itaú Argentina	Argentina	\$ Arg	38,20%	32,79%	Mensual	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Provincia de Buenos Aires	Argentina	\$ Arg	35,36%	30,67%	Mensual	83.049	-	83.049	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	29,74%	26,91%	Trimestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	45,20%	37,88%	Trimestral	169.444	274.065	443.509	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	ICB Argentina	Argentina	\$ Arg	34,06%	29,50%	Trimestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	8,39%	8,22%	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	8,27%	8,11%	Al Vencimiento	135.920	3.353.778	3.489.698	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá	Colombia	\$ Col	8,30%	8,14%	Al Vencimiento	48.510	1.192.454	1.240.964	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AV VILLAS	Colombia	\$ Col	6,06%	5,93%	Al Vencimiento	11.038.653	-	11.038.653	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Citibank Colombia	Colombia	\$ Col	5,75%	6,01%	Al Vencimiento	5.169.932	-	5.169.932	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	6,30%	6,16%	Al Vencimiento	361.969	27.472.753	27.834.722	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá	Colombia	\$ Col	6,84%	6,66%	Al Vencimiento	13.251.721	-	13.251.721	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	\$ Col	5,87%	5,70%	Al Vencimiento	-	20.318.330	20.318.330	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	\$ Col	5,93%	5,76%	Al Vencimiento	-	13.509.598	13.509.598	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	\$ Col	5,65%	5,50%	Al Vencimiento	-	10.462.152	10.462.152	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	The Bank Of Tokyo	Colombia	\$ Col	7,02%	6,90%	Al Vencimiento	-	139.275	139.275	29.066.078	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Davivienda	Colombia	\$ Col	6,30%	6,15%	Al Vencimiento	2.922.289	-	2.922.289	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgasa Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	34,23%	32,75%	Al Vencimiento	438.505	-	438.505	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-4	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	B.N.P. Paribas	E.E.U.U.	US\$	6,32%	5,98%	Semestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
91.081.000-4	Endesa Chile S.A.	Chile	97.004.000-0	Banco Santander	Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	Mensual	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	51,46%	42,24%	Al Vencimiento	-	714.6																										

20.2 Obligaciones con el Público No Garantizadas

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

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

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente						
				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\$	7,00%	Sin Garantía	-	179.552.878	179.552.878	-	-	-	-	-	609.317	609.317
Chile	U.F.	5,75%	Sin Garantía	-	3.417.313	3.417.313	3.546.564	3.750.488	3.966.142	4.194.193	6.097.254	21.554.641	21.554.641
Perú	US\$	6,50%	Sin Garantía	1.025.402	14.223.478	15.248.880	-	7.111.739	5.807.446	7.111.739	7.111.739	27.142.663	27.142.663
Perú	Soles	6,44%	Sin Garantía	11.874.390	9.345.624	21.220.014	20.628.837	-	44.799.999	27.088.371	123.043.719	215.560.926	215.560.926
Colombia	\$ Col	10,81%	Sin Garantía	60.132.757	-	60.132.757	125.441.571	107.284.492	80.913.285	53.852.881	551.735.058	919.227.287	919.227.287
Brasil	Real	15,64%	Sin Garantía	-	76.649.745	76.649.745	87.811.094	79.034.498	40.774.981	-	-	207.620.573	207.620.573
Total				73.032.549	283.189.038	356.221.587	237.428.066	197.181.217	176.261.853	92.247.184	688.597.087	1.391.715.407	1.391.715.407

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	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\$	7,17%	Sin Garantía	10.600.825	124.464.832	135.065.657	153.936.502	-	-	-	420.471.172	574.407.674
Chile	U.F.	5,57%	Sin Garantía	1.523.693	8.154.883	9.678.576	8.345.041	8.530.345	8.726.297	31.321.793	272.880.640	329.804.116
Perú	US\$	6,59%	Sin Garantía	4.852.113	-	4.852.113	12.133.186	-	6.066.593	4.953.980	12.133.186	35.286.945
Perú	Soles	6,57%	Sin Garantía	7.369.056	23.437.141	30.806.197	17.292.530	20.093.432	-	29.429.775	146.235.538	213.051.275
Colombia	\$ Col	8,16%	Sin Garantía	92.570.006	-	92.570.006	36.963.495	142.924.458	122.313.646	92.241.270	690.301.242	1.084.744.111
Brasil	Real	12,55%	Sin Garantía	-	35.952.570	35.952.570	80.341.173	104.952.742	93.563.508	49.266.449	-	328.123.872
Total				116.915.693	192.009.426	308.925.119	309.011.927	276.500.977	230.670.044	207.213.267	1.542.021.778	2.565.417.993

20.3 Obligaciones con el Público Garantizadas

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 no existen obligaciones con el Público garantizadas.

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las obligaciones con el público corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2015 asciende a M\$ 1.768.663.119 (M\$ 3.207.640.549 al 31 de diciembre de 2014). Para ambos períodos, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver nota 3 h)). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 3 g.4).

20.4 Deuda de cobertura.

De la deuda en dólares estadounidenses del Grupo, al 31 de diciembre de 2015, M\$ 933.447.012 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar, de los cuales M\$ 119.366.828 corresponden a Operaciones Continuas (M\$ 761.130.114 al 31 de diciembre de 2014) (véase Nota 3.n).

El movimiento al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 en el rubro “Reservas de coberturas de flujo de caja” por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	31-12-2015	31-12-2014	31-12-2013
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	(38.783.599)	2.415.439	37.372.801
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(44.992.798)	(31.401.584)	(24.792.601)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	3.172.291	(10.086.797)	(10.087.806)
Diferencias de conversión	(81.479)	289.343	(76.955)
Traspaso a activos para su disposición mantenidos para distribuir a los propietarios	74.953.393	-	-
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	(5.732.192)	(38.783.599)	2.415.439

20.5 Otros aspectos.

Al 31 de diciembre de 2015 el Grupo Enersis Américas disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional, por M\$ 34.332.376 (M\$ 173.337.192 al 31 de diciembre de 2014).

21. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.

Las empresas del Grupo Enersis están expuestas a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos por el Grupo en el establecimiento de su política de gestión de los riesgos destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo del Grupo.
- Cada negocio y área corporativa define:
 - I. Los mercados en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
 - II. Criterios sobre contrapartes.
 - III. Operadores autorizados.
- Los negocios y áreas corporativas establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- Todas las operaciones de los negocios y áreas corporativas se realizan dentro de los límites aprobados en cada caso.
- Los negocios, áreas corporativas, líneas de negocio y empresas establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de Enersis.

21.1 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 58% 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 Enersis según tasa de interés fija 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	58%	72%
Tasa de interés variable	42%	28%
Total	100%	100%

21.2 Riesgo de tipo de cambio.

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

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos a realizar por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.
- Flujos desde filiales en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio del Grupo Enersis es en base a flujos de caja y contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US\$ y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio. Igualmente, la política busca refinanciar deuda en la moneda funcional de cada compañía.

21.3 Riesgo de commodities.

El Grupo Enersis Américas podría encontrarse expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos "commodities", fundamentalmente a través de:

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

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, el Grupo ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres, 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 la generación eléctrica, hidrología y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 31 de diciembre de 2015 no habían operaciones de cobertura. Al 31 de Diciembre de 2014 no habían operaciones de cobertura.

21.4 Riesgo de liquidez.

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

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros (ver notas 19, 21 y anexo 5).

Al 31 de diciembre de 2015, el Grupo Enersis Américas presenta una liquidez de M\$ 1.185.163.344 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 34.332.376 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2014, el Grupo Enersis Américas tenía una liquidez de M\$ 1.571.759.564 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 173.337.192 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

21.5 Riesgo de crédito.

El Grupo Enersis Américas realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos. Lo anterior es aplicable tanto para nuestro negocio de generación como de distribución de electricidad.

En nuestra línea de negocio de generación de electricidad, en algunos países, frente a falta de pago es posible proceder al corte del suministro, y en casi todos los contratos se establece como causal de término de contrato el incumplimiento de pago. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito y se miden los montos máximos expuestos a riesgo de pago que, como está dicho, son limitados.

En el caso de nuestras empresas de distribución de electricidad, el corte de suministro, en todos los casos, es una potestad de nuestras compañías ante incumplimientos de parte de nuestros clientes, la que se aplica de acuerdo a la regulación vigente en cada país, lo que facilita el proceso de evaluación y control del riesgo de crédito, que por cierto también es limitado.

Activos de carácter financiero:

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea (con calificación de riesgo equivalente a grado de inversión, en la medida de lo posible) con límites establecidos para cada entidad.

En la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan calificación investment grade, considerando las tres principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

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

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

21.6 Medición del riesgo.

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

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

- Deuda Financiera.
- Derivados de cobertura para Deuda.

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

- Tasa de interés Libor del dólar estadounidense.
- Las distintas monedas en las que operan nuestras compañías, los índices locales habituales de la práctica bancaria.
- Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la extrapolación de escenarios futuros (a un trimestre) de los valores de mercado de las variables de riesgo en función de escenarios basados en observaciones reales para un mismo período (trimestre) durante cinco años.

El Valor en Riesgo a un trimestre con un 95% de confianza se calcula como el percentil del 5% más adverso de las posibles variaciones trimestrales.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre, de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a M\$ \$ 84.347.418.-

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.

22. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.

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

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

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

31 de diciembre de 2014						
	Activos financieros mantenidos para negociar M\$	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Instrumentos derivados	7.061.715	-	-	-	-	1.414.588
Otros activos de carácter financiero	-	52.677.337	38.301.763	1.700.128.243	-	-
Total Corriente	7.061.715	52.677.337	38.301.763	1.700.128.243	-	1.414.588
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	4.306.227	-
Instrumentos derivados	22.002	-	-	-	-	7.229.290
Otros activos de carácter financiero	-	-	26.340.396	292.128.280	492.923.605	-
Total No Corriente	22.002	-	26.340.396	292.128.280	497.229.832	7.229.290
Total	7.083.717	52.677.337	64.642.159	1.992.256.523	497.229.832	8.643.878

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

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

	31 de diciembre de 2014		
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados financieros de cobertura
	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	-	418.266.381	-
Instrumentos derivados	2.544.239	-	995.059
Otros pasivos de carácter financiero	-	2.432.557.572	-
Total Corriente	2.544.239	2.850.823.953	995.059
Préstamos que devengan interés	-	3.167.948.954	-
Instrumentos derivados	6.286.982	-	114.861.592
Otros pasivos de carácter financiero	-	159.385.521	-
Total No Corriente	6.286.982	3.327.334.475	114.861.592
Total	8.831.221	6.178.158.428	115.856.651

22.2 Instrumentos derivados.

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

La compañía clasifica sus coberturas en:

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

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 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\$
Cobertura de tipo de interés:	908.115	978.556	11.177	300.871	193.246	3.533.655	14.637	582.788
Cobertura flujos de caja	908.115	978.556	11.177	300.871	193.246	3.533.655	14.637	582.788
Cobertura de tipo de cambio:	264.010	-	69.533.852	-	1.221.342	3.695.636	980.421	114.278.805
Cobertura de flujos de caja	264.010	-	69.533.852	-	1.221.342	3.695.636	980.421	114.278.805
TOTAL	1.172.125	978.556	69.545.029	300.871	1.414.588	7.229.291	995.058	114.861.593

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

A continuación se detallan los instrumentos de 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 31-12-2015	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2014
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	1.574.623	3.129.476
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(69.269.842)	(110.342.248)

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

En las coberturas de valor razonable el monto registrado en el estado de resultados del instrumento derivado y su partida subyacente ha sido la siguiente:

	31 de diciembre de 2015		31 de diciembre de 2014		31 de diciembre de 2013	
	Ingresos	Gastos	Ingresos	Gastos	Ingresos	Gastos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Instrumento derivado	-	-	610.861	-	697.443	-
Partida subyacente	-	-	-	1.090.341	-	1.556.853
TOTAL	-	-	610.861	1.090.341	697.443	1.556.853

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	Pasivo	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
	Corriente	Corriente	No Corriente	No Corriente	Corriente	Corriente	No Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Instrumentos derivados de no cobertura	4.427.286	1.052.026	-	-	7.061.715	2.544.239	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 nominales o contractuales:

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

Derivados financieros	31 de diciembre 2014						
	Valor razonable	Valor nominal					
		Antes de 1 Año	1 - 2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cobertura de tipo de interés:	3.129.476	19.580.330	46.306.386	34.138.973	-	-	100.025.689
Cobertura de flujos de caja	3.129.476	19.580.330	46.306.386	34.138.973	-	-	100.025.689
Cobertura de tipo de cambio:	(110.342.248)	7.029.775	233.262.249	-	-	260.451.370	500.743.394
Cobertura de flujos de caja	(110.342.248)	7.029.775	233.262.249	-	-	260.451.370	500.743.394
Derivados no designados contablemente de cobertura	(1.747.504)	133.409.820	46.908.791	45.078.924	19.426.499	-	244.824.034
TOTAL	(108.960.276)	160.019.925	326.477.426	79.217.897	19.426.499	260.451.370	845.593.117

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

22.3 Jerarquías del valor razonable.

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

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

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:			
	31-12-2014 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	8.643.878	-	8.643.878	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	7.083.717	-	7.083.717	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	52.677.337	52.677.337	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	492.954.649	31.044	492.923.605	-
Total	561.359.581	52.708.381	508.651.200	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	115.856.651	-	115.856.651	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	8.831.221	-	8.831.221	-
Total	124.687.872	-	124.687.872	-

22.3.1 Instrumentos financieros cuya valorización a valor razonable califica con nivel 3.

La compañía realizó 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, 2014 y 2013.

23. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.

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\$
Acreedores comerciales	459.144.350	822.851.379	2.247.156	7.147.088
Otras cuentas por pagar	993.679.857	1.466.025.571	281.297.098	152.238.433
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.452.824.207	2.288.876.950	283.544.254	159.385.521

El detalle de 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\$	Uno a cinco años	
			31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Proveedores por compra de energía (1)	420.027.375	762.931.782	2.247.156	7.147.088
Proveedores por compra de combustibles y gas	39.116.975	59.919.597	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	570.627.472	792.235.405	208.653.963	111.531.445
Dividendos por pagar a participaciones no controladoras	106.531.865	327.360.126	-	-
Multas y reclamaciones (2)	94.165.502	98.470.156	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	12.867.918	18.071.828	17.940.704	24.157.710
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	41.337.748	66.919.568	2.648.714	7.304.354
IVA Debito Fiscal	43.676.292	30.612.286	39.465.249	-
Contrato Mitsubishi (LTSA)	15.390.966	34.214.611	-	-
Obligaciones programas sociales	18.768.357	12.869.529	-	-
Intereses por pagar con acreedores comerciales	66.768.001	44.497.783	-	-
Otras cuentas por pagar	23.545.736	40.774.279	12.588.468	9.244.924
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.452.824.207	2.288.876.950	283.544.254	159.385.521

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en nota 21.4.

(1) Incluye M\$ 114.103.977 en el pasivo adeudado a Cammesa por nuestra filial Argentina Edesur. Este pasivo se presenta neto de la cuenta por cobrar reconocida por Edesur producto de la aplicación de la resolución N° 250/13 - Mecanismo de Monitoreo de Costo (MMC), complementada con resolución N° 32/2015. Esta resolución instruyó a CAMMESA a emitir Liquidación de Ventas con Fechas de Vencimiento a Definir (LVFVD) a favor de Edesur para cuentas por cobrar y aceptar estas LVFVD como parte de pago de las deudas de Edesur.

(2) Corresponde principalmente a multas y reclamaciones del ejercicio actual y anteriores que nuestra filial argentina Edesur S.A. ha recibido del ente regulador por calidad de servicio comercial, calidad del producto técnico y seguridad vía pública. Estas multas no se han cancelado, ya que algunas están suspendidas por el Acta Acuerdo firmada en el año 2007 con el Gobierno Argentino y otras están a la espera de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) (ver nota 4.2).

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

24. 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	31-12-2014	31-12-2015	31-12-2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
Por reclamaciones legales	42.090.525	58.620.425	144.855.586	165.347.715
Por desmantelamiento o restauración (1)	750.345	568.465	6.328.957	31.647.729
Provisión Medio Ambiente	73.381.544	9.675.454	31.880.082	248.397
Otras provisiones	11.076.762	21.358.340	783.659	-
Total	127.299.176	90.222.684	183.848.284	197.243.841

ii) Ver nota 3a

El calendario y montos que se espera desembolsar por estas provisiones son inciertos y dependen de la resolución de materias específicas relacionadas con cada una de ellas.

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

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones (3)	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Movimientos en Provisiones				
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	223.968.140	32.216.194	31.282.191	287.466.525
Provisiones Adicionales	-	-	-	-
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	22.857.949	24.158.277	106.100.964	153.117.190
Provisión Utilizada	(25.239.603)	(7.275)	(12.262.416)	(37.509.294)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	31.412.199	2.031.788	23.054.386	56.498.373
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(32.537.015)	(234.141)	(24.082.348)	(56.853.504)
Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios (2)	(14.829.363)	(51.085.541)	(6.530.431)	(72.445.335)
Otro Incremento (Decremento)	(18.686.196)	-	(440.299)	(19.126.495)
Total Movimientos en Provisiones	(37.022.029)	(25.136.892)	85.839.856	23.680.935
Saldo al 31 de diciembre de 2015	186.946.111	7.079.302	117.122.047	311.147.460
Movimientos en Provisiones				
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	221.031.705	24.109.594	36.135.417	281.276.716
Provisiones Adicionales	-	6.857.384	-	6.857.384
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	46.561.327	15.850	25.802.254	72.379.431
Provisión Utilizada	(41.501.294)	-	(9.941.920)	(51.443.214)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	13.396.466	1.135.525	33.735.093	48.267.084
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	2.742.310	97.841	(8.494.789)	(5.654.638)
Otro Incremento (Decremento)	(18.262.374)	-	(45.953.864)	(64.216.238)
Total Movimientos en Provisiones	2.936.435	8.106.600	(4.853.226)	6.189.809
Saldo Final al 31 de diciembre de 2014	223.968.140	32.216.194	31.282.191	287.466.525

(2) Ver nota 5.1.a)

(3) Corresponde principalmente a provisiones por pasivos medio ambientales relacionadas con el proyecto El Quimbo en Colombia (400 MW) por MCh\$103.841.534.

25. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.

25.1 Aspectos generales:

Enersis Américas y algunas de sus filiales radicadas en Chile, Brasil, Colombia, Perú y Argentina otorgan diferentes planes de beneficios post empleo bien a todos o a una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la nota 3. m.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

a) Beneficios de prestación definida:

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

b) Otros Beneficios

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

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

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

c) Beneficios de aportación definida:

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

25.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

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

Cuentas contables:

	Saldo al	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Obligaciones post empleo	187.270.474	269.930.412
Total Pasivo	187.270.474	269.930.412
Total Obligaciones Post Empleo, neto	187.270.474	269.930.412

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al	
	31-12-2015	31-12-2014
	M\$	M\$
Obligaciones post empleo	428.066.630	588.148.279
(-) Plan de activos (*)	(284.231.299)	(368.008.708)
Total	143.835.331	220.139.571
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	22.057.178	33.710.733
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	21.377.965	16.080.108
Total Obligaciones Post Empleo, neto	187.270.474	269.930.412

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

(**) En Coelce, actualmente ciertos planes de pensiones, presentan un superávit actuarial por un monto de M\$ 22.057.178 al 31 de diciembre de 2015 (M\$33.710.733 a diciembre de 2014), este superávit actuarial no fue reconocido como un activo, de acuerdo con la CINIIF 14 – El Límite de un Activo por Beneficios Definidos, Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción, ya que de acuerdo a las reglas de la Seguridad Social complementaria (SPC) - Resolución CGPC 26/2008, la plusvalía sólo puede ser utilizada por el patrocinador si la reserva para contingencia, en el balance de la Fundación, es reconocida por su porcentaje máximo (25% de las reservas), para garantizar la estabilidad financiera del plan en función de la volatilidad de estas obligaciones. Superando este límite, el excedente podrá ser utilizado por el patrocinador para reducir las aportaciones futuras o ser reembolsado al patrocinador. Para Coelce, esta proporción es inferior al 5% al 31 de diciembre de 2015.

(***) En Ampla, y de acuerdo a lo establecido por la CINIIF 14 – El Límite de un Activo por Beneficios Definidos, la Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción, se ha registrado un monto de M\$ 21.377.965 al 31 de diciembre de 2015 (M\$16.080.108 a diciembre de 2014) correspondiente a los contratos de deuda actuariales que la empresa firmó con Brasileiros (Institución de fondos de pensiones exclusivos para empleados y personal jubilado de Ampla), en vista de equiparar los déficit de ciertos planes de pensiones, ya que el patrocinador asume las responsabilidades de estos planes, de acuerdo con la legislación vigente.

A continuación se presenta el saldo registrado en el estado de situación financiera consolidado como consecuencia de la diferencia entre el pasivo actuarial por los compromisos de prestación definida y el valor razonable de los activos afectos al 31 de diciembre de 2015 y al cierre de los cuatro ejercicios anteriores:

	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Pasivo Actuarial	428.066.630	588.148.279	521.850.486	628.823.491	592.212.012
Activos Afectos	(284.231.299)	(368.008.708)	(322.830.274)	(393.880.165)	(366.137.888)
Diferencia	143.835.331	220.139.571	199.020.212	234.943.326	226.074.124
Limitación no reconocida debido al límite de los Activos del Plan	22.057.178	33.710.733	39.494.779	21.218.042	43.278.951
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	21.377.965	16.080.108	-	-	-
Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial	187.270.474	269.930.412	238.514.991	256.161.368	269.353.075

- b) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2015 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	7.092.780	4.513.850	4.462.712
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	56.568.888	59.981.707	54.773.138
Ingresos por intereses activos del plan	(38.428.236)	(42.145.223)	(37.219.214)
Costos de Servicios Pasados	(523)	667.153	-
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	3.619.155	5.348.952	2.422.955
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	28.852.064	28.366.439	24.439.591
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	19.027.368	36.681.734	(6.351.518)
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	47.879.432	65.048.173	18.088.073

c) La presentación del pasivo actuarial neto al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente

Pasivo Actuarial Neto	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	238.514.991
Costo Neto por Intereses	23.185.436
Costos de los Servicios en el Período	5.181.003
Beneficios Pagados en el Período	(15.957.887)
Aportaciones del Período	(17.998.323)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	26.435.894
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	22.302.042
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(13.293.908)
Cambios del Límite del Activo	(12.687.133)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	16.080.108
Transferencias a Mantenedos para la Venta	(102.423)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	1.297.048
Diferencias de Conversión	(3.026.436)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	269.930.412
Costo Neto por Intereses	21.759.807
Costos de los Servicios en el Período	7.092.780
Beneficios Pagados en el Período	(19.628.639)
Aportaciones del Período	(15.322.998)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(41.003.639)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	33.191.124
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	25.577.816
Cambios del Límite de Activo	(8.365.724)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	9.627.791
Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios (*)	(55.023.456)
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(523)
Diferencias de Conversión	(40.564.277)
Pasivo Actuarial Neto Final al 31 de diciembre de 2015	187.270.474

(*) Ver nota 5.1.a)

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

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	521.850.486
Costo del servicio corriente	4.513.850
Costo por intereses	59.981.707
Aportaciones efectuadas por los participantes	513.813
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	26.435.894
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	22.302.042
Diferencia de conversión de moneda extranjera	2.634.240
Contribuciones pagadas	(51.945.531)
Costo de servicio pasado	-
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	667.153
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	1.297.048
Transferencias del personal	(102.423)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	588.148.279
Costo del servicio corriente (*)	7.092.780
Costo por intereses (*)	56.568.888
Aportaciones efectuadas por los participantes	453.243
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras (*)	(41.003.639)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia (*)	33.191.124
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(108.872.703)
Contribuciones pagadas	(52.487.363)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	(523)
Traspaso a pasivo mantenidos para distribuir a los propietarios	(55.023.456)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	428.066.630

(*) Los costos del servicio corriente del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M\$9.609.364 (M\$7.571.331 al 31 de diciembre 2014). Los costos por intereses del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M\$19.459.863 (M\$21.046.393 al 31 de diciembre 2014). La pérdida actuarial neta de los planes definidos del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M\$13.381.836 (M\$23.988.874 al 31 de diciembre 2014).

Al 31 de diciembre de 2015, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 0,72% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (9,58% a 31 de diciembre de 2014), en un 80,5% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (74,97% a 31 de diciembre de 2014), en un 15,01% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (12,81% a 31 de diciembre 2014), en un 3,16% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (2,18% a 31 de diciembre de 2014) y el 0,61% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,46% al 31 de diciembre de 2014).

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

Valor razonable del plan de activos	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	(322.830.274)
Ingresos por intereses	(42.145.223)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(13.293.908)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(7.214.811)
Aportaciones del empleador	(17.998.323)
Aportaciones pagadas	(513.813)
Contribuciones pagadas	35.987.644
Saldo al 31 de diciembre de 2014	(368.008.708)
Ingresos por intereses	(38.428.236)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	25.577.816
Diferencia de conversión de moneda extranjera	79.545.346
Aportaciones del empleador	(15.322.998)
Aportaciones pagadas	(453.243)
Contribuciones pagadas	32.858.724
Saldo al 31 de diciembre de 2015	(284.231.299)

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

Categoría de los Activos del Plan	31-12-2015		31-12-2014	
	M\$	%	M\$	%
Acciones (renta variable)	35.173.904	12%	46.892.034	13%
Activos de renta fija	210.347.356	74%	270.067.933	73%
Inversiones inmobiliarias	33.391.752	12%	41.758.489	11%
Otros	5.318.287	2%	9.290.252	3%
Total	284.231.299	100%	368.008.708	100%

Los planes de beneficios de retiro y fondos de pensiones mantenidos por nuestras filiales brasileñas, Ampla y Coelce, mantienen inversiones determinadas por resolución del Consejo Monetario Nacional, clasificadas en activos de renta fija, acciones e inversiones inmobiliarias. Las inversiones en renta fija son predominantemente invertidas en Bonos federales. Respecto a las inversiones en acciones, Faelce (una institución proveedora de fondos de pensiones exclusivamente para empleados y personal jubilado de Coelce) mantiene acciones comunes de Coelce, mientras que Brasiletros (una institución similar para los empleados de Ampla) mantiene acciones en fondos de inversiones con un portafolio transado en Bovespa (Bolsa de comercio de São Paulo). Finalmente, con respecto a las inversiones inmobiliarias, ambas fundaciones tienen propiedades que actualmente son arrendadas por Ampla y Coelce.

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

	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Acciones	1	2
Inmuebles	16.535.844	24.699.453
Total	16.535.845	24.699.455

g) Conciliación Techo del activo:

Conciliación Techo del Activo		M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014		39.494.779
Intereses de Activo no reconocidos		5.348.952
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo		(12.687.133)
Diferencias de Conversión		1.554.135
Saldo al 31 de diciembre de 2014		33.710.733
Intereses de Activo no reconocidos		3.619.155
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo		(8.365.724)
Diferencias de Conversión		(6.906.986)
Total Techo del Activo al 31 de diciembre de 2015		22.057.178

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		Brasil		Colombia		Argentina		Peru	
	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
Tasas de descuento utilizadas	5,00%	4,60%	14,02% - 14,21%	12,52%	7,25%	7,04%	5,50%	5,50%	7,60%	6,35%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,00%	4,00%	9,69%	9,18%	4,20%	4,00%	0,00%	0,00%	3,00%	3,00%
Tablas de mortalidad	RV -2009	RV -2009	AT 2000	AT 2000	RV 2008	RV 2008	RV 2004	RV 2004	RV 2009	RV 2009

- 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\$ 32.618.877 (M\$ 46.833.941 al 31 de diciembre de 2014) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$ 38.040.654 (M\$ 56.665.239 al 31 de diciembre de 2014) en caso de una baja de la tasa en esos 100 puntos básicos.

- Aportación definida:**

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida, se registran directamente en el rubro "gastos de personal" en el estado de resultados consolidados. Los montos registrados por este concepto al 31 de diciembre de 2015 han ascendido a M\$ 4.799.333 (M\$ 4.700.327 al 31 de diciembre de 2014). Estos montos corresponden en su totalidad a operaciones continuadas.

- Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el próximo año asciende a M\$ 29.571.693.

- Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones del Grupo corresponde a 8,98 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 5 y más años es como sigue:

Años	M\$
1	40.598.743
2	35.861.547
3	36.618.624
4	36.802.319
5	36.713.859
más de 5	187.371.678

26. PATRIMONIO.

26.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

26.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

En Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis Américas celebrada el 20 de diciembre de 2012, se aprobó aumentar el capital en M\$ 2.844.397.890, dividido en 16.441.606.297 acciones de pago nominativas ordinarias de una misma serie, sin preferencia y sin valor nominal.

Las formas de pago de dichas acciones fueron las siguientes:

- a) Con un aporte no dinerario de Endesa, S.A. por un monto total de M\$ 1.724.400.000 que corresponde a 9.967.630.058 acciones de Enersis Américas, a un precio de \$ 173 por acción.

Para mayor detalle les de las participaciones aportadas por Endesa, S.A., ver Nota 6.

- b) Con aporte en efectivo de participaciones no controladoras a un precio de \$173 pesos chilenos por cada acción de pago.

Durante el período de opción preferente de suscripción de acciones, desde el 25 de febrero al 26 de marzo de 2013, se suscribieron y pagaron un total de 16.284.562.981 acciones, equivalente a un 99,04% del total de acciones autorizadas, quedando un total de 157.043.316 acciones no suscritas. De las acciones suscritas y pagadas 9.967.630.058 acciones correspondieron a Endesa, S.A. y 6.316.932.923 acciones a participaciones no controladoras, dentro de los cuales 1.675.441.700 se suscribieron en Estados Unidos (33.508.834 ADR).

Con fecha 28 de marzo de 2013, se procedió al remate del remanente de 157.043.316 acciones por colocar, que fueron adjudicadas a un precio de \$182,3 pesos. El monto total recaudado en el remate fue de M\$ 28.628.996, que incluye un sobreprecio de colocación de acciones de M\$1.460.503.

Con lo anterior, el capital de Enersis Américas al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 asciende a M\$ 5.804.447.986 y está representado en 49.092.772.762 de acciones.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, todas las acciones emitidas por Enersis Américas están suscritas y pagadas y admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores de Valparaíso, y Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE).

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

El sobreprecio en colocación de acciones generado durante el proceso de aumento de capital concretado en 2013, que ascendió a M\$ 1.460.503 según se señala más arriba, absorbió una parte de los gastos en la emisión y colocación de acciones generados en el proceso. (ver nota 26.5.c).

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

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

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

26.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 16 de abril de 2013, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el dividendo provisorio N°86), y un dividendo adicional, que ascendieron a un total de \$4,25027 por acción. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N°86 fue pagado con anterioridad, se procedió a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°87 ascendente a \$3,03489 por acción.

Con fecha 26 de noviembre de 2013 el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 31 de enero de 2014 un dividendo provisorio N°88 de \$1,42964 por acción con cargo a los resultados del ejercicio 2013, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre 2013, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente.

En junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 23 de abril de 2014, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el Dividendo Provisorio N° 88, de \$1,42964 por acción), y un dividendo adicional, que ascendieron a un total de \$ 329.257.075.000, equivalente a \$6,70683 por acción. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N° 88 fue pagado con anterioridad, se procedió a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N° 89 ascendente a \$ 259.071.983.050, que equivale a \$ 5,27719 por acción.

Con fecha 25 de noviembre de 2014 el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 30 de enero de 2015 un dividendo provisorio N° 90 de \$0,83148 por acción con cargo a los resultados estatutarios del ejercicio 2014, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre 2014, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 28 de abril de 2015, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el Dividendo Provisorio N°90, de \$0,83148 por acción), y un dividendo adicional, que sumados ascienden a un total de \$305.078.934.556, que equivale a \$6,21433 por acción.

Atendido que el mencionado Dividendo Provisorio N°90 ya fue pagado, se procedió a distribuir y pagar el remanente del Dividendo Definitivo N°91 ascendente a \$264.259.128.599, que equivale a \$5,38285 por acción.

Con fecha 24 de noviembre de 2015 el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 29 de enero de 2016 un dividendo provisorio N° 92 de \$1,23875 por acción con cargo a los resultados estatutarios del ejercicio 2015, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre 2015, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente.

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

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
82	Provisorio	27-01-2011	1,57180	2010
83	Definitivo	12-05-2011	5,87398	2010
84	Provisorio	27-01-2012	1,46560	2011
85	Definitivo	09-05-2012	4,28410	2011
86	Provisorio	25-01-2013	1,21538	2012
87	Definitivo	10-05-2013	3,03489	2012
88	Provisorio	31-01-2014	1,42964	2013
89	Definitivo	16-05-2014	5,27719	2013
90	Provisorio	30-01-2015	0,83148	2014
91	Definitivo	25-05-2015	5,38285	2014
92	Provisorio	29-01-2016	1,23875	2015

26.2 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:

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(81.730.224)	(76.439.681)	(72.729.629)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	97.135.435	130.582.841	154.005.545
Edelnor	44.016.474	36.743.627	16.231.253
Dock Sud	(6.090.959)	3.671.460	1.498.217
Enel Brasil S.A.	(518.430.268)	(164.554.392)	(234.432.842)
Central Costanera S.A.	139.888	2.335.611	578.662
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	-	11.500.876	5.020.651
Emgesa S.A. E.S.P.	9.032.752	46.718.154	76.006.120
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	(48.704.485)	(30.145.604)	(26.372.986)
Generandes Perú S.A.	80.370.339	71.188.012	24.832.786
Emp. Eléctrica de Piura	8.753.615	7.321.905	3.379.674
Otros	(4.580.660)	(3.767.935)	(4.039.467)
TOTAL	(420.088.093)	35.154.874	(56.022.016)

- (1) A contar del 1 de enero de 2015, la compañía cambió su moneda funcional de reporte pasando desde el dólar estadounidense al peso chileno.

26.3 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.

26.4 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. Al 31 de diciembre de 2015, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de sus filiales Enel Brasil, Ampla, Coelce, Edelnor y Piura asciende a M\$ 1.855.727, M\$ 434.529.111, M\$ 52.144.627, M\$ 184.778.375 y M\$ 34.378.002, respectivamente, los cuales corresponden íntegramente a operaciones continuadas.

La participación de la compañía en los activos netos restringidos de su filial Endesa Chile asciende a M\$ 1.117.699.084, cuyo monto está relacionado en un 100% con activos y pasivos clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios.

26.5 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	35.154.874	(455.242.967)	(420.088.093)
Coberturas de flujo de caja	(69.404.677)	60.563.975	(8.840.702)
Activos financieros disponibles para la venta	14.046	(181.785)	(167.739)
Resultado integral de activos mantenidos para distribuir a los propietarios	-	(101.327.672)	(101.327.672)
Otras reservas varias	(2.619.970.627)	(8.565.391)	(2.628.536.018)

	Saldo al 1 de enero de 2014 M\$	Movimiento 2014 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2014 M\$
Diferencias de cambio por conversión	(56.022.016)	91.176.890	35.154.874
Coberturas de flujo de caja	(3.086.726)	(66.317.951)	(69.404.677)
Activos financieros disponibles para la venta	11.811	2.235	14.046
Otras reservas varias	(2.414.023.486)	(205.947.141)	(2.619.970.627)

	Saldo al 1 de enero de 2013 M\$	Movimiento 2013 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2013 M\$
Diferencias de cambio por conversión	(40.720.059)	(15.301.957)	(56.022.016)
Coberturas de flujo de caja	27.594.028	(30.680.754)	(3.086.726)
Activos financieros disponibles para la venta	13.647	(1.836)	11.811
Otras reservas varias	(1.498.010.369)	(916.013.117)	(2.414.023.486)

- a) **Reservas por diferencias de cambio por conversión:** Proviene fundamentalmente a las diferencias de cambio que se originan en:
- La conversión de nuestras filiales que tienen moneda funcional distinta al peso chileno (nota 2.6.3) y
 - la valorización de las plusvalías compradas surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al peso chileno (nota 3.c.).
- b) **Reservas de cobertura flujo de efectivo:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (nota 3.g.5. y 3.n).
- c) **Otras reservas varias.**

En el período 2015 no se han generado movimientos significativos.

El movimiento del período 2014 se explica, fundamentalmente, por los efectos provenientes de la OPA efectuada sobre nuestra filial Coelce (ver nota 26.6.1).

El movimiento del ejercicio 2013 se explica, fundamentalmente, por los efectos provenientes del proceso de aumento de capital de Enersis Américas (ver nota 26.1.1)

A continuación se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

- 1) Cargo de M\$ 897.856.109, originado como consecuencia del aumento del aumento de Capital que Enersis Américas perfeccionó durante el primer trimestre de 2013. (ver Nota 7).
- 2) Cargo de M\$ 18.581.809, que corresponde a gastos de emisión y colocación de acciones, determinados según el criterio contable descrito en nota 3.t). El detalle de estos gastos es el siguiente:

Descripción del Gasto (*)	Monto Bruto	Efecto Fiscal	Monto Neto
	M\$	M\$	M\$
Asesorías legales	1.154.819	(230.964)	923.855
Asesorías financiera y fees Colocación	22.436.327	(4.487.265)	17.949.062
Auditorías	1.113.980	(222.796)	891.184
Otros Gastos	347.764	(69.553)	278.211
Sub Total	25.052.890	(5.010.578)	20.042.312
Menos			
Sobre precio en colocacion de acciones	1.460.503		1.460.503
Total	23.592.387	(5.010.578)	18.581.809

(*) Ver nota 26.1.1. (modificación de estatutos).

El resto de conceptos importantes que componen el saldo de las Otras reservas varias al 31 de diciembre de 2015 y 2014, se explican como sigue:

- i) 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 compañía 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".

- ii) Diferencias de cambio por conversión existentes a la fecha de transición a NIIF (exención NIIF 1 "adopción por primera vez").

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

26.6 Participaciones no controladoras.

26.6.1 OPA sobre COELCE

Con fecha 14 de enero de 2014, el Directorio de Enersis Américas acordó la presentación de una Oferta Pública Voluntaria de Adquisición de Acciones ("OPA") de su filial Companhia Energética do Ceará ("Coelce"), como parte del proceso de utilización de fondos recaudados en el aumento de capital de Enersis Américas llevado a cabo durante el año 2013 (ver Notas 6 y 26.1.1)

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

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

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

Esta compra de participaciones no controladoras se registró según el criterio contable señalado en nota 2.6.5. La diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas y el monto pagado por ellas, resultó en un cargo de M\$ 75.700.937 que se refleja directamente en Otras Reservas en el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enersis Américas.

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

26.6.2 Compra de Inkia Holdings (Acter) Limited (Generandes Perú)

Con fecha 29 de abril de 2014, el Directorio de Enersis Américas autorizó suscribir un contrato de compraventa para la adquisición de todas las acciones que Inkia Americas Holdings Limited tenía indirectamente en Generandes Perú (equivalentes al 39,01% de dicha sociedad), compañía controladora de Edegel S.A.A. Esta compra formó parte del proceso de utilización de fondos recaudados en el aumento de capital de Enersis Américas llevado a cabo durante el año 2013 (ver Notas 7 y 26.1.1).

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

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

Esta compra de participaciones no controladoras se registró según el criterio contable señalado en nota 2.6.6. La diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas y el monto pagado por ellas, resultó en un cargo de M\$ 137.644.766 que se refleja directamente en Otras Reservas en el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enersis Américas.

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

26.6.3 Capitalización Central Dock Sud

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

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

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

Esta operación se registró según el criterio contable señalado en nota 2.6.6, e implicó registrar un abono adicional a Otras reservas varias por M\$ 35.149.573.

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

Compañías	Participaciones no controladoras (porcentaje de control)					
	31-12-2015 %	Patrimonio		Ganancia / (Pérdida)		
		31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Ampla Energia E Serviços S.A.	0,36%	1.670.381	2.255.335	(39.491)	183.454	3.034.036
Compañía Energética Do Ceará S.A.	26,00%	102.309.115	111.448.154	18.722.431	14.883.752	17.016.391
Enel Brasil	0,00%	-	-	-	-	16.428.497
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	51,52%	270.808.395	250.654.641	63.817.434	80.226.416	82.283.946
Emgesa S.A. E.S.P.	51,53%	412.145.236	377.921.404	109.187.510	148.822.948	130.147.172
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	24,32%	75.852.375	67.927.394	15.467.507	14.524.832	12.282.813
Generandes Perú S.A.	0,00%	-	-	-	12.672.210	17.074.639
Edegel S.A.A	16,40%	91.467.160	90.506.207	15.078.085	17.790.998	13.299.054
Chinango S.A.C.	20,00%	14.268.911	14.707.216	3.042.018	3.002.284	2.033.307
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,87%	7.873.277	(17.558.352)	27.738.670	(23.918.192)	25.129.551
Central Costanera S.A.	24,32%	3.759.405	5.197.207	(242.897)	11.072.950	(7.067.970)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	32,33%	48.208.347	26.841.549	35.783.793	3.538.006	3.811.615
Inversora Dock Sud S.A.	42,86%	24.059.619	20.265.854	11.745.296	(6.544.116)	(8.111.021)
Central Dock Sud S.A.	29,76%	23.536.086	17.613.948	11.624.813	(8.857.902)	(12.361.345)
Chilectra S.A. (*)	0,91%	10.118.233	11.127.491	1.743.825	1.370.642	2.056.796
Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile S.A.) (*)	40,02%	1.059.805.601	1.080.652.251	157.225.820	133.622.088	142.871.823
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. (*)	7,35%	10.900.863	12.597.077	8.674.207	10.522.428	8.415.147
Empresa Eléctrica de Piura S.A.	5,00%	-	2.118.220	-	3.192.773	3.543.412
Otras		6.876.091	2.967.103	3.313.547	3.206.288	2.998.733
TOTAL		2.163.659.095	2.077.242.699	482.882.568	419.311.859	454.886.596

(*) Operaciones discontinuadas.

27. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.

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

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 (Reexpresado) M\$	31-12-2013 (Reexpresado) M\$
Ventas de energía (2)	4.224.381.699	4.349.833.962	3.651.343.245
Generación	1.202.615.603	1.192.444.520	941.860.009
Clientes Regulados	141.728.020	137.536.698	84.590.770
Clientes no Regulados	664.527.858	676.023.056	575.318.424
Ventas de Mercado Spot	338.995.080	338.908.636	249.598.348
Otros Clientes	57.364.645	39.976.130	32.352.467
Distribución	3.021.766.096	3.157.389.442	2.709.483.236
Residenciales	1.485.240.702	1.583.857.094	1.298.051.111
Comerciales	722.634.924	737.471.663	666.523.624
Industriales	299.722.654	309.822.204	324.807.780
Otros Consumidores	514.167.816	526.238.481	420.100.721
Otras ventas	40.648.051	34.220.939	19.035.917
Ventas de gas	16.779.246	8.154.469	8.817.669
Ventas de productos y servicios	23.868.805	26.066.470	10.218.248
Otras prestaciones de servicios	402.615.560	422.400.836	308.616.190
Peajes y transmisión	248.565.422	251.366.453	212.027.293
Arriendo equipos de medida	70.485	82.069	399.082
Alumbrado público	23.162.879	28.050.833	24.865.721
Verificaciones y enganches	4.580.679	4.200.004	15.560.660
Servicios de ingeniería y consultoría	1.404.449	12.826.190	8.791.981
Otras prestaciones	124.831.646	125.875.287	46.971.453
Total Ingresos de actividades ordinarias	4.667.645.310	4.806.455.737	3.978.995.352

Otros ingresos	Saldo al		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 (Reexpresado) M\$	31-12-2013 (Reexpresado) M\$
Ingresos por contratos de construcción	230.687.290	186.078.925	159.283.676
Otros Ingresos (1)	403.106.978	213.835.126	389.868.841
Total Otros ingresos	633.794.268	399.914.051	549.152.517

(1) - Al 31 de diciembre de 2015 incluye un monto de M\$ 52.400.888, originado por los contratos de disponibilidad, que a contar de diciembre de 2012 nuestra filial Central Costanera S.A. suscribió con CAMMESA. (M\$ 39.282.571 y M\$ 31.262.764 al 31 de diciembre de 2014 y 2013, respectivamente).

- Producto de la aplicación de la nueva Resolución SE N° 32/2015 de fecha 11 de marzo de 2015 que a efectos de solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica, aprueba un aumento transitorio de los ingresos de Edesur a partir del 01 de febrero de 2015, sin que ello implique un aumento tarifario, que asciende a M\$ 264.987.134. Además se reconocen ingresos por M\$ 52.504.644 por reconocimiento de costos no traspasados a tarifa a través del Mecanismo Monitoreo de Costos (MMC) correspondientes al mes de enero de 2015 y (2) adicionalmente se reconocen en ingresos por ventas de energía M\$ 33.972.330, (M\$132.373.799 en 2014) pues dicha Resolución también establece que, a partir del 1 de febrero de 2015, los fondos originados y facturados en virtud al programa PUREE pasen a ser un ingreso genuino de la distribuidora, como reconocimiento de mayores costos por las distribuidoras.

28. 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	31-12-2014 (Reexpresado)	31-12-2013 (Reexpresado)
	M\$	M\$	M\$
Compras de energía	(1.885.916.426)	(1.824.002.786)	(1.252.146.609)
Consumo de combustible	(258.113.922)	(205.534.394)	(174.504.021)
Gastos de transporte	(245.813.374)	(265.185.382)	(216.858.693)
Costos por contratos de construcción	(230.687.290)	(186.078.925)	(159.283.676)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(156.670.500)	(150.867.949)	(287.474.303)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(2.777.201.512)	(2.631.669.436)	(2.090.267.302)

29. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

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

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al		
	31-12-2015	31-12-2014 (Reexpresado)	31-12-2013 (Reexpresado)
	M\$	M\$	M\$
Sueldos y salarios	(309.761.095)	(266.240.462)	(222.075.924)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(9.609.364)	(7.571.331)	(6.127.265)
Seguridad social y otras cargas sociales	(159.641.192)	(110.493.404)	(111.537.633)
Otros gastos de personal	(8.686.496)	(5.363.276)	(5.827.374)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(487.698.147)	(389.668.473)	(345.568.196)

30. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA 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 (Reexpresado)	31-12-2013 (Reexpresado)
	M\$	M\$	M\$
Depreciaciones (**)	(245.598.045)	(244.376.550)	(225.418.868)
Amortizaciones (**)	(74.944.152)	(106.366.200)	(90.547.273)
Subtotal	(320.542.197)	(350.742.750)	(315.966.141)
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(39.811.756)	(38.329.942)	(66.664.976)
Total	(360.353.953)	(389.072.692)	(382.631.117)

(**) Las depreciaciones y amortizaciones provenientes de las filiales brasileñas se presentan netos de impuestos PIS/COFINS. El gasto por concepto de depreciaciones y amortizaciones de estas filiales ascendió a M\$5.764.027.

(*) Información por segmentos por Reversión y (Pérdidas) por deterioro	Generación			Distribución			Otros			Saldo al		
	31-12-2015	31-12-2014 (Reexpresado)	31-12-2013 (Reexpresado)	31-12-2015	31-12-2014 (Reexpresado)	31-12-2013 (Reexpresado)	31-12-2015	31-12-2014 (Reexpresado)	31-12-2013 (Reexpresado)	31-12-2015	31-12-2014 (Reexpresado)	31-12-2013 (Reexpresado)
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos financieros (ver nota 10c)	(4.794.591)	(2.024.186)	(718.835)	(34.909.411)	(20.090.180)	(24.895.035)	(75.708)	(78.174)	-	(39.779.710)	(22.192.540)	(25.613.870)
Activo Intangible distinto de la Plusvalía (ver nota 15)	-	-	-	-	(14.948.785)	(28.662.952)	-	-	-	-	(14.948.785)	(28.662.952)
Inmovilizado (ver nota 17)	(32.046)	(1.188.617)	(12.388.154)	-	-	-	-	-	-	(32.046)	(1.188.617)	(12.388.154)
Total	(4.826.637)	(3.212.803)	(13.106.989)	(34.909.411)	(35.038.965)	(53.557.987)	(75.708)	(78.174)	-	(39.811.756)	(38.329.942)	(66.664.976)

Al cierre del ejercicio 2015, los activos sujetos a análisis de deterioro que se relacionan con operaciones dentro de Chile han sido reclasificados a mantenidos para distribución a los propietarios (ver nota 3.k y 5.1).

31. 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	31-12-2014 (Reexpresado)	31-12-2013 (Reexpresado)
	M\$	M\$	M\$
Otros suministros y servicios	(58.304.067)	(53.366.436)	(47.840.403)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(162.323.852)	(168.177.580)	(166.380.283)
Reparaciones y conservación	(107.991.590)	(112.073.249)	(97.452.388)
Indemnizaciones y multas	(12.912.842)	(16.742.020)	(14.889.784)
Tributos y tasas	(32.252.186)	(13.489.033)	(18.666.007)
Primas de seguros	(28.245.178)	(23.656.637)	(17.668.508)
Arrendamientos y cánones	(12.449.187)	(14.352.431)	(10.835.191)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(5.270.796)	(4.700.359)	(4.363.014)
Otros aprovisionamientos	(53.888.664)	(41.535.780)	(24.450.757)
Gastos de viajes	(13.769.681)	(13.814.472)	(2.783.610)
Gastos de medioambiente	(1.120.706)	(1.821.267)	(417.966)
Total Otros gastos por naturaleza	(488.528.749)	(463.729.264)	(405.747.911)

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 ascendió a M\$ 237.085, M\$ 403.574 y M\$ 1.996.818, respectivamente.

32. 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	31-12-2014 (Reexpresado)	31-12-2013 (Reexpresado)
	M\$	M\$	M\$
Venta Inmovilizado de material	(6.758.695)	-	3.429.125
Otros	192.470	876.554	1.213.143
Total Otras ganancias (pérdidas)	(6.566.225)	876.554	4.642.268

33. 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 M\$	31-12-2014 (Reexpresado) M\$	31-12-2013 (Reexpresado) M\$
Ingresos por colocación de depósitos y otros instrumentos financieros	124.314.454	86.576.973	98.281.675
Ingresos financieros por activos del plan (Brasil) (3)	135.153	224.310	200.526
Otros ingresos financieros (1) (2) (4)	170.320.665	164.320.479	148.133.613
Total Ingresos Financieros	294.770.272	251.121.762	246.615.814

Costos financieros	Saldo al		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 (Reexpresado) M\$	31-12-2013 (Reexpresado) M\$
Costos Financieros	(385.455.340)	(432.314.329)	(325.972.302)
Préstamos bancarios	(38.921.033)	(33.061.726)	(30.027.336)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(179.258.559)	(172.288.757)	(149.082.277)
Arrendamientos financieros (leasing)	(1.414.900)	(817.985)	(1.892.614)
Valoración derivados financieros	(656.450)	(124.470)	(14.246.840)
Actualización financiera de provisiones	(54.616.547)	(46.354.184)	(37.415.815)
Obligación por beneficios post empleo	(19.595.016)	(21.270.704)	(17.979.936)
Gastos financieros activados	73.008.564	55.101.384	29.326.555
Otros costos financieros (1)	(164.001.399)	(213.497.887)	(104.654.039)
Resultado por unidades de reajuste (*)	(9.266.040)	(13.630.068)	(11.007.801)
Diferencias de cambio (**) (4)	128.238.047	(18.493.594)	(28.534.786)
Total Costos Financieros	(266.483.333)	(464.437.991)	(365.514.889)
Total Resultado Financiero	28.286.939	(213.316.229)	(118.899.075)

(1) Al 31 de diciembre de 2015 se incluye un ingreso financiero de M\$ 37.618.478 correspondiente a la actualización financiera de los activos no amortizados a valor nuevo de reposición, al término de la concesión en las distribuidoras Ampla y Coelce. Al 31 de diciembre de 2014 esta actualización financiera generó un costo financiero neto de M\$ 68.728.638 producto de revisión tarifaria en nuestra filial brasileña Ampla en 2014 y en Diciembre de 2013 un ingreso financiero por M\$ 54.591.750 (ver nota 9).

(2) Al 31 de diciembre de 2014 en nuestra filial Central Costanera se incluye condonación de intereses Mitsubishi y valor actual de la deuda Mitsubishi por M\$ 84.534.955, debido a que se firmó acuerdo de reestructuración de esta deuda. Entre las principales condiciones de la reestructuración destacan: la condonación de los intereses devengados y acumulados al 30 de septiembre de 2014, la reprogramación de los vencimientos del capital por un plazo de 18 años, con un período de gracia de 12 meses, debiendo cancelarse totalmente antes del 15 de diciembre de 2032; un pago mínimo anual de US\$ 3.000.000 en concepto de capital, en cuotas trimestrales; y una tasa de interés del 0,25% anual; manteniendo la prenda de los activos y fijándose restricciones al pago de dividendos.

(3) Ver nota 25.2.b).

(4) Al 31 de diciembre de 2015, nuestras filiales argentinas, Central Costanera, Chocón y Dock Sud, registraron diferencias de cambio positivas por un total de M\$141.559.960 producto de la dolarización de las acreencias relacionadas al proyecto Central Vuelta de Obligado (VOSA) e ingresos financieros por un total de M\$57.079.871 producto de los intereses devengados entre la fecha de vencimiento de cada liquidación de venta aportada al proyecto y de las acreencias dolarizadas. Ver nota 36.5.

Adicionalmente, nuestra filial argentina, Edesur registro un ingreso financiero por M\$27.215.856 producto de la compensación que surge de la aplicación del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC). Ver nota 36.5.

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

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	Saldo al		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 (Reexpresado) M\$	31-12-2013 (Reexpresado) M\$
Otros activos financieros	-	-	57.533
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	1.240	21.157	-
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(9.267.280)	(13.651.225)	(11.065.334)
Total Resultado por Unidades de Reajuste	(9.266.040)	(13.630.068)	(11.007.801)

Diferencias de Cambio (**)	Saldo al		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 (Reexpresado) M\$	31-12-2013 (Reexpresado) M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	7.304.624	22.199.061	4.314.865
Otros activos financieros	170.679.018	34.690.822	36.371.996
Otros activos no financieros	4.995.376	93.239	2.598.929
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	51.506.895	12.791.191	21.298.397
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	-	24.876	(15.094)
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(44.858.948)	(74.345.529)	(74.877.013)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(37.360.135)	(10.195.770)	(15.455.737)
Otros pasivos no financieros	(24.028.783)	(3.751.484)	(2.771.129)
Total Diferencias de Cambio	128.238.047	(18.493.594)	(28.534.786)

34. IMPUESTO A LAS GANANCIAS.

A continuación se presentan los componentes del impuesto a la renta registrado en el Estado de Resultados Integrales Consolidados, correspondiente a los ejercicios 2015, 2014 y 2013:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	Saldo al		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 (Reexpresado) M\$	31-12-2013 (Reexpresado) M\$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(469.517.752)	(450.655.418)	(457.664.808)
Beneficios de carácter fiscal, procedentes de pérdidas fiscales, créditos fiscales o diferencias temporarias no reconocidos en periodos anteriores utilizadas para reducir el gasto por impuestos del periodo corriente (Créditos y/o beneficios al impuesto corriente)	29.215.046	34.026.202	23.234.522
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	(5.195.560)	2.871.018	(1.810.633)
Gasto / (ingreso) por impuestos corrientes relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	-	-	-
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	(3.063.579)	(97.812)	(4.099.916)
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(448.561.845)	(413.856.010)	(440.340.835)
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(72.465.637)	(45.506.055)	2.369.050
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	-	28.770.033	(1.238.888)
Otros componentes del gasto (ingreso) por impuestos diferido	-	-	(3.244.670)
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	(2.635.730)	-	-
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	(75.101.367)	(16.736.022)	(2.114.508)
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuada	(523.663.212)	(430.592.032)	(442.455.343)

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al “Resultado Antes de Impuestos” y el gasto registrado por el citado impuesto en el Estado de Resultados Integrales Consolidados correspondiente a los ejercicios 2015, 2014 y 2013:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	31-12-2015 M\$	Tasa	31-12-2014 (Reexpresado) M\$	Tasa	31-12-2013 (Reexpresado) M\$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		1.279.812.171		1.178.120.689		1.237.790.881
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(22,50%)	(287.957.738)	(21,00%)	(247.405.345)	(20,00%)	(247.558.175)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(12,88%)	(164.815.692)	(11,89%)	(140.032.350)	(13,99%)	(173.156.559)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y utilización de créditos fiscales o pérdidas tributarias	4,93%	63.075.794	8,36%	98.468.095	9,95%	123.130.008
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(4,39%)	(56.128.320)	(13,63%)	(160.565.951)	(5,62%)	(69.552.897)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas		-	2,44%	28.770.033	(0,10%)	(1.238.888)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	(0,41%)	(5.195.560)	0,24%	2.871.018	(0,15%)	(1.810.633)
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	(0,21%)	(2.635.730)		-		-
Corrección monetaria tributaria (inversiones en empresas del grupo, asociadas y negocios conjuntos y patrimonio)	(5,47%)	(70.005.966)	(1,08%)	(12.697.532)	(5,84%)	(72.268.199)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	(18,42%)	(235.705.474)	(15,55%)	(183.186.687)	(15,75%)	(194.897.168)
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(40,92%)	(523.663.212)	(36,55%)	(430.592.032)	(35,75%)	(442.455.343)

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas en nota 19 a.

35. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.

35.1 Criterios de segmentación.

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

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

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

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

La información financiera por segmentos se ha preparado sobre la base de las mismas políticas contables utilizadas en la preparación de los estados financieros consolidados de Enersis Américas. En este contexto y considerando el proceso de reestructuración societaria en curso, descrito en notas 5.1. y 41, la información financiera relacionada a la operación fuera de Chile se presenta como operaciones continuadas, en tanto que la información financiera relacionada con operaciones en Chile se presenta como mantenida para distribución a los propietarios, en el caso de los activos y pasivos, y como operaciones discontinuadas, en el caso de las cuentas de resultados.

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

35.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros.

Linea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Eliminaciones y otros		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\$
ACTIVOS								
ACTIVOS CORRIENTES	3.974.309.548	1.258.524.552	2.233.248.507	1.682.754.340	1.706.003.655	990.219.996	7.913.561.710	3.931.498.888
Efectivo y equivalentes al efectivo	158.234.836	444.764.922	174.458.784	274.881.316	852.469.724	985.099.253	1.185.163.344	1.704.745.491
Otros activos financieros corrientes	11.466.253	50.850.528	34.171.369	25.046.824	22.624.824	23.558.051	68.262.446	99.455.403
Otros activos no financieros, corriente	26.895.066	61.264.981	72.076.278	109.728.709	3.017.713	4.104.422	101.989.057	175.098.112
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	281.533.993	498.363.943	802.286.571	1.178.238.427	4.311.003	5.084.533	1.088.131.567	1.681.686.903
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	69.698.172	77.105.049	27.676.364	29.295.267	(93.807.606)	(87.958.976)	3.566.930	18.441.340
Inventarios corrientes	33.665.661	73.796.781	61.185.174	56.267.388	207.062	3.455.985	95.057.897	133.520.154
Activos por impuestos corrientes, corriente	3.751.263	52.378.348	11.961.862	9.296.409	31.741.463	48.897.765	47.454.588	110.572.522
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	3.389.064.304	-	1.049.432.105	-	885.439.472	7.978.963	5.323.935.881	7.978.963
ACTIVOS NO CORRIENTES	4.070.922.143	6.814.137.154	4.091.696.107	5.034.348.611	(627.025.569)	141.337.663	7.535.592.681	11.989.823.428
Otros activos financieros no corrientes	625.982	7.937.828	488.884.301	496.520.403	17.921	26.363.289	489.528.204	530.821.520
Otros activos no financieros no corrientes	9.847.779	12.590.288	54.741.348	61.369.954	12.973.581	3.845.938	77.562.708	77.806.180
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	310.451.501	185.266.255	88.178.936	106.105.806	65.427	269.614	398.695.864	291.641.675
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	355.485	486.605	-	-	355.485	486.605
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	478.361.882	609.409.322	491.519.716	574.400.438	(938.921.153)	(1.110.176.150)	30.960.445	73.633.610
Activos intangibles distintos de la plusvalía	33.665.518	55.498.838	933.484.014	1.097.100.837	14.249.740	15.612.381	981.399.272	1.168.212.056
Plusvalía	100.700.655	125.609.898	76.703.162	100.220.100	266.795.230	1.185.023.629	444.199.047	1.410.853.627
Propiedades, planta y equipo	3.097.266.606	5.723.349.345	1.905.927.300	2.522.222.675	372.727	(11.356.301)	5.003.566.633	8.234.215.719
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	8.514.562	-	8.514.562
Activos por impuestos diferidos	40.002.220	94.475.380	51.901.845	75.921.793	17.420.958	23.240.701	109.325.023	193.637.874
TOTAL ACTIVOS	8.045.231.691	8.072.661.706	6.324.944.614	6.717.102.951	1.078.978.086	1.131.557.659	15.449.154.391	15.921.322.316

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

País	Generación y Transmisión		Distribución		Eliminaciones y otros		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\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS								
PASIVOS CORRIENTES	2.735.116.868	1.622.353.344	1.838.355.464	1.856.594.893	(68.091.532)	(284.126.253)	4.505.380.800	3.194.821.984
Otros pasivos financieros corrientes	230.270.298	297.869.150	206.125.030	119.552.373	251.478.180	4.384.156	687.873.508	421.805.679
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	342.712.347	777.931.218	1.037.064.551	1.403.375.115	73.047.309	107.570.617	1.452.824.207	2.288.876.950
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	104.568.189	371.111.287	72.131.804	189.021.282	(66.802.485)	(416.451.947)	109.897.508	143.680.622
Otras provisiones corrientes	81.419.354	38.351.988	45.879.822	51.247.787	-	622.909	127.299.176	90.222.684
Pasivos por impuestos corrientes	91.117.121	96.623.249	24.166.415	16.472.461	27.324.424	2.376.603	142.607.960	115.472.313
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	1.951.295	40.466.452	35.966.491	76.925.875	1.308.553	11.883.262	39.226.339	129.275.589
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	1.883.078.264	-	417.021.351	-	(354.447.513)	5.488.147	1.945.652.102	5.488.147
PASIVOS NO CORRIENTES	1.313.277.539	2.398.122.150	1.559.780.584	1.770.828.652	(119.092.912)	278.330.784	2.753.965.211	4.447.281.586
Otros pasivos financieros no corrientes	941.834.867	1.871.186.406	883.297.767	1.153.615.811	22.163.958	264.295.311	1.847.296.592	3.289.097.528
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	97.364.873	3.858.836	178.027.558	155.526.685	8.151.823	-	283.544.254	159.385.521
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	10.685.702	4.908.454	157.179.286	-	(167.864.988)	(4.908.454)	-	-
Otras provisiones no corrientes	41.883.233	34.859.087	141.808.620	162.308.328	156.431	76.426	183.848.284	197.243.841
Pasivo por impuestos diferidos	181.262.110	397.978.536	34.940.876	61.859.841	15.701.629	18.523.107	231.904.615	478.361.484
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	21.548.342	43.461.827	163.123.897	213.666.598	2.598.235	12.801.987	187.270.474	269.930.412
Otros pasivos no financieros no corrientes	18.698.412	41.869.004	1.402.580	23.851.389	-	(12.457.593)	20.100.992	53.262.800
PATRIMONIO NETO	3.996.837.284	4.052.186.212	2.926.808.566	3.089.679.406	1.266.162.530	1.137.353.128	8.189.808.380	8.279.218.746
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.996.837.284	4.052.186.212	2.926.808.566	3.089.679.406	1.266.162.530	1.137.353.128	6.026.149.285	6.201.976.047
Capital emitido	1.476.722.861	1.512.762.830	860.651.565	872.231.352	3.467.073.560	3.419.453.804	5.804.447.986	5.804.447.986
Ganancias (pérdidas) acumuladas	2.358.601.470	2.172.639.133	1.414.711.314	1.384.094.891	(392.651.261)	(504.999.579)	3.380.661.523	3.051.734.445
Primas de emisión	206.058.198	206.599.062	3.547.484	3.965.297	(209.605.682)	(210.564.359)	-	-
Otras reservas	(44.545.245)	160.185.187	647.898.203	829.387.866	(1.598.654.087)	(1.566.536.738)	(3.158.960.224)	(2.654.206.384)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	2.163.659.095	2.077.242.699
Total Patrimonio Neto y Pasivos	8.045.231.691	8.072.661.706	6.324.944.614	6.717.102.951	1.078.978.086	1.131.557.659	15.449.154.391	15.921.322.316

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

Linea de Negocio	Generación			Distribución			Eliminaciones y otros			Totales		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	3/12/2013 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	3/12/2013 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	3/12/2013 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES												
INGRESOS	1.734.761.772	1.762.869.133	1.481.343.900	3.890.722.930	3.802.108.560	3.429.456.365	(324.045.124)	(358.607.905)	(382.652.396)	5.301.439.578	5.206.369.788	4.528.147.869
Ingresos de actividades ordinarias	1.668.272.704	1.701.051.112	1.419.296.486	3.321.156.669	3.463.626.805	2.941.988.973	(321.784.063)	(358.220.180)	(382.290.107)	4.667.645.310	4.806.455.737	3.978.995.352
Ventas de energía	1.486.031.970	1.514.124.760	1.305.087.063	3.022.021.032	3.157.667.595	2.709.628.604	(283.671.303)	(321.958.393)	(363.372.422)	4.224.381.699	4.349.833.962	3.651.343.245
Otras ventas	21.124.909	13.980.015	8.817.669	19.523.142	21.140.924	3.648.462			6.569.786	40.648.051	34.220.939	19.035.917
Otras prestaciones de servicios	161.115.825	173.846.337	106.391.754	278.612.495	284.818.286	228.711.907	(38.112.760)	(36.263.787)	(25.487.471)	402.615.560	422.400.836	308.616.190
Otros ingresos	66.489.068	61.818.021	62.047.414	569.566.261	338.481.755	487.467.392	(2.261.061)	(385.725)	(362.289)	633.794.268	399.914.051	549.152.517
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(677.940.967)	(653.688.007)	(514.810.596)	(2.423.363.923)	(2.338.428.095)	(1.960.921.763)	324.103.378	360.446.666	385.465.057	(2.777.201.512)	(2.631.669.436)	(2.090.267.302)
Compras de energía	(235.046.359)	(258.676.854)	(168.445.337)	(1.951.642.845)	(1.900.048.593)	(1.446.778.480)	300.772.778	334.722.661	363.077.208	(1.885.916.426)	(1.824.002.786)	(1.252.146.609)
Consumo de combustible	(258.113.922)	(205.534.394)	(174.504.021)	(1.74.504.021)	(1.74.504.021)	(1.74.504.021)				(258.113.922)	(205.534.394)	(174.504.021)
Gastos de transporte	(124.612.122)	(124.900.859)	(97.694.362)	(147.073.303)	(168.191.394)	(144.200.252)	25.872.051	27.906.871	25.035.921	(245.813.374)	(265.185.382)	(216.858.693)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(60.166.564)	(64.575.900)	(64.576.876)	(324.647.775)	(270.188.108)	(369.943.031)	(2.541.451)	(2.182.866)	(2.648.072)	(387.357.790)	(336.946.874)	(446.757.979)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	1.056.820.805	1.109.181.126	966.533.304	1.467.359.007	1.463.680.465	1.468.534.602	58.254	1.838.761	2.812.661	2.524.238.066	2.574.700.352	2.437.880.567
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	14.387.605	13.548.280	9.255.740	52.567.319	42.103.255	37.795.406	146.345	118.883	83.324	67.101.269	55.770.418	47.134.470
Gastos por beneficios a los empleados	(107.850.396)	(92.178.851)	(78.825.827)	(365.683.363)	(283.638.620)	(256.035.562)	(14.164.388)	(13.851.002)	(10.706.807)	(487.698.147)	(389.668.473)	(345.568.196)
Otros gastos, por naturaleza	(96.544.274)	(84.426.859)	(71.568.476)	(372.678.643)	(376.865.536)	(331.687.784)	(19.305.832)	(2.436.869)	(2.491.651)	(488.528.749)	(463.729.264)	(405.747.911)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	866.813.740	946.123.696	825.394.741	781.564.320	845.279.564	918.606.662	(33.265.621)	(14.330.227)	(10.302.473)	1.615.112.439	1.777.073.033	1.733.698.930
Gasto por depreciación y amortización	(147.291.267)	(142.609.270)	(130.646.915)	(173.636.385)	(208.532.299)	(185.622.948)	385.455	398.819	303.722	(320.542.197)	(350.742.750)	(315.966.141)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(4.826.638)	(3.212.803)	(13.106.989)	(34.909.411)	(35.038.965)	(53.557.987)	(75.707)	(78.174)	-	(39.811.756)	(38.329.942)	(66.664.976)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	714.695.835	800.301.623	681.640.837	573.018.524	601.708.300	679.425.727	(32.955.873)	(14.009.582)	9.998.751	1.254.758.486	1.388.000.341	1.351.067.813
RESULTADO FINANCIERO	99.864.652	(22.550.175)	(94.072.305)	(97.880.409)	(252.708.515)	(54.492.019)	26.302.696	61.942.461	29.665.249	28.286.939	(213.312.229)	(118.899.075)
Ingresos financieros	88.032.028	111.084.259	34.749.918	177.432.364	84.910.412	152.859.615	55.127.091	59.006.281	294.770.272	251.121.762	246.615.814	
Efectivo y otros medios equivalentes	86.308.158	26.728.453	24.151.441	8.809.058	14.617.999	15.448.973	29.137.237	(109.417.698)	58.681.261	124.314.453	(67.001.246)	98.281.675
Otros ingresos financieros	1.723.870	84.355.806	10.598.477	168.623.306	70.292.413	137.410.642	108.643	123.198.337	325.020	170.455.819	277.846.556	148.334.139
Costos financieros	(109.517.207)	(85.935.531)	(91.401.647)	(275.453.176)	(335.813.681)	(206.291.506)	(484.957)	(10.565.117)	(28.279.149)	(385.455.340)	(432.314.329)	(325.972.302)
Préstamos bancarios	(18.475.838)	(21.393.127)	(21.454.758)	(11.665.822)	(11.665.822)	(1.469.244)	1.469.244	388.687.486	(70)	389.021.032	355.628.537	(30.027.336)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(74.589.458)	(78.729.951)	(55.830.044)	(80.574.024)	(68.810.393)	(28.494.810)	(139.229.808)	(24.441.840)	(179.258.560)	(298.533.783)	(149.082.277)	(68.438.689)
Otros	(16.451.911)	(14.187.547)	(14.116.845)	(243.573.835)	(128.908.605)	(128.908.605)	26.540.609	(67.659.871)	(3.837.239)	(167.275.748)	(297.464.159)	(146.862.689)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	1.240	1.579	-	(9.267.280)	(13.631.647)	(11.007.801)	(9.266.040)	(13.630.068)	(11.007.801)
Diferencias de cambio	121.349.831	(47.698.903)	(37.420.576)	139.163	(1.806.825)	(1.060.128)	6.749.053	31.012.134	9.945.918	128.238.047	(18.493.594)	(28.534.786)
Positivas	219.603.572	39.651.691	46.792.154	9.537.474	4.303.366	3.380.853	45.868.225	57.413.955	36.265.682	275.009.271	101.369.012	86.438.689
Negativas	(98.253.741)	(87.350.594)	(84.212.730)	(9.398.311)	(6.110.191)	(4.440.981)	(39.119.172)	(26.401.821)	(26.319.764)	(146.771.224)	(119.862.606)	(114.973.475)
Participación en ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	2.678.513	-	-	787.056	2.595.760	975.149	(132.598)	(35.737)	4.726	3.332.971	2.560.023	979.875
Otras ganancias (pérdidas)	(394.854)	798.130	904.474	(6.171.371)	78.424	3.737.794	-	-	-	(6.566.225)	876.554	4.642.268
Resultado de Otras Inversiones	707.468	707.468	707.468	707.468	707.468	707.468	-	-	-	707.468	707.468	707.468
Resultados en Ventas de Activos	(394.854)	90.662	136.041	(6.171.371)	78.424	3.737.794	-	-	-	(6.566.225)	169.086	3.873.835
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	816.844.146	778.549.578	588.473.006	469.753.800	351.673.969	629.646.651	(6.785.775)	47.897.142	19.671.224	1.279.812.171	1.178.120.689	1.237.790.881
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(335.604.989)	(254.393.601)	(192.628.860)	(135.349.415)	(124.465.813)	(176.573.448)	(52.708.808)	(51.732.618)	(73.253.035)	(523.663.212)	(430.592.032)	(442.455.343)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	481.239.157	524.155.977	395.844.146	334.404.385	227.208.156	453.073.203	(59.494.583)	(3.835.476)	(53.581.811)	756.148.959	747.528.657	795.335.538
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	223.831.259	123.226.510	179.048.751	139.672.809	134.065.799	114.054.872	24.816.458	24.648.762	24.961.585	388.320.526	281.941.071	318.065.208
GANANCIA (PÉRDIDA)	705.070.416	647.382.487	574.892.897	474.077.194	361.273.955	567.128.075	(34.678.125)	20.813.286	(28.620.226)	1.144.469.485	1.029.469.728	1.113.400.746
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	705.070.416	647.382.487	574.892.897	474.077.194	361.273.955	567.128.075	(34.678.125)	20.813.286	(28.620.226)	1.144.469.485	1.029.469.728	1.113.400.746
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora										661.586.917	610.157.869	658.514.150
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras										482.882.568	419.311.859	454.886.596
País												
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO												
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	1.098.739.134	1.026.718.651	874.169.034	945.599.327	769.341.885	855.536.268	(120.887.859)	(98.022.542)	(28.729.658)	1.923.450.602	1.698.037.994	1.700.975.644
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(545.677.324)	(357.107.188)	(194.635.422)	(787.409.305)	(513.969.018)	(488.352.158)	117.787.581	571.389.216	(540.899.509)	(1.215.299.048)	(299.686.990)	(1.223.887.089)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(797.630.653)	(575.096.742)	(628.577.198)	(225.244.202)	(220.294.230)	(327.075.688)	(37.339.524)	(488.068.691)	1.292.418.242	(1.060.214.379)	(1.283.459.663)	336.765.356

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

35.3 Países.

País	Chile		Argentina		Brasil		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\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	
ACTIVOS															
ACTIVOS CORRIENTES	7.206.153.017	1.878.994.993	335.086.963	520.217.733	790.909.682	848.758.549	372.444.839	574.295.812	246.261.307	287.163.111	(1.037.294.098)	-	177.931.310	7.913.561.710	3.931.498.888
Efectivo y equivalentes al efectivo	842.075.831	989.320.583	46.181.049	25.917.276	91.204.686	197.723.645	156.927.518	357.750.546	48.774.260	134.033.441	-	-	-	1.185.163.344	1.704.745.491
Otros activos financieros corrientes	16.360.472	8.518.962	694.177	-	48.170.095	52.870.583	3.037.702	38.065.858	-	-	-	-	-	68.262.446	99.455.403
Otros activos no financieros, corriente	41.022	16.052.871	2.763.894	4.151.319	80.268.243	115.566.129	9.724.564	12.267.413	9.191.334	27.060.380	-	-	-	101.989.057	175.098.112
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	729.821	578.408.890	216.550.824	416.026.626	536.725.492	446.392.339	179.304.792	147.531.981	154.034.146	93.735.123	786.492	-	408.056	1.088.131.567	1.681.686.903
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	72.105.375	134.750.382	24.224.813	28.097.713	19.580.577	22.359.268	2.063.025	748.922	1.292.410	3.256	(115.699.270)	-	167.518.201	3.566.930	18.441.340
Inventarios corrientes	-	43.677.878	40.147.347	41.937.394	900.446	934.466	21.381.902	16.506.890	32.628.202	30.463.526	-	-	-	95.057.897	133.520.154
Activos por impuestos corrientes, corriente	28.523.295	90.281.411	4.524.859	4.087.405	14.060.143	12.912.119	5.336	1.424.202	340.955	1.867.385	-	-	-	47.454.588	110.572.522
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	6.246.317.201	17.984.016	-	-	-	-	-	-	-	-	(922.381.320)	-	10.005.053	5.323.935.881	7.978.963
ACTIVOS NO CORRIENTES	4.419.757.344	9.730.558.674	989.117.985	822.281.224	2.026.630.282	2.333.408.466	2.655.603.106	2.716.160.481	1.626.705.797	1.550.114.522	(4.182.221.833)	-	5.162.699.939	7.535.592.681	11.989.823.428
Otros activos financieros no corrientes	-	33.090.868	21.751	72.882	488.876.852	496.463.986	616.296	1.177.618	13.305	16.166	-	-	-	489.528.204	530.821.520
Otros activos no financieros no corrientes	9.809.121	236.772	3.927.495	4.232.688	60.707.204	69.746.584	3.380.076	3.644.175	-	-	(261.188)	-	54.039	77.562.708	77.806.180
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	7.496.412	307.327.055	175.753.071	81.551.731	97.082.421	9.817.078	11.309.771	-	-	-	-	-	398.695.864	291.641.675
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	355.485	486.605	34.884.531	36.267.177	-	-	-	-	(34.884.531)	-	36.267.177	355.485	486.605
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	4.392.452.234	6.324.305.426	33.278.110	42.815.909	-	-	29.497.710	32.798.603	78.272.852	95.911.225	(4.502.540.461)	-	6.422.197.553	30.960.445	73.633.610
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	36.525.521	1.901.334	2.533.936	910.420.453	1.062.638.430	36.607.957	40.612.537	32.469.528	25.901.632	-	-	-	981.399.272	1.168.212.056
Plusvalía	-	2.240.478	1.070.609	1.401.472	76.703.162	97.979.622	4.285.457	4.886.064	6.675.472	8.527.161	355.464.347	-	1.295.818.830	444.199.047	1.410.853.627
Propiedades, planta y equipo	-	3.283.760.775	640.616.088	591.453.902	307.829.742	389.577.389	2.545.846.163	2.549.665.315	1.509.274.640	1.419.758.338	-	-	-	5.003.566.633	8.234.215.719
Propiedad de inversión	-	8.514.562	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.514.562
Activos por impuestos diferidos	17.495.989	34.387.860	620.058	3.530.759	65.656.607	83.652.857	25.552.369	72.066.398	-	-	-	-	-	109.325.023	193.637.874
TOTAL ACTIVOS	11.625.910.361	11.609.553.667	1.324.204.948	1.342.498.957	2.817.539.964	3.182.167.015	3.028.047.945	3.290.456.293	1.872.967.104	1.837.277.633	(5.219.515.931)	(5.340.631.249)	15.449.154.391	15.921.322.316	

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

Pais	Chile		Argentina		Brasil		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\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS															
PASIVOS CORRIENTES	2.214.708.056	744.843.606	650.930.971	919.270.662	649.275.989	479.284.646	589.400.597	828.561.609	313.823.925	269.583.701	87.241.262	-	46.722.240	4.505.380.800	3.194.821.984
Otros pasivos financieros corrientes	251.988.261	150.748.390	30.883.517	36.046.855	136.422.798	78.874.557	170.601.821	92.779.423	97.977.111	63.356.454	-	-	-	687.873.508	421.805.679
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	30.630.264	490.927.954	524.765.510	775.438.014	438.614.827	340.379.343	258.880.100	428.369.239	149.516.849	167.957.943	50.416.657	85.804.457	-	1.452.824.207	2.288.876.950
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	37.738.690	10.417.853	23.671.742	28.081.812	50.826.174	30.274.223	30.878.126	198.528.161	8.587.452	8.905.270	(41.804.676)	-	132.526.697	109.897.508	143.860.622
Otras provisiones corrientes	3.595	11.627.110	30.169.043	33.345.118	2.144.014	-	3.335.096	77.759.932	31.449.522	17.222.592	10.465.838	-	-	127.299.176	90.222.684
Pasivos por impuestos corrientes	27.324.425	38.357.866	41.441.159	6.836.964	19.959.622	2.213.038	49.992.270	64.747.073	3.890.484	3.317.372	-	-	-	142.607.960	115.472.313
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	-	37.276.286	-	39.521.899	1.308.554	24.208.389	1.288.348	12.688.191	36.629.437	15.580.824	-	-	-	39.226.339	129.275.589
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	1.867.022.821	5.488.147	-	-	-	-	-	-	-	-	78.629.281	-	-	1.945.652.102	5.488.147
PASIVOS NO CORRIENTES	25.261.654	1.410.672.019	393.937.987	291.965.068	725.609.705	959.581.284	1.113.128.603	1.241.915.054	555.256.672	601.204.740	(59.229.410)	-	58.056.579	2.753.965.211	4.447.281.586
Otros pasivos financieros no corrientes	22.163.958	1.042.430.478	38.637.260	44.052.205	424.551.031	627.845.559	1.012.352.174	1.162.494.911	349.592.169	412.274.375	-	-	-	1.847.296.592	3.289.097.528
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	3.711.078	249.256.884	120.587.518	25.765.233	35.086.925	-	-	8.522.137	-	-	-	-	283.544.254	159.385.521
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	35.630.861	36.594.486	23.598.549	-	-	-	-	-	(59.229.410)	-	36.594.486	-	-
Otras provisiones no corrientes	-	27.969.934	10.544.604	8.468.074	132.216.036	152.802.156	36.538.802	4.100.860	4.548.842	3.902.817	-	-	-	183.848.284	197.243.841
Pasivo por impuestos diferidos	-	255.156.048	46.358.947	31.236.466	15.701.628	18.454.634	-	-	169.844.040	173.514.336	-	-	-	231.904.615	478.361.484
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	3.097.696	56.333.817	13.509.431	12.825.808	103.777.228	122.729.879	64.237.627	75.319.283	2.648.492	2.721.625	-	-	-	187.270.474	269.930.412
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	25.070.664	-	38.200.511	-	2.662.131	-	-	20.100.992	8.791.587	-	-	21.462.093	20.100.992	53.262.800
PATRIMONIO NETO	9.385.940.651	9.454.038.042	279.335.990	131.263.227	1.442.654.270	1.743.301.085	1.325.518.745	1.219.979.630	1.003.886.507	966.489.192	(5.247.527.783)	-	5.235.852.430	8.189.808.380	8.279.218.746
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	9.385.940.651	9.454.038.042	279.335.990	131.263.227	1.442.654.270	1.743.301.085	1.325.518.745	1.219.979.630	1.003.886.507	966.489.192	(5.247.527.783)	-	5.235.852.430	6.026.149.285	6.201.976.047
Capital emitido	8.275.947.680	8.284.164.467	157.658.399	206.381.462	216.661.867	216.324.676	149.451.431	170.397.032	484.427.384	298.376.352	(3.479.698.755)	-	3.371.196.003	5.804.447.986	5.804.447.986
Ganancias (pérdidas) acumuladas	3.903.767.587	3.545.928.591	24.530.244	(151.386.397)	144.278.288	206.870.339	322.708.452	145.279.263	66.656.282	278.207.618	(1.081.279.330)	-	973.164.969	3.380.661.523	3.051.734.445
Primas de emisión	206.574.859	206.574.859	-	-	535.555.881	684.112.119	2.981.182	3.398.995	49.641	590.505	(745.161.563)	-	894.676.478	-	-
Otras reservas	(3.000.349.455)	(2.582.629.875)	97.147.347	76.268.162	546.158.234	635.993.951	850.377.680	900.904.340	452.753.200	389.314.717	58.611.865	-	3.185.020	(3.158.960.224)	(2.654.206.384)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.163.659.095	2.077.242.699
Total Patrimonio Neto y Pasivos	11.625.910.361	11.609.553.667	1.324.204.948	1.342.498.957	2.817.539.964	3.182.167.015	3.028.047.945	3.290.456.293	1.872.967.104	1.837.277.633	(5.219.515.931)	(5.340.631.249)	15.449.154.391	15.921.322.316	

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

País	Chile			Argentina			Brasil			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\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	
ESTADO DE RESULTADOS																						
INGRESOS	4.346.811	5.160.988	2.900.505	817.366.617	538.871.174	702.356.329	2.013.355.544	2.266.459.965	1.867.480.092	1.568.088.010	1.601.692.843	1.312.563.123	902.656.878	796.341.810	643.503.677	(4.374.282)	(2.156.992)	(655.857)	5.301.439.578	5.206.399.788	4.523.147.869	
Ingresos de actividades ordinarias	4.342.565	5.160.988	2.900.505	435.789.546	346.911.584	406.515.531	1.782.667.222	2.081.466.805	1.695.610.134	1.551.589.289	1.500.209.560	1.270.600.838	897.613.346	784.863.792	604.015.741	(4.356.658)	(2.156.992)	(647.397)	4.667.645.310	4.806.455.737	3.979.995.352	
Ventas de energía	-	-	-	379.092.257	280.176.215	361.705.469	1.626.946.066	1.922.078.033	1.415.826.122	1.445.643.276	1.176.055.779	902.516.254	701.056.895	560.310.262	-	-	(122.447)	(201.948)	4.224.381.699	4.349.833.962	3.851.343.245	
Otros ingresos	-	-	-	460.133	523.507	361.881	16.073.266	16.920.491	6.569.786	7.508.473	492.002	3.290.645	16.606.185	8.623.805	-	-	-	-	40.648.051	34.220.899	19.035.917	
Otras prestaciones de servicios	4.342.565	5.160.988	2.900.505	56.237.156	66.211.862	44.448.381	139.647.896	141.566.291	135.566.665	128.256.694	144.074.282	91.264.414	78.488.907	67.419.958	34.881.674	(4.356.658)	(2.034.545)	(445.449)	402.615.560	422.400.836	308.616.190	
Otros ingresos	4.246	-	-	381.577.071	191.959.590	295.840.798	230.688.322	184.993.160	171.869.958	16.498.721	11.483.283	41.962.285	5.043.532	-	-	-	-	(8.460)	633.794.268	549.152.517		
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	-	-	-	(207.711.417)	(209.270.232)	(225.811.105)	(1.385.921.253)	(1.405.383.543)	(1.082.324.727)	(727.204.325)	(634.092.249)	(489.475.523)	(456.364.517)	(382.923.412)	(292.653.947)	-	-	-	(2.777.201.512)	(2.631.669.436)	(2.090.267.302)	
Compras de energía	-	-	-	(157.071.520)	(165.988.305)	(186.778.094)	(992.325.912)	(1.041.607.105)	(616.825.105)	(467.945.400)	(389.379.482)	(282.064.565)	(271.677.147)	(230.083.919)	(170.440.992)	3.103.553	3.056.025	3.962.147	(1.885.916.426)	(1.824.002.786)	(1.252.146.609)	
Consumo de combustible	-	-	-	(39.487.378)	(31.350.429)	(25.989.830)	(61.626.347)	(58.408.123)	(51.277.737)	(62.387.536)	(33.015.871)	(34.870.502)	(84.012.681)	(82.759.971)	(62.465.952)	-	-	-	(258.113.922)	(205.534.394)	(174.504.021)	
Gastos de transporte	-	-	-	(1.603.737)	(2.887.611)	(3.021.027)	(74.851.323)	(93.644.111)	(72.787.402)	(122.810.084)	(130.555.197)	(114.719.060)	(43.444.677)	(35.042.038)	(22.369.037)	(3.103.553)	(3.056.025)	(3.962.147)	(245.813.374)	(265.185.382)	(216.858.693)	
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	-	(9.548.782)	(9.043.887)	(10.122.154)	(257.117.671)	(211.723.204)	(341.434.483)	(81.641.305)	(87.141.899)	(57.823.464)	(47.230.032)	(33.038.084)	(37.377.966)	-	-	-	(387.357.790)	(448.775.979)		
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	4.346.811	5.160.988	2.900.505	605.655.200	329.600.942	476.545.224	627.434.291	861.076.422	785.155.365	840.883.685	967.600.594	823.085.600	446.292.361	413.416.398	350.849.730	(4.374.282)	(2.156.992)	(655.857)	2.524.238.066	2.574.700.352	2.437.880.567	
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	-	38.651.134	27.871.088	21.102.202	10.165.042	12.046.728	13.877.942	9.792.900	10.209.703	8.810.875	4.859.848	3.363.451	3.632.336	1.673.387	-	-	67.101.269	55.770.418	47.134.470	
Gastos por beneficios a los empleados	(6.198.154)	(4.663.987)	(3.678.384)	(282.962.098)	(182.617.639)	(154.686.547)	(99.652.482)	(107.989.443)	(100.646.528)	(57.583.893)	(55.772.427)	(51.593.413)	(41.301.520)	(38.624.977)	(34.963.324)	-	-	(487.988.147)	(389.688.473)	(345.568.196)		
Otros gastos, por naturaleza	(8.580.775)	(904.591)	(1.203.116)	(160.072.998)	(150.390.844)	(138.909.307)	(176.649.576)	(169.097.432)	(147.251.809)	(85.846.339)	(91.510.241)	(75.777.922)	(58.121.007)	(52.309.761)	(43.261.744)	741.946	483.605	655.857	(488.528.749)	(463.729.264)	(405.747.911)	
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACION	(10.432.118)	(407.590)	(1.980.995)	205.271.238	24.463.547	204.051.572	361.297.275	596.036.275	551.134.970	707.246.362	830.527.629	704.525.270	351.729.682	326.453.172	275.968.113	-	-	-	1.615.112.439	1.777.073.033	1.733.698.930	
Gasto por depreciación y amortización	-	-	-	(48.164.380)	(34.457.311)	(39.649.323)	(93.577.654)	(126.219.710)	(111.980.732)	(98.604.705)	(99.481.692)	(80.195.458)	(74.234.989)	(64.854.394)	-	-	-	(320.542.197)	(350.742.750)	(315.966.141)		
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	(2.289.187)	(2.641.255)	(7.740.546)	(33.029.774)	(29.563.651)	(51.248.898)	(189.779)	(131.899)	(160.633)	(2.935.939)	(7.514.899)	-	-	-	(39.811.756)	(38.329.942)	(66.664.976)		
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	(10.432.118)	(407.590)	(1.980.995)	154.817.671	12.635.019	156.661.703	236.689.847	440.252.914	387.905.340	608.451.878	711.507.792	604.892.945	265.231.208	249.282.244	203.598.820	-	-	-	1.254.758.486	1.388.000.341	1.351.067.813	
RESULTADO FINANCIERO	(1.613.675)	2.287.603	6.103.492	130.614.684	(39.636.349)	(94.354.565)	708.538	(127.456.000)	34.677.521	(67.348.700)	(61.236.977)	(50.091.563)	(34.073.919)	(23.920.963)	(26.555.489)	-	-	-	36.646.457	11.321.528	28.286.939	
Ingresos financieros	23.085.427	37.359.473	43.272.796	141.071.582	112.698.022	37.282.480	118.746.948	88.275.167	146.393.325	103.077.527	18.603.031	18.522.711	4.305.859	3.921.832	3.522.291	(2.477.071)	(9.735.763)	(2.357.789)	294.770.237	251.121.762	246.615.814	
Efectivo y otros medios equivalentes	23.058.503	27.551.155	42.998.291	76.904.478	4.063.184	4.491.672	15.980.631	39.601.245	37.422.561	6.394.711	13.228.981	11.698.193	1.976.131	2.132.408	1.967.958	-	-	-	124.314.454	86.576.973	98.281.675	
Otros ingresos financieros	26.924	9.808.318	274.505	64.167.104	108.634.838	32.770.808	102.766.317	48.673.922	108.970.764	3.642.816	5.374.050	6.824.518	2.329.728	1.789.424	1.851.333	(2.477.071)	(9.735.763)	(2.357.789)	170.455.818	164.544.789	148.334.139	
Costos financieros	(23.676.545)	(22.139.600)	(39.818.432)	(111.416.295)	(90.124.247)	(73.869.756)	(142.493.697)	(227.554.863)	(120.173.373)	(78.846.539)	(78.795.917)	(66.989.269)	(31.497.355)	(23.435.749)	(25.479.239)	2.477.071	9.735.764	2.357.786	(385.455.340)	(432.314.329)	(325.972.302)	
Préstamos bancarios	(974)	-	-	(6.430.781)	(11.090.698)	(13.824.240)	(17.755.433)	(8.989.089)	(3.970.598)	(7.506.624)	(6.385.703)	(6.601.893)	(6.137.221)	(6.589.317)	(5.430.614)	-	-	-	(38.921.033)	(33.601.726)	(20.027.336)	
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(14.045.548)	(12.984.782)	(24.441.840)	-	-	-	(49.470.132)	(43.100.513)	(38.857.338)	(98.156.546)	(99.009.223)	(171.266.970)	(179.258.559)	(141.116.129)	-	-	-	(172.288.757)	(140.082.277)			
Otros	(9.630.023)	(9.154.818)	(15.376.592)	(104.987.514)	(79.033.639)	(60.045.516)	(75.268.132)	(175.468.272)	(77.345.446)	27.906.631	26.609.309	9.479.575	(7.773.781)	34.810	(5.932.406)	2.477.071	9.735.764	2.357.786	(167.275.748)	(226.963.846)	(146.862.689)	
Resultados por Unidades de Reajuste	(9.266.040)	(13.630.068)	(11.007.801)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.266.040)	(13.630.068)	(11.007.801)	
Diferencias de cambio	8.243.483	897.798	13.656.929	100.961.407	(62.210.124)	(57.747.289)	24.455.287	11.823.716	8.457.569	1.460.312	(1.044.391)	375.014	(6.882.442)	(4.407.499)	(4.598.540)	-	-	36.646.456	11.321.531	128.238.047		
Positivas	61.064.473	73.497.873	61.012.638	193.605.073	17.360.161	19.539.712	51.717.523	16.882.667	14.637.824	3.433.799	1.520.289	843.363	3.435.721	3.950.172	4.238.355	(38.247.318)	(11.842.150)	(13.833.193)	275.009.271	101.369.012	86.438.689	
Negativas	(52.820.990)	(72.800.075)	(47.355.709)	(92.643.666)	(79.570.285)	(77.287.001)	(27.262.236)	(5.058.951)	(6.180.255)	(1.973.487)	(2.564.680)	(468.339)	(10.318.163)	(8.357.221)	(8.368.895)	38.247.318	48.488.606	25.154.724	(119.862.060)	(144.973.475)		
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	(132.598)	(35.735)	4.725	2.712.948	34.720	42.233	-	-	-	752.621	2.561.038	932.917	-	-	-	-	-	-	3.332.971	2.560.023	979.875	
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	42.761	(315.656)	662.310	733.526	(6.758.695)	-	2.761.811	(238.818)	120.697	381.011	746.944	93.547	723.159	-	-	-	(6.566.225)	876.554	4.642.268	
Resultado de Otras Inversiones	-	-	42.761	-	707.488	725.672	-	-	2.761.811	(238.818)	120.697	381.011	746.944	93.547	723.159	-	-	-	-	707.488	768.433	
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	(315.656)	(45.158)	7.854	(6.758.695)	-	-	2.761.811	(238.818)	120.697	381.011	746.944	93.547	723.159	-	-	(6.566.225)	-	169.096	
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(12.178.391)	1.844.278	4.169.983	287.829.657	(51.574.338)	63.082.897	230.639.690	312.796.914	425.344.672	541.616.961	652.952.550	556.105.310	231.904.234	225.454.828	177.766.491	-	-	36.646.457	11.321.528	1.279.812.171	1.178.120.689	1.237.790.881
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(93.756.951)	(61.135.766)	(91.027.164)	(79.403.591)	(25.322.535)	(19.375.904)	(73.751.149)	(83.386.302)	(96.554.883)	(205.841.587)	(208.404.127)	(181.812.587)	(70.909.934)	(52.343.302)	(51.684.805)	-	-	-	(523.663.212)	(430.592.032)	(442.455.343)	
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(105.935.342)	(59.291.488)	(86.857.181)	208.426.066	(76.896.873)	43.706.993	156.888.541	229.410.612	326.789.789	335.775.394	444.548.423	374.292.723	160.994.300	173.111.526	126.081.686	-	-					

35.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países.

a) Generación y Transmisión

Línea de Negocio	Generación y Transmisión														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
ACTIVOS		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\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	5.216.028.617	587.911.081	143.791.564	111.345.580	109.584.185	179.310.128	172.957.080	329.704.908	172.786.358	164.347.787	(1.840.838.256)	-	114.094.932	3.974.309.548	1.258.524.552
Efectivo y equivalentes al efectivo	13.726.062	50.627.592	21.513.878	20.268.881	22.236.032	76.039.740	66.939.946	224.564.345	33.818.918	73.264.364	-	-	-	158.234.836	444.764.922
Otros activos financieros corrientes	2.649.187	4.389.709	-	-	5.824.350	26.000.508	2.992.716	20.460.311	-	-	-	-	-	11.466.253	50.850.528
Otros activos no financieros, corriente	47	10.766.653	1.458.900	2.909.678	11.386.388	15.508.149	7.812.064	9.272.519	6.237.667	22.807.982	-	-	-	26.895.066	61.264.981
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	15.361	317.283.266	91.879.708	55.648.584	27.816.899	35.732.810	80.179.914	53.822.823	81.432.845	35.628.118	209.266	-	248.342	281.533.993	498.363.943
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	28.482.912	113.265.863	24.188.529	28.040.438	40.682.826	23.607.823	7.299.356	7.818.044	28.001.327	8.711.102	(58.956.778)	-	(104.338.221)	69.698.172	77.105.049
Inventarios corrientes	-	36.871.184	2.707.246	2.268.098	19.388	24.762	7.727.748	12.342.664	23.211.279	22.290.073	-	-	-	33.665.661	73.796.781
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	44.701.761	2.043.303	2.209.901	1.618.302	2.396.336	5.336	1.424.202	84.322	1.646.148	-	-	-	3.751.263	52.378.348
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	5.171.155.048	10.005.053	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.782.090.744)	-	(10.005.053)	3.389.064.304	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	34.135	4.509.737.795	514.526.563	376.359.459	377.376.503	465.167.544	1.807.828.818	1.787.224.362	903.328.613	918.279.644	467.827.511	-	1.242.631.650	4.070.922.143	6.814.137.154
Otros activos financieros no corrientes	-	6.719.853	-	30.877	1	1	612.676	1.170.931	13.305	16.166	-	-	-	625.982	7.937.828
Otros activos no financieros no corrientes	-	42.847	3.600.646	3.804.828	5.159.456	7.666.802	1.087.677	1.075.811	-	-	-	-	-	9.847.779	12.590.288
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	301.118.584	174.458.331	7.390.854	8.630.215	1.942.063	2.177.709	-	-	-	-	-	310.451.501	185.266.255
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	24.422.654	31.402.626	-	-	-	-	(24.422.654)	-	(31.402.626)	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	1.852.154.229	2.083.893	1.981.428	32.530.127	19.298.297	-	-	40.166.814	57.999.593	403.581.048	-	(1.322.024.225)	478.361.882	609.409.322
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	18.851.913	44.948	70.302	2.367.312	2.847.709	20.180.823	22.960.562	11.072.435	10.768.352	-	-	-	33.665.518	55.498.838
Plusvalía	-	-	1.070.608	1.401.472	-	-	4.285.458	4.886.064	6.675.472	8.527.161	88.669.117	-	110.795.201	100.700.855	125.609.898
Propiedades, planta y equipo	-	2.621.113.891	205.987.826	191.081.462	284.339.062	362.640.263	1.761.539.131	1.707.545.357	845.400.587	840.968.372	-	-	-	3.097.266.606	5.723.349.345
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	34.135	10.855.062	620.058	3.530.759	21.167.037	32.681.631	18.180.990	47.407.928	-	-	-	-	-	40.002.220	94.475.380
TOTAL ACTIVOS	5.216.062.752	5.097.648.876	658.318.127	487.705.039	486.960.688	644.477.672	1.980.785.898	2.116.929.270	1.076.114.971	1.082.627.431	(1.373.010.745)	(1.356.726.582)	8.045.231.691	8.072.661.706	

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

País	Generación y Transmisión														
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales		
	31-12-2015 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\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS															
PASIVOS CORRIENTES	1.828.533.074	674.505.169	219.381.678	180.031.592	126.744.267	209.741.472	349.716.663	500.427.459	149.548.832	111.916.694	61.192.354	-	54.269.042	2.735.116.868	1.622.353.344
Otros pasivos financieros corrientes	417.400	146.364.103	30.356.957	29.204.543	1.718.719	547.554	135.606.953	90.868.809	62.170.269	30.884.141	-	-	-	230.270.298	297.869.150
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	158.892	330.234.621	121.997.587	104.631.867	47.259.646	55.829.739	89.385.378	194.459.885	67.063.567	63.043.076	16.847.277	29.732.030	-	342.712.347	777.931.218
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	2.336	139.180.109	22.841.700	27.161.544	57.806.281	147.681.040	22.926.498	131.257.351	11.770.115	9.832.315	(10.778.741)	(84.001.072)	-	104.568.189	371.111.287
Otras provisiones corrientes	-	10.932.577	2.744.275	666.299	-	-	72.379.364	24.071.622	6.295.715	2.681.490	-	-	-	81.419.354	38.351.988
Pasivos por impuestos corrientes	-	31.480.257	41.441.159	6.836.964	19.959.621	2.213.037	28.563.318	55.331.792	1.153.023	761.199	-	-	-	91.117.121	96.623.249
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	-	16.313.502	-	11.530.375	-	3.470.102	855.152	4.438.000	1.096.143	4.714.473	-	-	-	1.951.295	40.466.452
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	1.827.954.446	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55.123.818	-	-	1.883.078.264	-
PASIVOS NO CORRIENTES	199.807	1.060.892.738	218.971.414	154.168.284	34.180.263	8.446.341	831.187.905	883.041.284	277.281.858	322.944.470	(48.543.708)	-	31.370.967	1.313.277.539	2.398.122.150
Otros pasivos financieros no corrientes	-	778.135.168	38.637.260	44.052.205	3.012.998	2.421.880	781.500.274	862.784.448	118.684.335	183.792.705	-	-	-	941.834.867	1.871.186.406
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	3.711.078	94.453.409	89.968	2.911.464	57.790	-	-	-	-	-	-	-	37.364.873	3.858.836
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	35.630.861	36.594.486	23.598.549	-	-	-	-	-	(48.543.708)	(31.686.032)	-	10.685.702	4.908.454
Otras provisiones no corrientes	-	25.161.118	-	-	4.657.252	5.571.273	32.991.300	465.509	4.234.681	3.661.187	-	-	-	41.883.233	34.859.087
Pasivo por impuestos diferidos	-	232.045.128	46.358.947	31.236.466	-	-	-	-	134.903.163	134.696.942	-	-	-	181.262.110	397.978.536
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	199.807	18.882.217	3.890.937	3.994.647	-	-	16.696.331	19.791.327	761.267	793.636	-	-	-	21.548.342	43.461.827
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	2.958.029	-	38.200.512	-	395.398	-	-	18.698.412	-	-	-	315.065	18.698.412	41.869.004
PATRIMONIO NETO	3.387.329.871	3.362.250.969	219.965.035	153.505.163	326.036.158	426.289.859	799.881.330	733.460.527	649.284.281	647.766.267	(1.385.659.391)	-	1.271.086.573	3.996.837.284	4.052.186.212
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.387.329.871	3.362.250.969	219.965.035	153.505.163	326.036.158	426.289.859	799.881.330	733.460.527	649.284.281	647.766.267	(1.385.659.391)	-	1.271.086.573	3.996.837.284	4.052.186.212
Capital emitido	2.041.622.319	2.066.342.520	82.865.510	108.474.430	90.172.688	115.185.419	146.498.021	167.029.702	323.227.193	227.902.984	(1.207.662.870)	(1.172.172.225)	-	1.476.722.861	1.512.762.830
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.726.639.410	1.401.123.725	49.183.508	(19.153.229)	134.179.155	159.510.944	217.958.120	110.289.985	48.944.655	170.891.294	181.696.622	349.976.414	-	2.358.601.470	2.172.639.133
Primas de emisión	206.008.557	206.008.557	-	-	-	-	-	-	49.641	590.505	-	-	-	206.058.198	206.599.062
Otras reservas	(586.940.415)	(311.223.833)	87.916.017	64.183.962	101.684.315	151.593.496	435.425.189	456.140.840	277.062.792	248.381.484	(359.693.143)	(448.890.762)	-	(44.545.245)	160.185.187
Total Patrimonio Neto y Pasivos	5.216.062.752	5.097.648.876	658.318.127	487.705.039	486.960.688	644.477.672	1.980.785.898	2.116.929.270	1.076.114.971	1.082.627.431	(1.373.010.745)	(1.356.726.582)	8.045.231.691	8.072.661.706	

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

b) Distribución

Línea de Negocio	Distribución													
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
		31-12-2015 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\$	31-12-2015 M\$
ACTIVOS														
ACTIVOS CORRIENTES	1.068.956.933	300.765.617	191.441.460	409.109.176	653.342.371	589.020.643	207.553.675	254.296.273	116.371.663	142.931.833	(4.417.595)	(13.369.202)	2.233.248.507	1.682.754.340
Efectivo y equivalentes al efectivo	10.694.452	7.716.593	24.665.201	5.646.882	34.293.476	67.580.309	89.987.672	133.186.201	14.818.083	60.751.331	-	-	174.458.784	274.881.316
Otros activos financieros corrientes	188.143	470.266	694.177	-	33.244.064	6.971.011	44.985	17.605.547	-	-	-	-	34.171.369	25.046.824
Otros activos no financieros, corriente	-	4.837.555	1.261.261	1.192.805	65.958.327	96.485.884	1.912.501	2.994.894	2.944.189	4.217.571	-	-	72.076.278	109.728.709
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	105	257.568.198	124.663.167	360.374.168	508.562.286	410.307.454	99.124.879	93.709.158	69.883.209	56.349.775	52.925	(70.326)	802.286.571	1.178.238.427
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	8.208.642	26.178.562	239.991	353.432	1.564.236	23.473	2.829.584	2.636.246	19.302.467	13.402.430	(4.468.556)	(13.298.876)	27.676.364	29.295.267
Inventarios corrientes	-	3.542.452	37.440.101	39.669.296	673.996	717.960	13.654.154	4.164.227	9.416.923	8.173.453	-	-	61.185.174	56.267.388
Activos por impuestos corrientes, corriente	431.522	451.991	2.477.562	1.872.593	9.045.986	6.934.552	-	-	6.792	37.273	-	-	11.961.862	9.296.409
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	1.049.434.069	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.964)	-	1.049.432.105	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	462.047.875	1.240.468.968	443.412.233	405.106.897	1.662.603.605	1.871.949.977	847.774.289	928.936.117	675.858.105	587.886.652	-	-	4.091.696.107	5.034.348.611
Otros activos financieros no corrientes	-	30.619	21.751	42.005	488.858.930	496.441.092	3.620	6.687	-	-	-	-	488.884.301	496.520.403
Otros activos no financieros no corrientes	-	188.157	326.850	427.860	52.122.099	58.185.573	2.292.399	2.568.364	-	-	-	-	54.741.348	61.369.954
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	7.364.933	6.208.472	1.294.740	74.095.449	88.314.071	7.875.015	9.132.062	-	-	-	-	88.178.936	106.105.806
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	355.485	486.605	-	-	-	-	-	-	-	-	355.485	486.605
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	462.006.979	541.582.223	15.027	19.612	-	-	29.497.710	32.798.603	-	-	-	-	491.519.716	574.400.438
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	14.613.951	1.856.386	2.463.635	905.374.088	1.055.986.162	16.427.134	17.651.975	9.826.406	6.385.114	-	-	933.484.014	1.097.100.837
Plusvalía	-	2.240.478	-	-	76.703.162	97.979.622	-	-	-	-	-	-	76.703.162	100.220.100
Propiedades, planta y equipo	-	674.156.509	434.628.262	400.372.440	20.960.307	24.072.231	784.307.032	842.119.957	666.031.699	581.501.538	-	-	1.905.927.300	2.522.222.675
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	40.896	292.098	-	-	44.489.570	50.971.226	7.371.379	24.658.469	-	-	-	-	51.901.845	75.921.793
TOTAL ACTIVOS	1.531.004.808	1.541.234.585	634.853.693	814.216.073	2.315.945.976	2.460.970.620	1.055.327.964	1.183.232.390	792.229.768	730.818.485	(4.417.595)	(13.369.202)	6.324.944.614	6.717.102.951

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

País	Distribución													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	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\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	418.047.564	244.981.388	431.630.046	739.412.769	552.804.640	382.669.070	247.749.856	337.839.518	192.540.953	165.061.350	(4.417.595)	(13.369.202)	1.838.355.464	1.856.594.893
Otros pasivos financieros corrientes	92.682	133	526.559	6.842.312	134.704.079	78.327.002	34.994.868	1.910.613	35.806.842	32.472.313	-	-	206.125.030	119.552.373
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	293.820	117.620.794	402.486.702	670.451.782	383.345.351	278.869.512	169.494.726	233.909.354	81.443.952	102.523.673	-	-	1.037.064.551	1.403.375.115
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	636.116	111.172.127	1.192.017	1.448.331	32.611.195	3.897.216	16.017.544	76.976.179	26.092.527	8.896.631	(4.417.595)	(13.369.202)	72.131.804	189.021.282
Otras provisiones corrientes	3.595	71.623	27.424.768	32.678.820	2.144.014	3.335.096	5.380.567	7.377.900	10.926.878	7.784.348	-	-	45.879.822	51.247.787
Pasivos por impuestos corrientes	-	4.501.006	-	-	1	1	21.428.954	9.415.281	2.737.460	2.556.173	-	-	24.166.415	16.472.461
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	-	11.615.705	-	27.991.524	-	18.240.243	433.197	8.250.191	35.533.294	10.828.212	-	-	35.966.491	76.925.875
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	417.021.351	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	417.021.351	-
PASIVOS NO CORRIENTES	299.654	72.612.722	174.966.573	137.796.785	832.749.665	930.337.149	281.940.695	358.873.770	269.823.997	271.208.226	-	-	1.559.780.584	1.770.828.652
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	-	421.538.033	625.423.679	230.851.899	299.710.462	230.907.835	228.481.670	-	-	883.297.767	1.153.615.811
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	154.803.475	120.497.550	22.852.766	35.029.135	-	-	371.317	-	-	-	178.027.558	155.526.685
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	157.179.286	-	-	-	-	-	-	-	-	157.179.286	-
Otras provisiones no corrientes	-	2.808.816	10.544.604	8.468.074	127.402.352	147.154.456	3.547.501	3.635.352	314.163	241.630	-	-	141.808.620	162.308.328
Pasivo por impuestos diferidos	-	23.042.447	-	-	-	-	-	-	34.940.876	38.817.394	-	-	34.940.876	61.859.841
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	299.654	24.649.613	9.618.494	8.831.161	103.777.228	122.729.879	47.541.295	55.527.956	1.887.226	1.927.989	-	-	163.123.897	213.666.598
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	22.111.846	-	-	-	-	-	-	1.402.580	1.739.543	-	-	1.402.580	23.851.389
PATRIMONIO NETO	1.112.657.590	1.223.640.475	28.257.074	(62.993.481)	930.391.671	1.147.964.401	525.637.413	486.519.102	329.864.818	294.548.909	-	-	2.926.808.566	3.089.679.406
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.112.657.590	1.223.640.475	28.257.074	(62.993.481)	930.391.671	1.147.964.401	525.637.413	486.519.102	329.864.818	294.548.909	-	-	2.926.808.566	3.089.679.406
Capital emitido	367.928.682	367.928.682	47.061.353	61.605.286	312.041.595	398.597.876	2.953.410	3.367.331	130.666.525	40.732.177	-	-	860.651.565	872.231.352
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.225.045.537	1.227.190.356	(20.697.376)	(127.076.910)	82.104.937	135.984.405	104.750.330	34.989.277	23.507.886	113.007.763	-	-	1.414.711.314	1.384.094.891
Primas de emisión	566.302	566.302	-	-	-	-	2.981.182	3.398.995	-	-	-	-	3.547.484	3.965.297
Otras reservas	(480.882.931)	(372.044.865)	1.893.097	2.478.143	536.245.139	613.382.120	414.952.491	444.763.499	175.690.407	140.808.969	-	-	647.898.203	829.387.866
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.531.004.808	1.541.234.585	634.853.693	814.216.073	2.315.945.976	2.460.970.620	1.055.327.964	1.183.232.390	792.229.768	730.818.485	(4.417.595)	(13.369.202)	6.324.944.614	6.717.102.951

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

ESTADO DE RESULTADOS	País	Distribución																		Eliminaciones			Totales		
		Chile			Argentina			Brasil			Colombia			Perú			31-12-2015	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2015	31-12-2014	31-12-2013			
		31-12-2015	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2015	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2015	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2015	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2015	31-12-2014	31-12-2013	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS		
INGRESOS	-	-	-	607.344.916	371.411.796	528.653.053	1.836.864.322	1.969.226.185	1.634.111.790	864.467.266	982.770.089	852.780.069	562.046.426	478.699.891	413.911.453	-	-	-	3.896.722.930	3.802.108.560	3.429.456.365				
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	-	278.475.279	222.534.863	268.473.425	1.606.176.000	1.784.233.025	1.462.498.140	876.948.863	980.294.259	815.252.120	599.556.527	476.564.658	395.765.288	-	-	-	3.321.156.669	3.463.626.805	2.941.988.973				
Ventas de energía	-	-	-	261.053.382	204.714.773	252.621.412	1.509.823.358	1.696.855.326	1.388.685.125	723.092.894	808.454.612	697.374.115	528.051.398	447.642.884	370.947.952	-	-	-	3.022.021.032	3.157.667.595	2.709.628.604				
Otras ventas	-	-	-	460.133	523.507	361.681	16.073.260	16.073.260	16.073.260	16.073.260	16.073.260	16.073.260	16.073.260	16.073.260	16.073.260	-	-	-	19.523.142	21.140.924	3.948.462				
Otras prestaciones de servicios	-	-	-	16.961.764	17.296.563	15.490.332	80.279.382	80.279.382	70.557.218	73.813.015	159.638.415	171.824.498	114.597.360	28.732.934	25.139.987	-	-	-	279.612.495	284.819.286	228.711.907				
Otros ingresos	-	-	-	328.869.637	148.876.923	260.179.628	230.688.322	184.993.160	171.613.650	7.518.403	2.476.430	37.527.940	2.489.899	2.135.233	18.146.165	-	-	-	569.566.261	338.481.755	487.467.392				
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	-	-	-	(157.387.237)	(161.995.240)	(169.802.328)	(1.386.390.872)	(1.386.390.872)	(1.060.194.360)	(500.570.712)	(547.593.754)	(464.474.672)	(379.015.102)	(315.115.521)	(266.450.403)	-	-	-	(2.423.363.923)	(2.338.428.095)	(1.960.921.763)				
Compras de energía	-	-	-	(155.612.243)	(160.940.088)	(168.486.826)	(1.068.487.043)	(1.068.487.043)	(886.576.752)	(375.946.940)	(416.564.592)	(349.818.265)	(351.596.619)	(292.886.474)	(241.896.637)	-	-	-	(1.951.642.845)	(1.900.048.593)	(1.446.778.480)				
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Gastos de transporte	-	-	-	(720.575)	(1.055.152)	(1.194.862)	(63.516.659)	(79.999.829)	(64.041.259)	(82.386.069)	(88.136.414)	(78.964.131)	-	-	-	-	-	-	(147.073.303)	(168.191.394)	(144.200.252)				
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	-	(1.054.419)	-	(120.640)	(254.387.170)	(204.866.313)	(309.576.349)	(41.787.703)	(42.892.748)	(35.692.276)	(27.418.483)	(22.429.047)	(24.553.766)	-	-	-	(324.647.775)	(270.188.108)	(369.943.031)				
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	-	-	-	449.957.679	209.416.546	358.850.725	450.473.450	655.502.605	573.917.430	383.896.554	435.176.944	388.305.397	183.031.324	163.584.370	147.461.050	-	-	-	1.467.359.007	1.463.680.465	1.468.534.602				
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	-	34.701.198	23.153.744	18.108.177	9.135.951	11.202.763	13.079.321	4.448.164	4.446.424	3.809.445	4.282.006	3.300.324	2.798.463	-	-	-	52.567.319	42.103.255	37.795.406				
Gastos por beneficios a los empleados	(371.072)	(254.169)	(233.845)	(226.741.261)	(142.343.373)	(121.588.649)	(79.431.903)	(83.882.323)	(80.791.303)	(36.740.363)	(35.616.518)	(33.308.955)	(22.398.764)	(21.542.237)	(20.112.810)	-	-	-	(365.683.363)	(283.638.620)	(256.035.562)				
Otros gastos, por naturaleza	(1.012.453)	(995.041)	(947.801)	(138.623.389)	(128.124.044)	(118.511.278)	(150.045.257)	(154.016.112)	(135.153.017)	(56.460.916)	(67.631.351)	(55.855.565)	(26.536.628)	(26.998.988)	(21.220.123)	-	-	-	(372.678.643)	(376.865.536)	(331.687.784)				
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACION	(1.383.525)	(1.249.210)	(1.181.646)	119.294.227	(37.897.127)	136.858.975	230.132.241	428.806.933	371.052.431	295.143.439	336.375.499	302.950.322	138.377.938	119.243.469	108.926.580	-	-	-	781.564.320	845.279.564	918.606.662				
Gasto por depreciación y amortización	-	-	-	(13.229.654)	(10.772.411)	(12.909.107)	(71.857.411)	(99.250.848)	(86.883.098)	(59.475.177)	(71.998.972)	(61.825.005)	(29.074.143)	(26.510.068)	(24.005.738)	-	-	-	(173.636.385)	(208.532.299)	(185.622.948)				
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	(2.289.187)	(2.559.659)	(1.951.710)	(30.940.802)	(28.330.530)	(50.553.285)	(80.720)	(2.401.454)	(236.860)	(1.598.702)	(1.747.322)	(816.132)	-	-	-	(34.900.411)	(35.038.965)	(53.557.987)				
RESULTADO DE EXPLOTACION	(1.383.525)	(1.249.210)	-1.181.646	103.775.386	(51.229.197)	121.998.158	127.334.028	301.225.555	233.616.048	235.587.542	261.975.073	240.888.457	107.705.093	90.986.079	84.104.710	-	-	-	573.018.524	601.708.300	679.425.727				
RESULTADO FINANCIERO	(1.116.601)	(3.304.228)	(577.524)	(3.942.519)	(38.408.032)	(13.178.990)	(48.588.988)	(174.878.226)	(2.582.536)	(27.459.741)	(26.624.088)	(23.123.001)	(16.772.560)	(11.494.113)	(14.976.086)	-2.000.172	(53.882)	(97.880.409)	(252.708.515)	(54.492.019)					
Ingresos financieros	236.600	2.780	9.491	65.153.401	28.970.378	32.944.854	102.075.187	45.864.512	110.285.525	6.745.819	7.242.116	7.279.595	3.221.357	2.830.626	2.340.150	-	-	-	177.432.364	84.910.412	152.859.615				
Efectivo y otros medios equivalentes	236.600	2.780	9.491	1.303.146	532.645	493.354	2.924.921	9.641.862	10.746.703	3.452.375	3.377.089	3.705.481	892.016	1.063.623	493.944	-	-	-	8.809.058	14.617.999	15.448.973				
Otros ingresos financieros	-	-	-	63.850.255	28.437.733	32.451.500	89.150.266	36.222.650	99.538.822	3.293.444	3.865.027	3.574.114	2.239.341	1.767.003	1.846.206	-	-	-	168.623.306	70.292.413	137.410.642				
Gastos financieros	(475.563)	(16.277)	(17.365)	(78.851.234)	(66.547.390)	(45.795.956)	(150.058.877)	(221.272.601)	(113.177.408)	(34.773.400)	(33.912.253)	(30.335.481)	(19.294.882)	(14.065.160)	(16.965.296)	-	-	-	(275.453.174)	(335.813.681)	(206.291.506)				
Préstamos bancarios	(974)	-	-	(5.338.424)	(3.001.623)	(4.858.103)	(17.467.056)	(7.139.131)	(2.131.807)	(91.262)	-	-	892.016	(1.433.806)	(1.582.598)	-	-	-	(21.914.438)	(11.665.822)	(8.572.508)				
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	(49.470.132)	(43.100.513)	(38.857.338)	(26.704.160)	(24.014.571)	(20.372.526)	(26.704.160)	(24.014.571)	(20.372.526)	-	(13.458.940)	(9.580.529)	-	-	-	(76.174.292)	(80.574.024)	(68.810.393)				
Otros	(474.589)	(16.277)	(17.365)	(65.512.800)	(63.545.767)	(40.937.853)	(83.121.689)	(171.032.957)	(72.188.263)	(8.069.270)	(9.806.420)	(9.962.955)	(20.186.098)	827.586	(5.802.169)	-	-	-	(177.364.446)	(243.573.835)	(128.908.605)				
Resultados por Unidades de Reajuste	1.240	1.579	-	-	-	-	-	-	-	752.622	2.561.039	932.917	-	-	-	-	-	-	1.240	1.579	-				
Diferencias de cambio	(878.878)	(3.292.310)	(569.550)	1.755.304	(831.020)	(327.888)	(605.298)	529.863	309.347	567.870	46.409	(67.115)	(699.835)	(259.579)	(350.940)	-2.000.172	(53.882)	(139.163)	(1.806.825)	(1.060.128)					
Positivas	1.475.580	2.252.973	1.908.006	4.114.836	728.964	742.128	1.794.515	833.954	422.873	1.588.367	347.721	170.438	976.614	775.194	804.523	(382.438)	(635.440)	(600.000)	9.537.474	4.303.366	3.380.853				
Negativas	(2.354.458)	(5.545.283)	(2.477.656)	(2.359.532)	(1.559.984)	(1.070.016)	(2.399.813)	(304.091)	(113.526)	(990.497)	(301.672)	(170.438)	(1.676.449)	(1.034.773)	(1.155.463)	382.438	2.635.612	546.118	(79.398.311)	(6.110.191)	(4.440.981)				
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	-	-	-	34.434	34.721	42.232	-	-	-	752.622	2.561.039	932.917	-	-	-	-	-	-	787.056	2.595.760	975.149				
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	-	113.216	-	-	(6.758.695)	-	2.761.811	(128.486)	46.514	70.773	602.594	31.910	905.210	-	-	-	(6.171.371)	78.424	3.737.794				
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	113.216	-	-	(6.758.695)	-	2.761.811	(128.486)	46.514	70.773	602.594	31.910	905.210	-	-	-	(6.171.371)	78.424	3.737.794				
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(2.500.126)	(4.553.438)	(1.759.170)	99.980.517	(89.602.508)	108.861.400	71.986.345	126.347.329	233.795.323	208.751.937	237.958.538	218.769.146	91.535.127	79.523.876	70.033.834	-2.000.172	(53.882)	(97.880.409)	469.753.800	351.673.969	629.646.651				
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(11.228.559)	(7.668.386)	(4.503.199)	(463.471)	3.792.056	(10.685.347)	(10.849.463)	(18.559.097)	(66.562.048)	(84.883.204)	(82.240.147)	(75.302.320)	(27.924.718)	(19.790.239)	(19.520.534)	-	-	-	(135.349.415)	(124.465.813)	(176.573.448)				
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(13.728.685)	(12.221.824)	(6.262.369)	99.517.046	(85.810.452)	98.176.053	61.136.882	107.788.232	167.233.275	123.868.733	155.718.391	143.466.826	63.610.409	59.733.637	50.513.300	-2.000.172	(53.882)	(97.880.409)	334.404.385	227.208.156	453.073.203				
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	138.672.939	134.065.739	114.054.872	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	138.672.939	134.065.739	114.054.872				
GANANCIA (PÉRDIDA)	125.944.124	121.843.915	107.792.503	99.517.046	(85.810.452)	98.176.053	61.136.882	107.788.232	167.233.275	123.868.733	155.718.391	143.466.826	63.610.409	59.733.637	50.513.300	-2.000.172	(53.882)	(97.880.409)	474.077.194	361.273.955	567.128.075				

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	País</
------------------------------	--------

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

36.1 Garantías directas.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos			Saldo pendiente al			Liberación de garantías					
	Nombre	Relación		Tipo	Moneda	Valor Contable	Moneda	dic-15	dic-14	2015	Activos	2016	Activos	2017	Activos
Mitsubishi	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	10.804.894	M\$	35.254.202	73.177.119	-	-	-	-	-	-
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	3.098.134	M\$	1.183.600	3.033.750	-	-	-	-	-	-
Citibank N.A.	Endesa Argentina	Acreedor	Prenda	Depósito de dinero	M\$	435.681	M\$	435.681	702.470	-	-	-	-	-	-
Citibank N.A. / Santander Río	Edesur	Acreedor	Prenda	Depósito de dinero	M\$	-	M\$	-	-	-	-	-	-	-	-
Deutsche Bank / Santander Benelux	Enersis S.A.	Acreedor	Cuenta de depósitos	Cuenta de depósitos	M\$	11.930.477	M\$	40.354.434	50.509.024	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Ampla S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	M\$	13.927.500	M\$	158.335.127	161.031.458	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Coelce S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	M\$	8.536.202	M\$	60.265.158	77.294.260	-	-	-	-	-	-
Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social	Cien	Acreedor	Hipoteca, Prenda y otros	Cobranzas Ctes.	M\$	130.927	M\$	3.944.953	-	-	-	-	-	-	-

Al 31 de diciembre de 2015 Enersis Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 35.079.484.027, de los cuales M\$ 24.532.787.202 corresponden a operaciones continuadas (M\$ 33.344.231.316 al 31 de diciembre de 2014).

36.2 Garantías Indirectas.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 no existen garantías indirectas.

36.3 Litigios y arbitrajes.

A la fecha de preparación de estos Estados Financieros Consolidados, los litigios más relevantes de Enersis Américas y sus filiales son los siguientes:

a) Operaciones Continuadas

1.- En Argentina, en el año 2002 la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario dejó sin efecto determinadas condiciones del contrato de concesión de la filial Edesur, estableciéndose asimismo, que este contrato se renegociase en un plazo razonable para adaptarlo a la nueva situación. Atendida la falta de renegociación, Enersis Américas S.A., Chilectra S.A., Endesa Chile y Elesur S.A. (hoy Chilectra S.A.) presentaron en 2003 una solicitud de arbitraje al amparo del Tratado de Promoción y Protección de Inversiones Chileno-Argentino ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (“CIADI”), demandando, por vía principal, que se declare la expropiación de la inversión con una indemnización total de US\$1.306.875.960 (aprox. M\$928.091.031.753); y, por vía subsidiaria, la indemnización de los daños ocasionados a la inversión por la falta de trato justo y equitativo, por un total de US\$318.780.600 (aprox. M\$226.385.230.896); en ambos casos con un interés compuesto del 6,9% anual; además, las cantidades que resulten de los daños generados a partir del 1° de julio de 2004; y, finalmente, US\$102.164.683 (aprox. M\$72.553.271.279) para Elesur S.A. (hoy Chilectra S.A.), por el menor precio recibido en la venta de sus acciones. En el año 2005 las autoridades argentinas y Edesur firmaron los documentos que constituyen el Acta Acuerdo, en la cual se establecen los términos y condiciones modificatorias y complementarias del Contrato de Concesión, previendo modificaciones a la tarifa, primero durante un período transitorio y luego mediante una Revisión Tarifaria Integral, en la que se fijarían las condiciones para un período tarifario ordinario de 5 años. El arbitraje se encuentra suspendido desde marzo de 2006 en cumplimiento de exigencias del Acta Acuerdo, así como se encuentra suspendida la designación de uno de los árbitros, el cual renunció en 2010 a su cargo. Con fecha 31 de diciembre de 2014 las partes informaron al CIADI su acuerdo de prorrogar la suspensión del procedimiento por 12 meses a contar de esa misma fecha, indicando también que cualquiera de las partes podrá solicitar la reanudación del procedimiento con un preaviso de 30 días corridos.

2.- 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).

3.- El Sindicato de los Trabajadores de Niterói, representando a 2.841 empleados, interpuso una reclamación laboral en contra de Ampla, solicitando el pago de diferencias salariales en un 26,05% a partir de febrero de 1989, en virtud del Plan Económico instituido por Decreto-ley nº. 2.335/87. En primera instancia, se dictó sentencia parcialmente desfavorable a Ampla, la cual determinó el pago de las diferencias salariales solicitadas desde el 1 de febrero de 1989, además de honorarios de abogados en un 15%. Ampla interpuso varios recursos, entre ellos un Recurso Extraordinario, pendiente de resolución. El Tribunal ordenó la celebración de una audiencia de conciliación, que se celebró sin éxito. Paralelamente, Ampla ha presentado una Exceção de Pré-executividade con base en la jurisprudencia del Supremo Tribunal Federal, que ha declarado con anterioridad la no existencia de un derecho adquirido al reajuste (URP) -Unidade de Referência de Preços- del Decreto-ley nº. 2.235/87. Además, Ampla alegó la excepción de pago de estos reajustes y, subsidiariamente solicitó se declare la limitación de este reajuste a la fecha base (octubre/89). En primera instancia, Ampla logró la declaración de la inexigibilidad del título judicial, en contra de lo cual la se presentó un recurso de Agravo de Petição, obteniendo éxito en parte con respecto al tema de la excepción de pago, pero manteniéndose en lo demás lo sustentado por Ampla en cuanto a la limitación de las diferencias salariales a la fecha base (octubre/89). Con fecha 10 de septiembre de 2014 se resolvió por el tribunal rechazar los recursos (agravo de instrumento) presentados por ambas partes, las cuales interpusieron Embargos de Aclaración en contra de esta decisión. En junio 2015 Ampla ha presentado sus descargos (contra razones) para que se rechace por el tribunal el Recurso Extraordinario interpuesto por el Sindicato. El 16 de diciembre de 2015 el Recurso Extraordinario ha sido enviado al Supremo Tribunal Federal para juzgamiento. La cuantía de este proceso se estima en aprox. R\$ 63.678.286 (aprox. M\$ 11.581.042).

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.- En diciembre de 2001 la Constitución Federal brasileña fue modificada con la finalidad de someter la venta de energía eléctrica a tributación por la Contribución Financiera a la Seguridad Social (COFINS), que es un tributo que recae sobre los ingresos. La Constitución establece que los cambios legislativos referentes a contribuciones sociales entran en vigor a los 90 días de su publicación, por lo que Ampla empezó a tributar por este impuesto a partir de abril de 2002. La Administración Tributaria brasileña notificó Acta a Ampla por entender que la *vacatio legis* (entrada en vigencia diferida) de 90 días se refiere exclusivamente a normas con rango de Ley pero no es de aplicación a las normas constitucionales, cuyas modificaciones entran en vigor de forma inmediata. En noviembre de 2007 el recurso presentado en la segunda instancia administrativa (Consejo de Contribuyentes) fue decidido en contra de Ampla. En octubre de 2008 Ampla presentó recurso especial que no fue aceptado. El 30 de diciembre de 2013, Ampla fue notificada de la decisión que no aceptó el argumento de Ampla que el pago de la COFINS no era debido en el período de diciembre de 2001 a marzo de 2002 por haberse previsto en la Constitución que los cambios legislativos entran en vigor a los 90 días de su publicación. Ampla presentó acción judicial con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permitirá seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada un 20%, 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).

6.- Tras ganar, en definitiva, en 2010, el litigio relativo a la inmunidad de COFINS, en el cual la Hacienda Pública intentaba revocar, mediante una acción rescisoria, una sentencia firme y ejecutoriada de agosto de 1996 a favor de Ampla, que la amparaba para no pagar COFINS (hasta el año 2001, en que se modificó la Constitución para gravar expresamente las operaciones con energía eléctrica con ese tributo), Ampla ha retomado una acción iniciada en 1996. Esta acción había quedado suspendida mientras se tramitaba el litigio descrito en primer lugar, solicitando la restitución de COFINS que había pagado desde abril de 1992 a junio de 1996, basada en que la sentencia firme a su favor sobre la inmunidad es aplicable a ejercicios anteriores y que, por tanto, tenía el derecho a la devolución de lo que había pagado indebidamente. En junio de 2013, hubo decisión de primera instancia judicial a favor de Ampla, declarando el derecho a recibir en restitución los valores pagados por COFINS por los periodos solicitados. La decisión no es definitiva y aún debe ser confirmada en instancia superior. La hacienda pública presentó recurso en contra de dicha decisión, pero sólo por temas de forma, ante el tribunal de Rio de Janeiro. En octubre 2014, el Tribunal de Rio determinó un nuevo juzgamiento en la primera instancia judicial por entender que, en el fallo anterior, la hacienda pública no había tenido oportunidad de manifestarse. En mayo 2015, la autoridad tributaria presentó su alegato final y en julio 2015 una nueva decisión favorable de primera instancia declaró el derecho de Ampla a la restitución de COFINS pagados desde 1992 hasta 1996. En agosto 2015, las autoridades tributarias apelaron ante el Tribunal de Río de Janeiro. Importe solicitado por Ampla a devolver R\$ 167 millones (aprox. M\$ 30.371.956).

7.- 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).

8.- Coelce factura al consumidor de "baja renta" (bajos ingresos) con un descuento social, lo que determina una tarifa final denominada de "baja renta". El Estado compensa a Coelce ese descuento a título de subsidio estatal. El ICMS (equivalente al IVA chileno) es trasladado (repercutido) por Coelce sobre el importe de la tarifa normal (sin el descuento). Por otro lado, el Estado de Ceará establece que el ICMS no aplica a facturaciones de entre 0 y 140 kwh. Por otra parte, Coelce, a efectos de calcular el importe de ICMS deducible respecto del total ICMS soportado en las compras de energía, debe aplicar la regla de "prorrata". La regla señala que es deducible el porcentaje que representen los ingresos gravados por ICMS sobre el total de ingresos (gravados por ICMS y no gravados con ICMS). Coelce considera, a efectos de su inclusión en el denominador de la prorrata, que el ingreso no gravado es el resultante de aplicar el precio de venta final de la energía (precio una vez descontado el subsidio) y la Administración sostiene que el ingreso no gravado es el precio de la tarifa normal (sin descontar el subsidio). La posición de la Administración implica un menor porcentaje de deducción de ICMS. La Hacienda entiende que en el cálculo de "Prorrata de ICMS" debería ser considerado el valor normal de la tarifa en los casos de venta de energía a "baja renta", en lugar de la tarifa reducida que es utilizada por Coelce. El criterio de la Hacienda resulta en un mayor porcentaje de ICMS no recuperable, por lo que resulta un mayor ICMS a pagar. Coelce sostiene que su cálculo está correcto, pues debe ser utilizado en el cálculo de "Prorrata de ICMS" el valor reducido de la tarifa pues ese es el real valor de la operación de venta de energía (la base del ICMS es el valor de la operación de salida de la mercancía). Respecto de 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).

9.- 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).

10.- 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 Américas, 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.

11.- 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.

12.- 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.

13.- 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).

14.- 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).

15.- 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.

16.- 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.

17.- 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 socioeconómico realizado. En cuanto al estado procesal, el juicio se encuentra actualmente en etapa probatoria. En la demanda paralela, se interpuso excepción previa de pleito pendiente, en atención a la existencia de la demanda principal. Pendiente se decida sobre la excepción propuesta. Se estima que las pretensiones de los demandantes ascienden aproximadamente a 93 mil millones de pesos colombianos (aprox. M\$ 20.925.000).

18.- 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.

19.- En Colombia, al crearse la filial de distribución eléctrica CODENSA, en el año 1997, la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (EEB) aportó a la nueva sociedad toda la infraestructura de alumbrado público y demás activos de comercialización y distribución a cambio del 51,5% de las acciones de Codensa. Sin embargo, no había absoluta claridad sobre el inventario de luminarias en la ciudad y eso generó posteriormente diferencias en cuanto a la facturación y liquidación del valor de la energía que CODENSA suministraba al municipio. En el año 2005 se pudo contar con un inventario georeferenciado de las luminarias, el cual arrojó como resultado una diferencia de 8.661 luminarias menos de las que CODENSA efectivamente consideró en su facturación y liquidación al Distrito de Bogotá (el Distrito). Para solucionar el conflicto, las partes llevaron a cabo mesas de trabajo para llegar a un acuerdo. No obstante lo anterior, en el año 2009 un ciudadano particular presentó una acción popular en la cual se solicita al tribunal: (i) se declaren vulnerados los derechos a la moralidad administrativa y al patrimonio público; (ii) se ordene a CODENSA efectuar la reliquidación que incluya intereses moratorios por los mayores valores pagados entre 1998 y 2004; y, (iii) se le reconozca al demandante el incentivo por moralidad administrativa (15% de lo que recupere el Distrito). La sentencia de primera instancia, confirmada por el fallo de segunda instancia, ordenó a la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP) y a CODENSA para que en término de

dos meses contados a partir de la ejecutoria del fallo realicen todas las gestiones necesarias para establecer en forma definitiva los saldos a favor o en contra, debidamente actualizados, más intereses. En el evento que no pudiere llegarse a un acuerdo, entonces la misma UAESP deberá realizar dentro de un nuevo término de dos meses la liquidación unilateral para ponerla a consideración de CODENSA, quien puede ejercer los recursos de vía gubernativa pertinentes y, en caso de no pago, deberá proceder a ejecutar la sentencia. El 6 de septiembre de 2013 la Contraloría envió una comunicación a CODENSA anunciando futuras acciones de control en contra de la empresa y de UAESP por un presunto detrimento patrimonial del Distrito por valor de 95.142.786.544 pesos colombianos (aprox. M\$ 21.407.126.), debido a pagos de aquella a ésta por concepto de alumbrado público entre 1998 y 2004. El 20 de septiembre de 2013, CODENSA respondió a la comunicación manifestando su desacuerdo con dicha cifra y propuso una mesa técnica de trabajo, la cual fue instalada llevándose a cabo diversas reuniones. Con base a los documentos allegados por Codensa y las aclaraciones expuestas, la Contraloría General emitió un nuevo informe, modificando el anterior, en el cual respalda la cifra obtenida de común acuerdo por la UAESP y Codensa por \$ 14.432.754.679 (actualizados a mayor de 2014), (aprox. M\$ 3.247.369). Adicionalmente, la Contraloría recomendó en su informe que la UAESP enviara este acuerdo al Juzgado con el fin de finiquitar la controversia con Codensa, lo cual sucedió el 13 de Diciembre de 2013. Posteriormente la Contraloría, pero esta vez de Bogotá, redactó un informe cuestionando el acuerdo celebrado por la UAESP; informe que dicha entidad presentó al Juzgado. El 17 de Septiembre de 2014, se le pidió al Juzgado que se corriera traslado del mencionado informe y se está a la espera de que el Juzgado Décimo Administrativo del Circuito de Bogotá se pronuncie, o bien corriendo el traslado solicitado o bien de fondo sobre el acuerdo suscrito entre CODENSA y la UAESP.

20.- En Colombia se presentó una Acción de Grupo en contra de CODENSA por la cual los demandantes pretenden que esta empresa les devuelva lo que supuestamente se les ha cobrado en exceso por no aplicar el beneficio tarifario que según ellos les correspondería como usuarios pertenecientes al Nivel de Tensión Uno y propietarios de la infraestructura, según lo establece la Resolución 082 de 2002, modificada por la resolución 097 de 2008. En cuanto al estado procesal, CODENSA procedió a contestar la demanda rechazándola en todas sus partes. Se llevó a cabo audiencia de conciliación entre las partes, sin éxito. Se encuentra pendiente se dicte el auto de pruebas. La cuantía estimada es de aprox. 337.626.840.000 pesos colombianos (aprox. M\$ 75.966.039).

21.- Para contrarrestar el impacto del posible fenómeno climático del Niño que influye en la tarifa, la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, estableció la Opción Tarifaria, a través de la Resolución CREG 168 del 2008, la cual permite diferir el incremento en la tarifa de energía eléctrica hasta por dos años, en lugar de hacerlo inmediatamente, suavizando el impacto del alza en los usuarios finales. Codensa terminó voluntariamente la Opción Tarifaria que venía aplicando y en virtud de ello debe proceder a hacer un balance entre los valores reales de la tarifa y los valores facturados resultantes de la Opción Tarifaria, sobre la base de los saldos y el histórico de los valores trasladados a la tarifa de los usuarios finales, en cumplimiento de la Resolución CREG 168 de 2008. El resultante de la comparación de tarifas debe ser reintegrado a los usuarios finales pues los valores de la Opción Tarifaria, como saldos acumulados, siempre están por encima de los valores que debieron haberse facturado si no se hubiere optado por tal alternativa. En cuanto a su estado procesal, se notifica la demanda el 1 de octubre de 2015 y fue contestada el 23 de noviembre de 2015. Se encuentra pendiente la fijación de fecha para audiencia de conciliación. la regulación nacional no establece el mecanismo para devolver a los usuarios los importes de dinero

derivados de la opción tarifaria, sin embargo la empresa previamente decidió devolver estas sumas. Existe diferencia entre los importes que tiene previsto devolver la empresa a los usuarios y la cuantía que estima el actor. Se contesta la demanda el 23 de noviembre de 2015. Se encuentra pendiente la fijación de fecha para audiencia de conciliación. Cuantía \$ 163.000.000.000. (aprox. M\$ 36.675.000)

22.- 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 la 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).

b) Operaciones Discontinuas

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 1608-2005. 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 Pihueico, 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 Pihueico 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 de enero de 2015 se citó a las partes a oír sentencia y con fecha 23 de abril de 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.- 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 de marzo de 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. A la fecha, dicho monto ya se encuentra pagado.

4.- 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 reconvenzional 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 reconvenzional. Con fecha 11 de septiembre de 2014 Collahuasi presenta su dúplica en la demanda principal y su réplica de demanda reconvenzional. Con fecha 1 de octubre de 2014, Celta presentó su dúplica a la demanda reconvenzional. 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.

5.- Enersis Américas, Impuesto Adicional de los accionistas no domiciliados ni residentes en Chile. En septiembre de 2012, Enersis Américas S.A. fue notificada por el Servicio de Impuestos Internos (SII) de una Liquidación y resolución relacionada con la retención de impuestos sobre dividendos pagados en los años comerciales 2008 y 2009 a los accionistas de Enersis Américas SA, no domiciliados ni residentes en Chile. A pesar de no existir diferencias de impuestos adeudadas, por lo mismo no se han aplicado Multas, el SII pretende que Enersis Américas corrija el procedimiento de cálculo utilizado para la declaración, pago y devolución del impuesto (crédito). Además, el SII notificó Liquidaciones y resoluciones por el mismo concepto por los períodos comerciales 2010 y 2011. (AT 2011 y AT 2012). La Posición de la Autoridad es que el procedimiento utilizado por la compañía para enterar las diferencias entre el crédito fiscal definitivo y el crédito fiscal provisional no es el correcto, porque Enersis Américas deberá restituir el importe total del crédito fiscal utilizado en el cálculo de la retención provisional y sólo los accionistas podrán solicitar la devolución de la cantidad pagada en exceso por la Sociedad chilena. La posición de Enersis Américas: es que la interpretación de la autoridad se basa en la redacción de un artículo de la ley que parece exigir la "restitución del crédito en exceso", pero no consideró que hay una Circular emitida por el mismo Servicio que señala el desarrollo de este proceso y al cual se ha ajustado de buena fe Enersis Américas. Además, si se utiliza la forma de cálculo con el criterio de la Autoridad, tanto en la cantidad que la compañía enteraría en nombre del accionista, así como el importe de la restitución que el accionista debe pedir al SII, son la misma cantidad. La diferencia es que las cantidades que se pagan al Fisco están incrementadas por IPC y los intereses de mora (1,5%). En cambio, las cantidades que devuelve el Fisco sólo se les aplica (IPC). Estado

Procesal: Se presentó reconsideración administrativa la cual fue resuelta en forma negativa. Luego, se presentó reposición administrativa, que también fue resuelta negativamente para Enersis Américas. El 13 de marzo 2014, se interpuso reclamación tributaria ante el Tribunal Tributario y Aduanero (TTA) primera instancia judicial, para los años comerciales 2008 y 2009. El 18 de agosto 2014, se presentó Reclamo Tributario para el período 2010 (AT 2011) y por último, el 29 de agosto 2014, se presentó Reclamo Tributario para el período 2011 (AT 2012). Los tres reclamos tributarios por el AT 2009 - 2010, por el AT 2011 y por el AT 2012 se encuentran con contestación del SII y con fecha 10 de octubre se solicitó su acumulación por Enersis Américas, lo que fue concedido por el Tribunal con fecha 16 de octubre 2014. Con fecha 21 septiembre 2015, el TTA abrió término probatorio. Con fecha 15 de octubre, Enersis Américas presentó sus pruebas y el TTA las tuvo por presentadas. Con fecha 31 diciembre 2015, se dictó fallo desfavorable a Enersis Américas. La sentencia fue notificada por carta certificada despachada con fecha 4 enero 2016. Enersis Américas apeló para ante la Corte de Apelaciones de Santiago. Cuantía M\$ 45.566.682.-

La Administración de Enersis Américas S.A. considera que las provisiones registradas en los Estados Financieros Consolidados cubren adecuadamente los riesgos por los litigios descritos en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

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

36.4 Restricciones financieras.

Diversos contratos de deuda de la sociedad, como de algunas de sus filiales, incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios 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 Enersis Américas y de Endesa Chile contienen cláusulas de cross default. Las líneas de crédito bajo ley chilena, que Endesa Chile suscribió en febrero de 2013 y Enersis Américas en abril de 2013, estipulan que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del propio Deudor, es decir Enersis Américas o Endesa Chile, no haciendo referencia a sus filiales. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de estas líneas debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una deuda debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas y además deben incluirse otras condiciones adicionales como por ejemplo la expiración de periodos de gracia. Estas líneas se cerraron anticipadamente el 18 de enero de 2016, y desde su suscripción, no fueron desembolsadas. Se está negociando la contratación de nuevas líneas de crédito y se espera suscribirlas 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 Enersis Américas y 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 la misma sociedad, 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 Enersis Américas ni de Endesa Chile. Los Yankee Bonds de Enersis Américas vencen en 2016 y 2026 mientras que los Yankee Bonds de Endesa Chile vencen en 2027, 2024, 2037 y 2097. 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 Enersis Américas y Endesa Chile emitidos en Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del propio Emisor, en los casos en que el monto en mora exceda un 3% del Total de Activos Consolidados, ya sea en una deuda individual o a nivel agregado de deudas, en el caso de Enersis Américas y los US\$ 50 millones en una deuda individual, o su equivalente en otras monedas en el caso de Endesa Chile. 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 mantiene el Grupo Enersis limitan el nivel de endeudamiento y evalúan la capacidad de generar flujos para hacer frente a los servicios de la deuda de las empresas. Para varias compañías también se exige la certificación periódica de dichos covenants. Los tipos de covenants y sus respectivos umbrales varían según el tipo de deuda y contrato.

El bono local Serie B2 de Enersis Américas incluye los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en el respectivo contrato:

- Patrimonio Total Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$ 628.570 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2015, el Patrimonio Total de Enersis Américas fue de \$ 8.189.808 millones.
- Razón de Endeudamiento: Se debe mantener una Razón de Endeudamiento, definida como la razón entre Pasivo Exigible y Patrimonio Neto menor o igual a 2,24. El Pasivo Exigible es la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, mientras que el Patrimonio Neto es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2015, la Razón de Endeudamiento fue de 0,89.
- Activos Susceptibles de Constituirse en Garantía: Se debe mantener activos susceptibles de constituirse en garantía respecto a Pasivos Exigibles No Garantizados en una razón mayor o igual a 1. El Total de Activos Libres será la diferencia entre el Total de Activos Depurados o Libres y el Total de Activos Grabados. Para el Total de Activos Depurados o Libres se considera el Total de Activos menos la suma de Efectivos en caja, Saldos en bancos, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Pagos anticipados, corrientes, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes, y Activos intangibles identificables, bruto, mientras que el Total de Activos Grabados corresponde a los activos comprometidos a través de garantías directas. Por otro lado, los Pasivos Exigibles No Garantizados corresponden a la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, descontando los Pasivos Garantizados a través de garantías directas. Al 31 de diciembre de 2015, la relación mencionada fue de 1,88.

Cabe señalar, que la línea de crédito local, no desembolsada, incluye 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.

Al 31 de diciembre de 2015, el covenant financiero más restrictivo de Enersis Américas era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente a las líneas locales cerradas anticipadamente el 18 de enero de 2016.

Por su parte, los bonos de Endesa Chile emitidos en 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 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 periodo 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 Américas, y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis Américas; 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, y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis. 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 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, Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. 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 apalancamiento 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 Edelnor sólo tiene un covenant, Razón de Endeudamiento, presente en los bonos locales, cuyo último vencimiento es en enero de 2033. Por otro lado, 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. Por su parte, la deuda de Piura incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda y Nivel de Endeudamiento. Al 31 de diciembre de 2015, el covenant financiero más restrictivo de Piura era el Nivel de Endeudamiento correspondiente a contratos de leasing para la construcción de la central Reserva Fría con el Banco de Crédito del Perú, cuyos vencimientos es en junio de 2020.

En Brasil, la deuda de Coelce incluye el cumplimiento de los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), Nivel de Endeudamiento y Cobertura de Intereses (Ratio EBITDA/Gastos Financieros). Al 31 de diciembre de 2015, el covenant financiero más restrictivo de Coelce era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente a la 3era Emisión de bonos locales, cuyo último vencimiento es en octubre de 2018. Por su parte, la deuda de Ampla incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), Razón de Endeudamiento y Cobertura de Intereses (Ratio EBITDA/Gastos Financieros). Al 31 de diciembre de 2015, el covenant financiero de Ampla Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente al financiamiento con el Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (“BNDES”), cuyo último vencimiento es en junio de 2021. La deuda de Cien incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA) y Razón de Endeudamiento por un crédito con el BNDES, con vencimiento en junio de 2020. Al 31 de diciembre de 2015, el covenant más restrictivo era la Razón de Endeudamiento.

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 Endeudamiento. 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. Por su parte la deuda de Codensa no está sujeta

al cumplimiento de covenants financieros, situación que también aplica a la deuda del resto de compañías no mencionadas en esta Nota.

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 31 de diciembre de 2014, ni Enersis América 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 Enersis Américas.

Al 31 de diciembre de 2015, todos los activos y pasivos relacionados con el negocio de distribución y generación en Chile se han clasificado como activos y pasivos mantenidos para distribuir a los propietarios (Ver Nota 5.1).

36.5 Otras informaciones.

Central Costanera S.A.

- El 17 de julio de 2015, y con aplicación a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2015, se publicó la Resolución S.E. N° 482/2015, la que, entre otros aspectos, actualizó la remuneración de los agentes generadores del MEM del tipo térmico convencional o hidráulico nacional (con excepción de los hidráulicos binacionales), reemplazando a tal efecto los Anexos I, II, III, IV y V de la Resolución S.E. N° 529/14, e incluyó un nuevo concepto remunerativo el Recurso para inversiones FONINMEM 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 FONINMEM 2015-2018, por un plazo no mayor a 10 años a partir de su habilitación comercial, una Remuneración Directa FONINMEM 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, FONINMEM 2015-2018 y se adhiere a todos los términos establecidos en dicho acuerdo el 2 de julio 2015. La Adhesión comprende el compromiso irrevocable de participar en la conformación del FONINMEM 2015-2018, comprometiéndose 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 Turbopapor 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 Turbopapor. 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 pesos argentinos 14.418.986 (M\$ 1.020.869) en los ingresos por ventas y una pérdida neta en los otros ingresos / gastos operativos de pesos Argentinos 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 pesos argentinos 1.323.430.283 (M\$ 93.699.288 en Chocón, pesos argentinos 129.092.580 (M\$ 9.139.796) en Costanera y pesos argentinos 546.902.547 (M\$ 38.720.876) en Dock Sud.
- 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 pesos argentinos 49.797.906 (M\$ 3.525.708) en 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 pesos argentinos 493.816.698 (M\$ 34.962.380) en Chocón, pesos argentinos 43.989.703 (M\$ 3.114.485) en Costanera y pesos argentinos 218.604.914 (M\$ 15.477.298) en Dock Sud.
- El 25 de julio de 1990, el Gobierno de Italia autorizó a MedioCredito Centrale a otorgar al Gobierno de la República Argentina, un crédito financiero de hasta US\$ 93.995.562 destinado a financiar la adquisición de bienes y la provisión de servicios de origen italiano, utilizados en la rehabilitación de cuatro grupos de la central termoeléctrica propiedad de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires ("SEGBA"). Dicho crédito financió la adquisición de los bienes y servicios incluidos en la Orden de Trabajo N° 4322 (la "Orden"), emitida por SEGBA a favor de un consorcio liderado por Ansaldo S.p.A. de Italia.

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

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

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

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

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

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

Por lo expuesto, 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.

Edesur S.A.

- Con fecha 11 de marzo de 2015, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 32/2015, que entre los puntos más importantes, establece lo siguiente: (i) aprueba un aumento transitorio para Edesur con vigencia a partir del 1° de febrero de 2015 destinado exclusivamente al pago de la energía que se adquiere al mercado eléctrico, de salarios y de provisiones de bienes y servicios; dicho aumento, a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) cuya fecha de realización no está definida, surge de la diferencia entre un cuadro tarifario teórico y el cuadro tarifario vigente para cada categoría de usuarios, de acuerdo con los cálculos del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (E.N.R.E.), que no se trasladará a tarifa sino que será cubierto mediante transferencias de la CAMMESA con fondos del Estado Nacional; (ii) a partir del 1° de febrero de 2015 los fondos del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE) serán considerados como parte de los ingresos de Edesur, también a cuenta de la RTI; (iii) reitera el procedimiento del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) hasta el 31 de enero de 2015; y (iv) instruye a CAMMESA a emitir LVFVD por los montos que hubiere determinado el E.N.R.E. en virtud de los mayores costos salariales de la Sociedad originados por la aplicación de la Resolución N° 836/2014 de la Secretaría de Trabajo. Adicionalmente, permite la cancelación de saldos remanentes a favor del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) mediante un plan de pagos a definir. Asimismo, instruye al E.N.R.E. a iniciar las acciones previas del proceso de la RTI.. Por la Resolución SE N° 32/2015 y las posteriores notas de la SE que actualizaron el valor del concepto mencionado durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 se reconocieron ingresos por miles de pesos argentinos 4.973.261 (M\$ 352.108.462), que se encuentran expuestos en el estado del resultado integral de la siguiente manera: por el punto (i), 3.742.739 miles de pesos argentinos (M\$264.987.134) en la línea "Otros ingresos Res. SE N° 32/2015" y 9.101 (M\$ 644.354) en la línea "Ingresos financieros"; por el punto (ii), 479.833 miles de pesos argentinos (M\$ 33.972.330) entre los "Ingresos por servicios" (ventas de energía); y por los puntos (iii) y (iv), 741.588 miles de pesos argentinos (M\$ 52.504.644) en los "Otros ingresos operativos netos".

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

En relación con lo anterior, con fecha 29 de junio de 2015 la SE emitió su Nota N° 1.208 mediante la cual instruye a CAMMESA el método para calcular las deudas que Edesur mantiene con el MEM por las transacciones económicas de energía devengadas al 31 de enero de 2015, y su compensación con los créditos que surgen de la aplicación del MMC. Como consecuencia de ello, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 se reconocieron ingresos financieros netos por 384.403 miles de pesos argentinos (M\$ 27.215.856). A la fecha de los presentes estados financieros la mencionada instrucción está siendo implementada.

Según lo previsto en el Art. 5° de la Resolución SE N° 32/2015, el aumento transitorio aprobado por la misma fue posteriormente actualizado mediante las Notas SE N° 2097 y 2157, del 12 y el 16 de noviembre

de 2015, respectivamente, como resultado del monitoreo periódico realizado por el E.N.R.E. de la evolución de los costos operativos de la Sociedad.

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

Por último, con fecha 16 de diciembre de 2015, las nuevas autoridades nacionales declararon mediante el Decreto 134/2015, la emergencia del Sector Eléctrico Nacional con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017. Por el mismo, se instruye al Ministerio de Energía y Minería para que elabore, ponga en vigencia e implemente un programa de acciones que sean necesarias en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas.

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

- Con fecha 12 de julio de 2012, el E.N.R.E., mediante su Resolución N° 183/2012, designó como veedor en Edesur a Luis Miguel Barletta, acargo de fiscalizar y controlar todos los actos de administración habitual y de disposición vinculados a la normal prestación del servicio a cargo de la Sociedad. El veedor designado se mantendría en sus funciones por un plazo de 45 días prorrogables. El 20 de julio de 2012, la Sociedad interpuso recurso de reconsideración con alzada en subsidio contra la Resolución E.N.R.E. N° 183/2012. En el mismo se ha rechazado la fundamentación dada en esa Resolución, y se ha planteado y demostrado el ahogo financiero y económico al que ha sido sometida Edesur desde hace años por parte del mismo E.N.R.E. y otras autoridades por la negativa a reflejar en tarifas los mayores costos o los valores que deben derivarse de una revisión tarifaria integral o a brindar al servicio otros ingresos. La veeduría fue prorrogada mediante Resoluciones E.N.R.E. N° 246/2012, N° 337/2012 y N° 34/2013, la Disposición E.N.R.E. N° 25/2013, la Resolución E.N.R.E. N° 243/13 y la Disposición E.N.R.E. N° 2/2014 de fecha 9 de enero de 2014, que amplía tal designación por otros 90 días hábiles administrativos, prorrogables. Con fecha 30 de enero de 2014 el E.N.R.E. emitió la Resolución N° 31/2014, la que, atento a la integración de un nuevo Directorio en dicho ente y habiendo sido designado como presidente del mismo el Ingeniero Ricardo Alejandro Martínez Leone, designa a este último como veedor en Edesur, en reemplazo del Ingeniero Luis Miguel Barletta, por un plazo de 90 días hábiles administrativos, prorrogables. La Disposición E.N.R.E. N° 36/2014, de fecha 17 de junio de 2014, vuelve a ampliar por un plazo de 90 días hábiles administrativos, prorrogables, la designación del Ingeniero Martínez Leone como veedor en Edesur. Por la Disposición E.N.R.E. N° 244/2014, de fecha 3 de septiembre de 2014, se designa al Contador Rubén Emilio Segura en reemplazo del Ingeniero Martínez Leone como veedor en Edesur, por un plazo de 90 días hábiles

administrativos, prorrogables, situación que ha sido renovada sucesivamente hasta el presente mediante las Resoluciones ENRE N° 128/2015, del 22 de abril de 2015, y N° 381/2015, del 23 de septiembre de 2015. Los efectos del recurso de reconsideración y alzada en subsidio interpuesto contra la resolución mencionada en primer término, se mantienen y extienden a las resoluciones a través de las cuales se dispuso prorrogar los efectos de la veeduría.

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

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

Por otra parte, teniendo en cuenta la trascendencia social del servicio eléctrico, la mencionada resolución define un volumen de energía a un precio denominado Tarifa Social, para ser transferido a precio mínimo a quienes integren el universo de usuarios finales que carece de capacidad de pago suficiente para afrontar los precios establecidos con carácter general, según los criterios de calificación y asignación que comunique el Ministerio de Desarrollo Social de la Nación.

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

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

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

- i.- Efectuar un ajuste del VAD en los cuadros tarifarios de la Sociedad, a cuenta de la RTI y en el marco de Régimen Tarifario de Transición establecido en el Acta Acuerdo.
- ii.- Aplicar una Tarifa Social al universo de usuarios que resulten de la aplicación de ciertos criterios de elegibilidad, a saber: ser jubilado o pensionado por un monto equivalente a dos veces el haber mínimo nacional; personas con empleo en relación de dependencia que perciben una remuneración bruta menor o igual a dos salarios mínimos, vital y móvil; ser titular de programas sociales, estar inscripto en el Régimen

de Monotributo Social; estar incorporado en el Régimen Especial de Seguridad Social para empleados del servicio doméstico; estar percibiendo seguro de desempleo; o contar con certificado de discapacidad, quedando excluidos del beneficio en caso de ser propietarios de más de un inmueble, de automóviles cuyos modelos tengan hasta 15 años de antigüedad, o de aeronaves o embarcaciones de lujo.

iii.- Incluir en los cuadros tarifarios el plan de ahorro de energía eléctrica resultante de los establecido en la Resolución MEyM N° 6/2016.

iv.- Llevar a cabo todos los actos necesarios a efectos de proceder a la RTI, la que deberá entrar en vigencia antes del 31 de diciembre de 2016.

A efectos de que los usuarios puedan establecer una mejor organización de las finanzas del hogar, el E.N.R.E. deberá disponer las medidas que fueren necesarias a efectos de implementar el pago mensual del servicio público de distribución prestado por la Sociedad.

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

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

Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A.

En mayo de 2014, el Comité de Ministros revocó la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto Hidroaysén, en el que participa nuestra filial 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 MM\$69.066 (aproximadamente US\$ 121 millones). Ver nota 14.1.a).

Los efectos financieros y contables que tuvo para Enersis la provisión de deterioro de Endesa Chile sobre su participación en Hidroaysén, resultaron en un cargo al resultado neto de Enersis por \$ 41.426 millones (aproximadamente US\$ 73 millones) que se registró como ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.

37. DOTACIÓN.

La distribución del personal de Enersis Américas, incluyendo la información relativa a las filiales en los cinco países donde está presente el Grupo, al 31 de diciembre de 2015 y 2014, era la siguiente:

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

País	31-12-2014				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	101	2.113	310	2.524	2.503
Argentina	29	3.335	1.109	4.473	4.223
Brasil	28	2.395	272	2.695	2.648
Perú	18	792	141	951	944
Colombia	34	1.568	30	1.632	1.613
Total	210	10.203	1.862	12.275	11.931

Es importante destacar que las operaciones que Enersis Américas realiza en Chile, a contar del 1 de febrero de 2016 pasaron a formar parte de una nueva sociedad denominada Enersis Chile (ver nota 3.k, 5.1 y 41).

38. SANCIONES.

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

a) Operaciones Continuas

1.- Edesur S.A.

- Para el período iniciado el 1° de enero de 2013 y terminado el 30 de junio de 2013, Edesur S.A. recibió del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) 150 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial, y seguridad en la vía pública, por un monto de \$ 23.640.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.287.437). Se encuentran en trámite los recursos contra las sanciones.
- Para el período iniciado el 1° de julio de 2013 y terminado el 30 de septiembre de 2013, Edesur S.A. recibió del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) 111 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial, por un monto de \$ 28.270.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.539.588) y de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 1.536.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 83.651). Se encuentran en trámite los recursos contra las sanciones.
- Para el período iniciado el 1° de octubre de 2013 y terminado el 31 de diciembre de 2013 Edesur S.A. recibió del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) 8 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial por un monto de \$ 2.766.029 pesos argentinos (aprox. M\$ 150.638) y de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 4.973.300 pesos argentinos (aprox. M\$ 270.846). Se encuentran en trámite los recursos contra las sanciones.
- Para el período iniciado el 1° de enero y finalizado el 30 de junio de 2014, Edesur S.A. fue sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 13 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial por un monto de \$ 10.685.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 581.906) y con 20 sanciones por incumplimientos de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 26.975.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.469.062), y se le han impuesto resarcimientos a usuarios por \$ 389.000.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 21.184.988).

- Para el período iniciado el 1° de julio de 2014 y finalizado el 30 de septiembre de 2014, Edesur S.A. ha sido sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 3 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y calidad comercial de \$ 114.627 pesos argentinos (aprox. M\$ 6.243) y con 12 sanciones por incumplimientos de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 13.112.132 pesos argentinos (aprox. M\$ 714.088).
- Para el período iniciado el 1° de octubre de 2014 y finalizado el 31 de diciembre de 2014, Edesur S.A. ha sido sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 4 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y calidad comercial de \$ 35.914.427 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.955.904), y con 11 sanciones por incumplimientos de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 19.853.878 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.081.245).
- Para el período iniciado el 1° de enero de 2015 y finalizado el 31 de marzo de 2015, Edesur S.A. ha sido sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 3 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y calidad comercial de \$ 10.532.955,18 pesos argentinos (aprox. M\$ 573.626), y con 7 sanciones por incumplimientos de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 3.524.428 pesos argentinos (aprox. M\$ 191.941).
- Para el período iniciado el 1° de abril de 2015 y finalizado el 30 de junio de 2015, Edesur S.A. ha sido sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 8 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y calidad comercial de \$ 36.646.432,59 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.995.769).
- Para el período iniciado el 1° de julio de 2015 y finalizado el 30 de septiembre de 2015, Edesur S.A. ha sido sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 2 sanciones por incumplimientos de calidad técnica y calidad comercial por un monto de \$ 11.989.572,66 pesos argentinos (aprox. M\$ 652.954) y 5 sanciones por incumplimientos de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 7.093.752 pesos argentinos (aprox. M\$ 386.327). Todas estas sanciones se encuentran actualmente recurridas por Edesur.
- Para el período iniciado el 1° de octubre de 2015 y finalizado el 31 de diciembre de 2015, Edesur S.A. ha sido sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 6 sanciones por incumplimientos de calidad técnica y calidad comercial por un monto de \$ 31.081.214 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.692.687) y 1 sanción por incumplimiento de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 21.840.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.189.409). Todas estas sanciones se encuentran actualmente recurridas por Edesur.

2.- 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.

3.- 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.

4.- Central Dock Sud S.A.

- Durante el año 2013, Central Dock Sud S.A. (CDS) fue sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) en su condición de generador del Mercado Eléctrico Mayorista en la suma de \$ 794,11 pesos argentinos (aprox. M\$ 43), por un incumplimiento a lo dispuesto en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS (Res. ex-S.E. N° 61/92, sus modificatorias y complementarias), en cuanto a indisponibilidades de los Enlaces de Datos del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR), en el período comprendido entre enero y junio de 2012.
- El 30 de julio de 2013 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso a CDS una sanción por un monto de \$ 3.202,66 pesos argentinos (aprox. M\$ 174), que fue debidamente cancelada, por un incumplimiento a lo dispuesto en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS (Res. ex-S.E. N° 61/92, sus modificatorias y complementarias), en cuanto a indisponibilidades de los Enlaces de Datos del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR) en el período comprendido entre los meses de enero y junio de 2013.
- Para el período iniciado el 1° de enero de 2014 y terminado el 30 de junio de 2014, el ENRE impuso a CDS una sanción por un monto de \$ 5.516,57 pesos argentinos (aprox. M\$ 300) que fueron abonados, por un incumplimiento a lo dispuesto en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS (Res. ex-S.E. N° 61/92, sus modificatorias y complementarias), en cuanto a indisponibilidades de los Enlaces de Datos del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR), por el período comprendido entre los meses de julio y diciembre de 2012.
- Durante el año 2015 no se registran sanciones de autoridades administrativas.

5.- Yacylec S.A.

- Durante el año 2013 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso sanciones por cuestiones relacionadas a Salida de servicio de la Líneas y Salida de servicio de Equipos por un total de \$ 53.585 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.918), siendo abonado por Yacylec S.A. durante el 2014 el monto de \$1.668 pesos argentinos (aprox. M\$ 91), correspondientes a las sanciones indicadas más interés.
- Durante el año 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso sanciones por cuestiones relacionadas a Salida de servicio de la Líneas y Salida de servicio de Equipos por un total de \$ 231.925 pesos argentinos (aprox. M\$ 12.631), a la fecha fueron trasladadas a cobro por Transener a Yacylec S.A. sanciones por un importe de \$ 321.254 pesos argentinos (aprox. M\$ 17.496) incluyendo intereses, los cuales fueron descontados por CMMESA de los pagos de remuneración mensual durante el presente 2015
- Durante el 2015 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso sanciones por cuestiones relacionadas a Salida de servicio por un total de \$ 26.130 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.423), a la fecha fueron trasladadas a cobro por Transener a Yacylec S.A. sanciones por un importe de \$17.313 pesos argentinos (aprox. M \$943) incluyendo intereses, de los cuales fueron descontados por CMMESA de los pagos de remuneración mensual durante el presente 2015 \$ 5.078 pesos argentinos (aprox. M\$ 277), y \$12.235 pesos argentinos (aprox. M\$ 666.), se encuentran pendientes de pago dada la falta de ajuste de la remuneración que le corresponde a la Cía. por parte de la autoridades argentinas.

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.- 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 Medioambiente 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 Medioambiente 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 Medioambiente 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 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.

9.- Companhia Energética do Ceará (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.

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

- 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 de 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).

11.- Edelnor S.A.A.

- En febrero de 2013, Edelnor S.A.A. pagó una multa por S/. 1.861,63 (aprox. M\$ 387) a SUNAT por no haber cumplido con el pago de la detracción del IGV (IVA) dentro de los plazos establecidos.
- Durante el ejercicio del año 2013, OSINERGMIN sancionó a EDELNOR S.A.A. con veintitrés (23) multas por el supuesto incumplimiento a las normas técnicas y comerciales, por un monto total que asciende a S/. 2.544.177,91 (aprox. M\$ 529.380).
- En octubre de 2013, Edelnor S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación del Impuesto a la Renta del año 2009. En etapa de reclamación, se obtuvo resultado favorable de manera parcial, por lo que el monto mantenido por SUNAT por este concepto, actualizado al 08 de septiembre de 2014, es de S/. 4.150.479 (aprox. M\$ 863.611), fecha en la que Edelnor S.A.A. efectuó el pago de las mismas aplicando un régimen de rebaja. Sin perjuicio de ello, Edelnor S.A.A. interpuso recurso de apelación, el cual, al 31 de diciembre de 2015, se encuentra pendiente de resolución.
- Durante el ejercicio 2014, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) sancionó a EDELNOR S.A.A. con veintidós (22) multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total a S/. 2.015.383 (aprox. M\$ 419.351).
- En junio de 2014, Edelnor S.A.A. fue sancionada con una multa impuesta por la Municipalidad de Hualar vinculada con una supuesta omisión en la determinación del Impuesto Predial de los años 2010 a 2014 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2015 de S/. 61.123 (aprox. M\$ 12.718). Dicha multa fue impugnada por Edelnor S.A.A., encontrándose pendiente de resolución. Edelnor fue notificada con la Resolución a través de la cual se declara nula la Resolución de Multa emitida. El procedimiento concluyó satisfactoriamente para Edelnor.
- Durante el año 2015, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) sancionó a EDELNOR S.A.A. con diez (10) multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total a S/. 1.481.359,57 (aprox. M\$ 308.234).
- En junio de 2015, Edelnor S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación del Impuesto a la Renta del año 2010. En julio de 2015, Edelnor pagó las multas antes mencionadas en la suma de S/.1.612.507 (aprox. M\$ 335.522) , acogiéndolas a un régimen de gradualidad vigente. No obstante el pago efectuado, Edelnor ha impugnado dichas Resoluciones de Multa, cuya reclamación al 31 de diciembre de 2015 se encuentra pendiente de resolución por SUNAT.
- En junio de 2015, Edelnor 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 del año 2014. La contingencia actualizada al 31 de diciembre de 2015 es de S/. 23.642 (aprox. M\$ 4.919). Las multas no fueron impugnadas, por lo que se procedió con el pago de las mismas.

12.- 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 las 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 las 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 31 de diciembre 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 31 de diciembre 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 31 de diciembre 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.

13.- Empresa Eléctrica de Piura S.A.

- En el mes de febrero de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada con una multa ascendente a S/. 7.005 (aprox. M\$ 1.458) por el pago de aportes por regulación correspondientes al año 2004 y 2005. Dicha multa fue cancelada.
- En agosto 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa total ascendente a S/. 15.873 (aprox. M\$ 3.303) (5.72 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por incumplimiento del Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica ("NTCSE"): (i) haber trasgredido el indicador CMRT; cumplimiento de las mediciones requeridas por la NTCSE, en base a las mediciones de tensión reportadas para el segundo semestre de 2011; y (ii) haber trasgredido el indicador CCII: correcto cálculo de indicadores y monto de compensaciones por interrupciones para el segundo semestre de 2011. En el mes de septiembre de 2013 dicha multa fue cancelada.
- En agosto de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue notificada por el Ministerio de Energía y Minas. por la aplicación de penalidad contractual "Contrato de Reserva Fría Planta Talara (CT Malacas3)" ascendente al monto de S/. 691.500 (aprox. M\$ 143.884) por el atraso incurrido en la Puesta en Operación Comercial de la Planta de Reserva Fría de Generación Talara.
- En septiembre de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. toma conocimiento de la Resolución N° 1 emitida por el Ejecutor Coactivo OSINERGMIN aplicando una de penalidad por no mantener la existencia media del producto GLP durante los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo y junio de año 2004 ascendente al monto de 42.17 UIT equivalente a S/. 156.029 (aprox. M\$ 32.466). El 21 de octubre el Ejecutor Coactivo suspendió el procedimiento de Ejecución Coactiva respecto a la cobranza de la multa impuesta.
- El 24 de septiembre de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa total ascendente a S/. 3.700 (aprox. M\$ 770) (1 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) porque el EDAGSF no fue declarado en el Sistema Extranet a través del formato F08 incumplimiento del Procedimiento para Supervisar la Implementación y Actuación de los Esquemas de Rechazo Automático de Carga de Generación. La multa fue pagada y reducida en un 25% - S/. 2.775 (aprox. M\$ 577) al haber sido cancelada dentro del plazo de quince (15) días desde su notificación.
- Con fecha 10 de abril de 2014, mediante Resolución N° 233-2013-OEFA/DFSAI/SDI, el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) inició contra Empresa Eléctrica de Piura S.A. un

procedimiento administrativo sancionador por haber omitido información en la presentación de sus informes respecto de las emisiones gaseosas en el Informe Anual de Gestión 2011. Con fecha 8 de mayo de 2015, mediante Resolución Directoral N° 438-2015-OEFA/DFSAL, se declaró la existencia de responsabilidad administrativa de Empresa Eléctrica de Piura S.A. en la infracción mencionada. No se impuso sanción ni medida correctiva al haberse subsanado dicha infracción. Con fecha 22 de junio de 2015, se notificó a Empresa Eléctrica de Piura S.A. que la Resolución Directoral N° 438-2015-OEFA/DFSAL quedó consentida.

- En noviembre de 2014, Banco de Crédito del Perú S.A., con quien Empresa Eléctrica de Piura S.A. suscribió un contrato de leasing referido al Proyecto de Ampliación de la Central Térmica Malacas – TG5, 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 31 de diciembre de 2015 de S/. 9.988.586 (aprox. M\$ 2.078.375). Banco de Crédito del Perú S.A. presentó la impugnación respectiva en diciembre de 2014, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- El 5 de marzo de 2015, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue notificada con la Resolución N° 3 del Expediente N° 0395-2011-OS-EC-Cob. Mul. del 25 de febrero de 2015, por el cual se resolvió: (i) levantar la suspensión del procedimiento de ejecución coactiva y continuar con la tramitación del mismo; (ii) proseguir con el cobro de la obligación hasta su cancelación; y, (iii) requerir a Empresa Eléctrica de Piura S.A. para que en un plazo de siete (7) días útiles cumpla con el pago de la deuda ascendente a la suma de S/. 599.062 (aprox. M\$ 124.650), bajo apercibimiento de dictarse las medidas cautelares que correspondan conforme a ley.
- En julio de 2015, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue notificada con Resoluciones de Multa referidas a omisiones en los pagos a cuenta del Impuesto a la Renta del ejercicio 2010. Tales multas fueron pagadas en el importe de S/.30,383 (aprox. M\$ 6) en agosto de 2015.

14.- 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 31 de diciembre 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 31 de diciembre 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 31 de diciembre 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 procedió al pago de la deuda antes mencionada acogiéndola al régimen de gradualidad vigente, sin perjuicio de presentar el recurso de reclamación respectivo.

15.- Generalima S.A.C.

- En diciembre de 2015, antes de que SUNAT notifique las correspondientes resoluciones, Generalima S.A.C. pagó de forma voluntaria multas rebajadas vinculadas con llevar registros con atraso por un monto actualizado al 22 de diciembre de 2015 de S/ 15.179 (aprox. M\$ 3.158), detectada con ocasión del procedimiento de; y vinculadas con la menor determinación de saldo a favor del Impuesto a la Renta por el ejercicio 2009, actualizada al 31 de diciembre de 2015, la misma que asciende a S/ 66.911 (aprox. M\$ 13.923).

16.- 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.**

17.- Codensa

- Durante el año 2013 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso sanción a CODENSA por Col\$ 167.743.200 (aprox. M\$ 40.801) por incumplimiento de indicadores de calidad de potencia, con ocasión de la queja presentada por la empresa TUBOTEC SAS. **Terminada y pagada.**
- En el mes de noviembre de 2013 se efectuó pago por parte de CODENSA por un valor de Col\$ 22.668.000 (aprox. M\$ 5.514), correspondiente a la sanción impuesta por la Dirección de Investigaciones de Protección al Consumidor de la Superintendencia de Industria y Comercio, de acuerdo a lo establecido en la resolución No. 57393 del 30 de septiembre de 2013, por una falla en el servicio de facturación prestado por la compañía, al haberle realizado el cobro de un crédito a la reclamante que no le correspondía cancelar y quien lo informó en varias oportunidades. **Terminada y pagada.**
- En marzo de 2014 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso sanción a CODENSA de Col\$ 77.814.500 (aprox. USD 30.539), por infringir el reglamento de operación en cuanto al tiempo de maniobras TAPS. Mediante resolución 2014240005655 del 07 de marzo de 2014 la SSPD confirmó la sanción señalando que CODENSA SA ESP infringió el reglamento de operación, toda vez que superó el tiempo máximo permitido en la regulación. **Terminada y pagada.**

- En marzo de 2014 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), impuso sanción a CODENSA de Col\$ 127.332.000. (aprox. USD 49.973), por falla en la prestación del servicio-incumplimiento indicador DES. Mediante la Resolución 2014240005125 del 05 de marzo de 2014, se impuso la mencionada sanción toda vez que la Empresa no prestó el servicio público de energía eléctrica de forma continua, al superar los límites máximos admisibles del indicador DES, tal como lo establece el artículo 136 de la Ley 142 de 1994 y el numeral 6.3.4 de la Resolución CREG 070 de 1998. **Terminada y pagada.**
- El 16 de julio de 2014 mediante la Resolución N° 20142400025295 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) confirmó sanción a Codensa por Col \$13.558.500 (aprox. USD 5.321), por incumplimiento de la Resolución Creg.097 de 2008, toda vez que no acreditó dentro del plazo previsto (6 de abril de 2010) el cumplimiento de los requisitos para dar inicio a la aplicación del esquema calidad en el servicio. **Terminada y pagada.**
- El 17 de noviembre de 2015, mediante resolución No. SSPD-20152400051515 proferida por la Superintendencia de servicios Públicos Domiciliarios este ente de vigilancia y control resolvió imponer una multa por VEINTE MILLONES SESICIENTOS DIECINUEVE MIL DOSCIENTOS PESOS CON CERO CENTAVOS (\$20.619.200,00), por un tema de reconocimiento de propiedad de activos por parte del gimnasio denominado "Hard Body". Frente a la resolución se presentó, en término, el recurso de reposición respectivo, el cual se encuentra a la espera de que se resuelva.

18.- Sociedad Portuaria Central Cartagena (SPCC):

- Mediante resolución 1312 del 30 de enero de 2014, la Superintendencia de Puertos y Transportes sancionó a la SPCC con el pago de la suma de Col\$ 2.142.400 (aprox. M\$ 521), por reportar de manera extemporánea o tardía información contable y financiera del año 2010 y que de acuerdo con las resoluciones 6051 de 2007 y 759 de 2010 debe reportarse en el mes de febrero de 2011. La sanción fue pagada el 14 de febrero de 2014. **Terminada y pagada.**

b) Operaciones Discontinuas

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 Básica 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 comentario. 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 \$2.594.400.- 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.- Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.

- 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.

3.- Chilectra S.A.

- Durante el ejercicio 2013, Chilectra S.A. fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles con 7 multas por un monto de M\$ 227.507.
- Durante el ejercicio 2014, Chilectra S.A. fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles con 8 multas por un monto de M\$ 459.453.
- Al cuarto trimestre de 2015 la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) ha impuesto 5 sanciones a Chilectra S.A. por los siguientes montos: (i) M\$ 778.320.-; (ii) M\$ 1.327.-; (iii) M\$1.769.720.-; (iv) M\$797.007.-; y (v) M\$ 1.600.893.- Dichas sanciones han sido reclamado ante la autoridad y los tribunales de justicia.

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

39. MEDIO AMBIENTE.

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

Compañía que efectúa el desembolso	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 periodo anterior
EMGESA	Proyecto Central hidroeléctrica el Quimbo	Manejo ambiental construcción Central el Quimbo	En proceso	135.659	135.659	-	-	-	135.659	-
	Manejo ambiental HIDRA	Plan manejo ambiental centrales	En proceso	45.987.062	45.987.062	-	72.259.750	31-12-2020	118.246.812	45.490.454
EDEGEL	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	Terminado	100.570	-	100.570	-	31-12-2015	100.570	76.405
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	Terminado	205.882	-	205.882	-	31-12-2015	205.882	156.570
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	Terminado	189.528	-	189.528	-	31-12-2015	189.528	206.909
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado	21.373	-	21.373	-	31-12-2015	21.373	16.722
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	Terminado	2.549	-	2.549	-	31-12-2015	2.549	8.045
	Compensaciones por impactos	Compensaciones, aumentos de áreas verdes	Terminado	144.590	-	144.590	-	31-12-2015	144.590	6.823
CHINANGO	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	Terminado	71.560	-	71.560	-	31-12-2015	71.560	5.974
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	Terminado	8.487	-	8.487	-	31-12-2015	8.487	5.935
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	Terminado	277.223	-	277.223	-	31-12-2015	277.223	239.904
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	Terminado	34.960	-	34.960	-	31-12-2015	34.960	31.460
EDESUR	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado	19.703	-	19.703	-	31-12-2015	19.703	5.229
	Material contaminante	Manipuleo de material contaminante	En proceso	44.281	-	44.281	-	-	44.281	18.018
CODENSA	Recuperación trafos	Proyecto inversión en medio ambiente	En proceso	30.005	30.005	-	-	-	30.005	-
	Desmantelamiento pcs	Desmantelamiento de Transformadores con residuos de PCbs	En proceso	489.659	489.659	-	-	-	489.659	811.655
	Nueva espeanza rescate arqueologico	Compensación Ambiental por la construcción de la subestacion Nueva Esperanza	Terminado	458.328	458.328	-	-	31-12-2015	458.328	1.933.259
	Nueva esperanza compensacion ambiental	Rescate de restos arqueologicos de cultura Herrera años a.c. en la ubicación donde se contruira la subetacion de Nueva Esperanza.	En proceso	432.514	432.514	-	-	-	432.514	-
Total				48.653.933	47.533.227	1.120.706	72.259.750		120.913.683	49.013.362

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	31-12-2014 (Reexpresado)					31-12-2013 (Reexpresado)		
				M\$					M\$		
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto Gasto	Monto desembolso periodo anterior
EMGESA	Proyecto Central hidroeléctrica el Quimbo	Manejo ambiental construcción Central el Quimbo	En proceso	38.445.602	38.445.602	-	7.044.852	31-12-2015	45.490.454	-	12.470.683
	Manejo ambiental HIDRA	Plan manejo ambiental centrales	En proceso	389.008	389.008	-	-	-	389.008	-	-
EDEGEL	Monitoreos ambientales	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	Terminado	156.570	-	156.570	-	31-12-2014	156.570	74.967	74.967
	Gestión de Residuos	Manejo residuos peligrosos	Terminado	206.909	-	206.909	-	31-12-2014	206.909	160.183	160.183
	Estudios ambientales	Estudios Sobre aspectos ambientales	Terminado	16.722	-	16.722	-	31-12-2014	16.722	56.975	56.975
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación de suelo y agua	Terminado	8.045	-	8.045	-	31-12-2014	8.045	-	-
	Compensaciones por impactos	Compensaciones, aumentos de áreas verdes	Terminado	6.823	-	6.823	-	31-12-2014	6.823	-	-
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	Terminado	177.830	-	177.830	-	31-12-2014	177.830	-	-
	Actividades de prevención	Protección de la Biodiversidad del medio ambiente, tratamiento aguas residuales	Terminado	76.405	-	76.405	-	31-12-2014	76.405	125.841	125.841
CHINANGO	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	Terminado	5.974	-	5.974	-	31-12-2014	5.974	-	91.879
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	Terminado	5.935	-	5.935	-	31-12-2014	5.935	-	-
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	Terminado	239.904	-	239.904	-	31-12-2014	239.904	-	54.855
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	Terminado	31.460	-	31.460	-	31-12-2014	31.460	-	117.212
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado	5.229	-	5.229	-	31-12-2014	5.229	-	41.691
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	Terminado	4.398	-	4.398	-	31-12-2014	4.398	-	-
	Compensaciones por impactos	Compensaciones, aumentos de áreas verdes	Terminado	49.390	-	49.390	-	31-12-2014	49.390	-	-
EDESUR	Manipuleo de material contaminante	Manipuleo de material contaminante	En proceso	18.018	-	18.018	-	-	18.018	-	-
CODENSA	Desmantelamiento PCBs	Desmantelamientos con transformadores o residuos PCB	En proceso	811.655	-	811.655	-	-	811.655	-	701.236
	Nueva esperanza rescate arqueológico	Rescate de restos arqueológicos de cultura Herrera años a.c. en la ubicación donde se continuará la subestación de Nueva Esperanza.	En proceso	1.933.259	1.933.259	-	-	-	1.933.259	-	-
Total				42.589.136	40.767.869	1.821.267	7.044.852		49.633.988	417.966	13.895.522

40. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES.

A continuación se resume la información financiera de nuestras principales filiales al 31 de diciembre de 2015 y 2014, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera e instrucciones de la Superintendencia de Valores y Seguros:

Estados financieros	31-12-2015																		
	Activos Corrientes MS	Activos No Corrientes MS	Total Activos MS	Pasivos Corrientes MS	Pasivos No Corrientes MS	Patrimonio MS	Total de Patrimonio y Pasivos MS	Ingresos Ordinarios MS	Materias primas y consumibles utilizados MS	Margen de Contribución MS	Resultado Bruto de explotación MS	Resultado de explotación MS	Resultado Financiero MS	Resultado antes de impuesto MS	Impuesto sobre la sociedad MS	Ganacia (Perdida) MS	Otro resultado integral MS	Resultado integral total MS	
Operaciones Continuas:																			
Inversiones Distritima S.A.	Separado	18.246.316	50.156.404	68.402.720	325.792	-	68.076.928	68.402.720	-	-	(5.028)	-	959.095	21.003.199	(266.930)	20.736.269	1.311.144	22.047.413	
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Separado	98.125.347	675.858.105	773.983.452	192.215.161	269.823.997	311.944.294	773.983.452	562.046.426	(379.015.102)	183.031.324	138.377.938	107.705.092	(16.772.560)	91.535.126	63.610.408	6.877.338	70.487.746	
Endesa Argentina S.A.	Separado	1.814.204	32.328.045	34.142.249	616.318	-	33.525.931	34.142.249	-	-	(64.074)	(64.074)	1.023.419	959.344	(336.372)	622.972	(10.352.540)	(9.729.568)	
Central Costanera S.A.	Separado	27.559.412	142.918.106	170.477.518	102.001.988	53.611.202	14.864.329	170.477.518	100.856.664	(4.598.130)	96.258.534	41.604.328	20.372.179	(24.944.190)	3.013.645	(998.809)	(4.729.767)	(5.728.576)	
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Separado	44.240.854	240.460.115	284.700.969	71.433.902	63.908.193	149.358.874	284.700.969	40.004.655	(4.574.336)	35.430.318	28.820.101	27.009.175	141.308.348	169.850.815	(59.043.375)	110.802.880	(44.667.506)	
Empesa S.A. E.S.P.	Separado	172.918.511	1.803.546.987	1.976.465.498	349.736.334	831.187.906	795.541.258	1.976.465.498	778.768.426	(321.664.855)	457.103.571	412.046.148	372.828.429	(39.872.136)	332.845.961	(120.949.697)	211.896.264	(91.252.276)	
Generandes Perú S.A.	Separado	1.945.582	225.170.087	227.115.669	1.364.513	-	225.751.156	227.115.669	-	-	(32.396)	(32.396)	172.406	42.094.142	(50.002)	42.044.140	4.890.902	46.935.042	
Edgel S.A.	Separado	111.421.412	723.995.979	835.417.391	117.775.269	188.814.672	528.827.450	835.417.391	343.761.564	(143.234.611)	200.526.954	164.344.988	116.593.374	(9.260.148)	122.550.483	(31.389.446)	91.161.037	4.059.334	
Chinango S.A.C.	Separado	7.647.526	112.688.111	120.335.637	8.369.365	40.621.719	71.344.553	120.335.637	39.114.967	(8.235.270)	30.879.697	26.280.972	23.095.212	(1.057.861)	22.037.351	(6.827.522)	15.210.089	(708.295)	
Enel Brasil S.A.	Separado	110.127.302	736.398.772	846.526.074	51.310.987	15.859.063	779.356.024	846.526.074	-	-	(21.299.668)	(21.417.232)	26.840.323	122.982.000	(8.959.080)	114.022.920	(194.845.796)	(60.822.876)	
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	Separado	36.820.903	114.401.115	151.222.018	35.746.585	6.38.562	114.836.671	151.222.018	159.051.928	(111.228.939)	47.823.335	40.544.633	34.866.996	3.245.644	38.112.330	(13.299.903)	24.812.727	(26.130.490)	
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.	Separado	43.483.356	77.906.552	121.389.908	33.306.336	3.370.881	84.712.691	121.389.908	91.563.206	(17.395.858)	74.167.348	66.975.312	61.972.753	3.514.857	65.487.610	(22.519.731)	42.967.879	(13.348.590)	
Compañía de Interconexión Energética S.A.	Separado	29.310.056	185.030.817	214.340.873	57.239.098	30.170.820	126.930.955	214.340.873	55.533.872	(3.125.790)	52.408.082	45.152.292	34.319.511	15.559.865	49.879.376	(17.387.165)	32.492.212	(27.600.284)	
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Separado	13.944.306	934.689	14.879.995	10.880.864	17.896.009	(13.897.278)	14.879.995	1.644.146	-	1.644.146	322.095	770.315	(17.579.292)	(16.801.955)	(998.283)	4.199.017	(13.601.221)	
Compañía Energética Do Ceará S.A.	Separado	267.538.669	569.364.164	836.902.833	219.528.371	223.842.286	393.332.176	836.902.833	810.184.252	(581.689.470)	228.494.783	136.443.771	100.911.453	(12.650.857)	85.012.938	(12.997.078)	72.015.860	(97.029.555)	
EN-Brasil Comercio e Serviços S.A.	Separado	2.673.792	1.448.487	4.122.279	3.234.058	-	888.221	4.122.279	5.603.633	(3.041.559)	2.562.075	(614.126)	(782.696)	136.846	(645.850)	(735.808)	(1.381.657)	(163.062)	
Ampla Energia E Serviços S.A.	Separado	385.803.702	1.016.536.280	1.402.339.982	333.276.269	608.907.379	460.156.334	1.402.339.982	1.026.680.070	(804.701.402)	221.978.668	93.688.470	26.422.575	(35.938.130)	(13.026.593)	2.147.615	(10.878.978)	(139.016.506)	
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Separado	207.553.184	841.585.897	1.049.139.081	247.749.853	281.940.697	519.448.531	1.049.139.081	884.467.266	(500.570.712)	383.896.554	295.143.439	235.587.544	(27.459.741)	207.999.316	(84.883.205)	123.116.111	(61.679.252)	
Inversora Codensa S.A.	Separado	491	63	554	3	-	551	554	-	-	(189)	(189)	-	(189)	(8)	(198)	(91)	(289)	
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Separado	191.441.460	443.412.232	634.853.692	431.630.045	174.966.573	28.257.074	634.853.692	607.344.916	(157.387.237)	449.957.679	119.294.227	103.773.386	(3.942.519)	99.980.518	(463.471)	99.517.047	(8.266.492)	
Generalma, S.A.C.	Separado	5.697.317	50.472.490	56.169.807	20.328.170	8.150.819	27.690.818	56.169.807	-	-	(375.459)	(376.682)	(2.233.357)	(412.473)	(285.187)	(697.659)	727.779	30.120	
Endesa Cema, S.A.	Separado	22.954.619	91.195	23.045.814	21.098.368	-	1.947.446	23.045.814	2.269.586	(1.017.940)	1.251.646	(1.206.493)	(1.255.814)	(397.998)	(1.466.245)	(1.824.243)	(626.380)	(2.450.623)	
Grupo Dock Sud, S.A.	Consolidado	46.722.732	126.188.103	172.910.835	25.736.485	67.304.445	79.869.905	172.910.835	69.962.810	(43.265.695)	26.697.115	14.806.941	3.309.477	53.770.197	57.229.446	(18.102.752)	39.126.694	(24.156.874)	
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Consolidado	54.357.844	81.815.037	136.172.881	19.831.659	47.845.465	68.495.757	136.172.881	58.092.640	(26.124.119)	31.968.521	23.168.206	17.663.200	(5.755.667)	12.012.784	(4.166.389)	7.847.394	720.031	
Grupo Distritima	Consolidado	116.371.683	675.858.105	792.229.788	182.540.953	269.823.997	329.864.818	792.229.788	562.046.426	(379.015.102)	183.031.324	138.377.938	107.705.092	(16.772.560)	91.535.126	63.610.408	6.877.338	70.487.746	
Grupo Enel Brasil	Consolidado	796.102.019	1.994.170.372	2.790.272.391	653.756.270	725.006.817	1.411.509.304	2.790.272.391	2.016.488.933	(1.385.921.254)	630.567.680	383.960.818	238.408.123	(36.592.948)	195.064.201	(78.175.148)	118.349.053	(370.529.948)	
Grupo Generandes Perú	Consolidado	120.047.319	808.405.916	928.453.235	126.541.945	229.436.392	572.474.898	928.453.235	382.452.709	(151.046.058)	231.406.651	190.593.564	139.656.190	(10.145.603)	133.321.519	(38.266.710)	95.054.809	(8.131.696)	
Grupo Endesa Argentina	Consolidado	73.348.681	385.562.798	458.911.479	173.863.474	115.955.351	169.292.654	458.911.479	140.398.933	(9.172.466)	131.226.467	70.334.513	47.291.348	117.190.764	165.754.140	(56.407.124)	109.347.016	(50.970.094)	
Operaciones Discontinuas:																			
Chiletra S.A.	Consolidado	764.264.413	766.740.395	1.531.004.808	363.516.173	54.831.044	1.112.657.591	1.531.004.808	1.257.732.164	(983.732.902)	273.999.262	185.114.892	149.293.693	12.669.568	176.628.861	(36.956.051)	188.750.734	(111.222.756)	
Grupo Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Consolidado	54.816.036	11.561.339	66.377.375	5.886.878	1.305.133	59.485.364	66.377.375	-	-	8.660.778	(397.888)	(511.775)	2.260.216	6.041.979	(765.180)	5.276.799	(76.578)	
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Separado	563.422.232	3.601.559.005	4.164.981.237	807.918.132	1.027.287.096	2.329.776.009	4.164.981.237	1.407.824.879	(1.061.507.980)	346.316.998	225.230.207	143.639.730	(126.334.330)	246.255.963	(33.824.204)	213.421.760	(92.076.119)	
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Separado	63.745.589	201.366.300	265.111.889	64.820.897	51.972.920	148.318.072	265.111.889	193.189.705	(28.569.812)	164.619.793	159.244.283	150.616.199	2.049.116	152.664.315	(34.647.895)	118.016.421	118.049.947	
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Separado	82.875.363	509.275.829	592.151.192	115.138.485	44.379.433	432.633.274	592.151.192	230.852.534	(139.555.849)	91.296.685	73.665.446	64.306.244	24.323.943	88.341.669	(18.079.279)	70.262.390	(624)	
Grupo Endesa Chile	Consolidado	4.412.561.440	2.866.208.895	7.278.770.335	2.527.875.495	1.207.004.760	3.543.890.080	7.278.770.335	1.543.810.316	(880.891.223)	862.919.093	516.860.724	401.818.817	(114.252.182)	300.487.081	(76.655.819)	635.020.813	(347.578.686)	
Grupo Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Consolidado	245.456.212	207.236.190	452.692.402	24.048.629	49.959.438	378.694.335	452.692.402	183.015.183	(110.330.364)	72.684.819	57.943.644	46.360.426	10.304.578	56.660.371	(10.444.811)	46.215.560	(3.059.806)	

31-12-2014																			
Estados financieros	Activos Corrientes MS	Activos No Corrientes MS	Total Activos MS	Pasivos Corrientes MS	Pasivos No Corrientes MS	Patrimonio MS	Total de Patrimonio y Pasivos	Ingresos Ordinarios MS	Materias primas y consumibles utilizados MS	Margen de Contribución MS	Resultado Bruto de explotación MS	Resultado de explotación MS	Resultado Financiero MS	Resultado antes de impuesto MS	Impuesto sobre la sociedad MS	Ganacia (Perdida) MS	Otro resultado integral MS	Resultado integral total MS	
Operaciones Continuas:																			
Inversiones Distritima S.A.	Separado	15.272.519	48.854.638	64.127.157	76.273	-	64.050.884	64.127.157	-	-	(12.705)	(12.705)	1.212.945	18.308.552	(361.797)	17.946.755	2.959.052	20.905.847	
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Separado	127.665.327	587.896.652	715.561.979	164.991.090	271.208.225	279.352.664	715.561.979	478.699.891	(315.115.521)	163.584.370	119.243.469	90.986.079	(11.494.112)	79.523.877	(19.790.239)	59.733.638	13.438.385	73.172.024
Endesa Argentina S.A.	Separado	1.924.047	42.081.267	44.005.314	749.815	-	43.255.499	44.005.314	-	-	-	(57.903)	(57.903)	588.091	530.188	(189.589)	340.599	(5.299.756)	(4.959.157)
Central Costanera S.A.	Separado	31.868.372	154.649.134	186.517.506	108.956.607	56.967.994	20.992.905	186.517.506	75.193.639	(6.777.133)	68.416.500	29.619.143	13.701.504	46.699.311	60.497.602	(14.964.948)	45.532.654	3.989.198	49.521.852
Hydroeléctrica El Chocón S.A.	Separado	22.930.536	137.891.546	160.822.082	31.540.350	-	83.223.500	160.822.082	30.173.576	(8.427.057)	21.746.518	16.090.917	14.338.493	2.101.221	16.965.869	(5.929.047)	11.036.822	(8.763.212)	2.273.610
Empesa S.A. E.S.P.	Separado	329.672.209	1.782.307.979	2.111.980.188	500.414.812	883.041.284	728.524.092	2.111.980.188	753.385.348	(220.460.069)	532.925.279	494.084.840	449.490.395	(34.591.411)	414.973.137	(126.151.739)	288.821.398	(73.145.883)	215.675.515
Generandes Perú S.A.	Separado	3.473.185	219.325.990	222.799.175	3.148.425	-	219.850.750	222.799.175	-	-	-	(116.329)	(116.329)	2.240	46.503.610	-	46.503.610	12.303.660	58.807.290
Edgel S.A.A.	Separado	110.164.628	720.449.664	830.614.292	85.724.692	235.667.176	509.222.424	830.614.292	319.346.826	(127.881.082)	191.465.744	161.105.457	121.654.564	(6.281.794)	131.544.215	(25.400.816)	106.139.399	23.688.400	129.827.799
Chinango S.A.C.	Separado	8.439.096	111.912.667	120.351.763	7.433.439	39.382.244	73.536.080	120.351.763	34.656.130	(6.061.046)	28.595.084	23.773.307	19.619.464	(987.683)	18.631.781	(3.620.360)	15.011.421	3.041.428	18.052.849
Enel Brasil S.A.	Separado	198.803.856	728.752.116	927.555.972	6.224.235	18.531.060	902.800.677	927.555.972	-	-	(10.160.775)	(10.314.474)	27.502.175	188.852.384	(24.686.207)	164.166.176	17.806.175	181.972.351	
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	Separado	87.327.393	134.284.880	221.612.273	63.772.100	746.476	157.093.697	221.612.273	210.793.165	(158.318.428)	52.474.737	43.685.496	36.994.098	(427.163)	36.566.936	(12.676.193)	23.890.743	3.336.545	27.227.288
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	Separado	47.664.376	100.003.024	147.667.400	37.718.953	1.171.987	109.776.560	147.667.400	156.955.069	(72.988.916)	85.976.152	79.533.209	6.953.799	79.806.309	(7.617.686)	71.188.623	(212.540)	70.976.083	
Compañía de Interconexión Energética S.A.	Separado	44.361.955	230.817.235	275.179.190	107.201.716	6.527.878	161.449.596	275.179.190	67.700.328	(3.343.111)	64.357.217	54.518.387	40.083.633	13.131.369	53.215.002	(10.092.627)	34.122.374	2.426.463	36.548.837
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Separado	15.584.323	2.421.427	18.005.750	10.519.818	18.458.001	(10.972.069)	18.005.750	1.622.003	-	1.622.003	1.169.376	1.017.867	(10.464.633)	(9.446.765)	(718.590)	(10.165.715)	238.183	(9.927.532)
Compañía Energética Do Ceará S.A.	Separado	268.129.640	669.313.258	937.442.898	167.577.487	341.179.908	428.685.503	937.442.898	876.944.301	(606.422.198)	270.522.103	171.230.201	117.379.884	(68.220.958)	49.158.296	8.091.449	57.250.375	6.084.384	63.334.759
EN-Brasil Comercio e Servicios S.A.	Separado	6.136.466	1.893.079	8.029.545	5.162.409	2.266.733	600.403	8.029.545	5.537.295	(2.649.496)	2.887.799	611.350	508.118	262.046	770.164	(754.491)	15.673	56.856	72.529
Ampla Energia e Servicos S.A.	Separado	320.891.004	1.104.657.097	1.425.548.101	215.091.583	589.157.241	621.299.277	1.425.548.101	1.092.281.884	(707.301.383)	384.980.502	257.576.731	183.845.670	(106.657.268)	77.188.402	(26.650.546)	50.537.856	6.281.883	56.819.739
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Separado	254.295.501	922.713.629	1.177.009.130	337.839.513	358.873.769	480.295.848	1.177.009.130	982.770.698	(547.593.754)	435.176.944	336.375.500	261.975.074	(26.624.088)	235.397.500	(82.240.147)	153.157.353	(49.593.528)	103.563.825
Inversora Codensa S.A.	Separado	853	72	925	86	-	839	925	-	-	(49)	(49)	(49)	(8)	(54)	(111)	-	-	-
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Separado	409.109.176	405.106.897	814.216.073	739.412.769	137.796.985	(62.993.481)	814.216.073	371.411.786	(161.995.239)	209.416.546	(37.897.127)	(51.229.198)	(38.408.033)	(89.602.510)	3.792.056	(85.810.453)	(5.608.787)	(91.419.240)
Generalm, S.A.C.	Separado	5.388.518	47.434.910	52.823.428	18.110.685	7.052.044	27.660.699	52.823.428	-	-	(1.029.910)	(1.031.105)	(1.157.449)	-	(1.157.449)	2.137.860	980.411	-	
Endesa Cema, S.A.	Separado	28.225.495	873.712	29.099.207	24.701.137	-	4.398.070	29.099.207	1.280.939	(203.349)	1.077.590	(803.614)	(834.067)	456.221	(377.846)	36.614	(341.232)	(594.259)	(935.491)
Inversora Dock Sud, S.A.	Separado	27.292.922	72.599.102	99.892.024	19.318.481	15.583.458	64.900.085	99.892.024	61.606.091	(34.976.794)	26.629.297	15.187.192	9.464.772	(27.337.894)	(17.833.553)	(6.292.935)	(24.126.488)	6.343.207	(17.793.281)
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Consolidado	43.338.030	80.659.964	123.998.794	13.222.522	47.895.051	62.281.221	123.998.794	50.848.925	(20.916.046)	29.932.879	23.494.631	17.583.296	(5.309.890)	12.282.291	(3.168.090)	9.086.201	4.030.841	13.117.042
Grupo Distritima	Consolidado	142.931.833	587.896.652	730.818.485	165.061.351	271.208.225	294.548.909	730.818.485	478.699.847	(315.115.521)	163.579.326	119.230.764	90.973.374	(10.281.167)	80.724.117	(20.152.036)	60.572.081	14.254.102	74.826.183
Grupo Enel Brasil	Consolidado	854.733.662	2.303.015.000	3.157.748.662	481.334.130	959.822.163	1.716.592.369	3.157.748.662	2.269.559.959	(1.405.383.543)	864.176.416	598.417.264	442.290.545	(145.647.045)	296.643.299	(85.139.697)	211.503.603	23.085.739	234.589.342
Grupo Generandes Perú	Consolidado	121.446.538	816.077.565	937.524.103	95.676.185	275.049.420	566.798.498	937.524.103	353.794.700	(133.734.610)	220.060.090	184.762.435	141.157.719	(7.267.237)	140.375.290	(29.025.176)	111.350.114	23.873.097	135.223.211
Grupo Endesa Argentina	Consolidado	56.074.841	297.050.238	353.125.079	104.459.888	101.749.459	110.915.732	353.125.079	105.265.323	-	90.061.127	45.630.444	27.960.381	49.186.700	77.616.469	(21.104.876)	56.511.593	(5.660.609)	50.850.984
Operaciones Discontinuas:																			
Chilectra S.A.	Consolidado	300.765.618	1.240.468.967	1.541.234.585	244.981.389	72.612.724	1.223.640.472	1.541.234.585	1.127.892.544	(855.757.751)	272.134.792	181.011.675	152.857.560	5.623.543	186.967.506	(36.244.349)	150.723.157	(3.602.892)	147.120.565
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	Consolidado	47.631.734	12.103.210	59.734.944	3.605.662	526.608	55.602.674	59.734.944	12.596.339	(2.146.800)	10.449.539	5.567.964	5.359.685	587.792	27.044.615	(3.029.840)	24.014.775	(39.600)	23.975.175
ICT Servicios Informáticos Ltda.	Separado	2.214.084	555.542	2.769.626	3.005.476	1.069.158	(1.305.008)	2.769.626	4.978.226	-	4.978.226	(1.498.309)	(1.541.569)	68.519	(1.473.050)	105.583	(1.367.466)	(162.551)	(1.530.017)
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Separado	560.876.230	3.507.579.867	4.068.456.097	773.846.300	917.950.372	2.376.659.425	4.068.456.097	1.180.478.031	(1.062.428.719)	1.180.493.313	17.064.677	(135.048.532)	(83.048.732)	164.538.279	5.198.626	169.736.906	(101.261.071)	68.475.835
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Separado	75.414.557	209.089.274	284.483.831	59.142.217	53.952.811	171.389.803	284.483.831	227.886.302	(34.362.209)	193.524.093	188.824.599	180.521.784	955.150	181.476.935	(38.314.654)	143.162.280	(51.043)	143.111.237
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Separado	77.067.775	450.573.978	527.641.753	110.849.007	30.918.614	385.874.132	527.641.753	316.959.142	(196.105.061)	122.854.082	107.687.964	18.891.133	110.594.093	(20.693.726)	89.900.366	(604)	89.899.762	
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	Separado	19.183.735	7.107.942	26.291.677	3.709.123	1.789.703	20.792.851	26.291.677	10.484.635	(3.751)	10.480.884	9.152.206	6.547.832	82.925	6.830.757	(800.038)	5.830.719	(12.156)	5.818.563
Grupo Endesa Chile	Consolidado	1.038.057.559	6.199.614.342	7.237.671.901	1.392.737.593	2.321.047.965	3.523.896.343	7.237.671.901	2.446.534.314	(1.119.458.198)	1.327.076.115	1.094.981.140	875.320.583	(68.781.874)	857.125.255	(238.152.509)	619.972.747	(103.941.898)	515.030.849
Grupo Inversiones Gasatamarca Holding Ltda.	Consolidado	197.276.197	216.893.717	414.169.914	29.892.670	48.748.663	335.828.581	414.169.914	179.474.707	(99.313.387)	80.161.320	59.020.205	46.178.851	(4.406.559)	41.772.291	(12.407.764)	29.364.528	51.288.697	80.653.225

41. HECHOS POSTERIORES.

ENERSIS AMÉRICAS

- Con fecha 29 de enero de 2016, en cumplimiento de lo acordado por la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis S.A. celebrada el pasado 18 de diciembre de 2015, (en adelante, la “Junta”), el Directorio de Enersis S.A. tomó conocimiento de la circunstancia de haberse cumplido la condición suspensiva a que se hallaba sujeta la división de Enersis y que, en consecuencia, dispuso el otorgamiento con fecha 29 de Enero de 2016 de la escritura pública que declara cumplida la referida condición suspensiva, denominada “Escritura de Cumplimiento de Condición de División de Enersis”.

En consecuencia y de conformidad a lo aprobado por la mencionada Junta, la división de Enersis S.A. tuvo efecto a partir del lunes 1 de febrero de 2016, fecha a partir de la cual la nueva sociedad Enersis Chile S.A. (en adelante “Enersis Chile”) comenzó a existir y se verificó la disminución de capital y demás reformas estatutarias de la actual Enersis S.A., la que pasa a denominarse “Enersis Américas S.A.”.

Se hace presente que, según fue acordado por la mencionada Junta, el Directorio de Enersis Chile procederá oportunamente a solicitar la inscripción de Enersis Chile y sus respectivas acciones en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros y en las bolsas de valores en las cuales se transan las acciones de la actual Enersis S.A.. La distribución y entrega material de las acciones emitidas por Enersis Chile se efectuará en la fecha que resuelva el Directorio de Enersis Chile, 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.

ENDESA

- 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 disponibles.

- 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.

CHILECTRA

- Hecho esencial enviado con fecha 29 de enero de 2016.

Con esta misma fecha se otorgó la “Escritura de Cumplimiento de Condiciones de División de Chilectra”, en virtud de la cual se declaró y dejó constancia del cumplimiento íntegro de la condición suspensiva a la cual se encontraba sujeta la división de la Sociedad acordada en junta extraordinaria de accionistas de fecha 18 de diciembre de 2015 (la “Junta”), esto es, que las actas de las juntas extraordinarias de accionistas en que se aprueben las divisiones de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y Enersis S.A. hayan sido debidamente reducidas a escritura pública, y sus respectivos extractos hayan sido inscritos y publicados debida y oportunamente en conformidad a la ley.

De conformidad con lo acordado en la Junta, la división de la Sociedad, y la constitución como consecuencia de ella de una nueva sociedad denominada Chilectra Américas S.A. (“Chilectra Américas”), quedará perfeccionada para todos los efectos legales, operativos, contables y tributarios a contar del día 1 de febrero de 2016. De esta forma, a contar de la fecha antes señalada, los activos que se asignan y pasivos que se delegan en virtud de la referida división, pasarán a Chilectra Américas sin necesidad de ninguna declaración o trámite adicional, sin perjuicio de las actuaciones que fueren necesarias o convenientes para dejar constancia de la asignación de todos los activos que se asignan en los registros y ante las entidades correspondientes, y demás que correspondan a efectos de novar en forma definitiva los pasivos delegados en virtud de la división de la Sociedad.

Adicionalmente, producto de la materialización de la división de Chilectra, en dicha fecha se devengó para la Compañía la obligación de pagar impuestos en Perú por un monto de 73,8 millones de Nuevos Soles Peruanos, aproximadamente (M\$ 15.400.000, 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 Chilectra poseía en dicho país y que fueron transferidas a Chilectra 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 Junta, el directorio de Chilectra Américas procederá a solicitar la inscripción de Chilectra Américas y sus respectivas acciones en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros y en una o más bolsas de valores del país. La distribución y entrega material de las acciones de Chilectra Américas se efectuará en la fecha que se designe al efecto por el directorio de Chilectra Américas, una vez materializada la inscripción de Chilectra Américas y sus acciones en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros y bolsas de valores del país, y cumplidos los demás requerimientos legales y normativos que correspondan al efecto.

CHILECTRA AMÉRICAS

Con fecha 15 de febrero de 2016, en Sesión Extraordinaria del Directorio N°1, se acordó designar como Presidente del Directorio al señor Livio Gallo, y como Vicepresidente del mismo al Director señor Gianluca Caccialupi. Asimismo, en la citada sesión se acordó nombrar como Gerente General de Chilectra Américas S.A. al señor Andreas Gebhardt Strobel.

En la misma sesión de directorio, se acordó fijar la política general de habitualidad de conformidad a lo dispuesto en el artículo 147 letra b) de la Ley N° 18.046.

El Directorio, por la unanimidad de sus miembros presentes, acordó fijar la siguiente política general de habitualidad, por cuanto se trata de aquellas operaciones que son ordinarias en consideración al giro social y tienen una vinculación con la actividad principal de la compañía. Al efecto, se debe considerar que Chilectra Américas S.A. es una sociedad de inversión con pocos empleados, razón por la cual y para los efectos de operar deberá suscribir una serie de contratos de servicios que le permitirán realizar las actividades propias de su giro. En consecuencia, es posible indicar que las siguientes operaciones se relacionan con las actividades ordinarias y habituales que corresponden al giro social de Chilectra Américas S.A.:

1.- Cuenta corriente mercantil entre Chilectra Américas S.A. y sociedades relacionadas, por el cual una de las partes remitirá a la otra o recibirá de ella en propiedad cantidades de dinero u otros valores, sin aplicación a un empleo determinado ni obligación de tener a la orden una cantidad o un valor equivalente, pero a cargo de acreditar al remitente por sus remesas, liquidarlas en las épocas convenidas, compensarlas de una sola vez hasta concurrencia del débito y crédito y pagar el saldo.

2.- Contrato de Prestación de Servicios Legales y de Secretaría del Directorio, lo que incluye, entre otras materias, asistir jurídicamente al Directorio de Chilectra Américas S.A., a su Gerente General, y a las demás Gerencias, preparar y gestionar en materia jurídica las sesiones de Directorio, asistir a la Sociedad para el

cumplimiento de la normativa de sociedades anónimas, de mercado de valores, de libre competencia, medioambiental, comercial, laboral y otras legislaciones específicas aplicables y gestionar los litigios que afecten a la Compañía.

3.- Contrato de prestación de los siguientes servicios: i) Operaciones Comerciales de Red; ii) Desarrollo de la Red; iii) Tecnología de Red; iv) Salud, Seguridad, Calidad y Medio Ambiente; y v) Operación y Mantenimiento.

4.- Contrato para la prestación de los siguientes servicios: i) Recursos Humanos y Organización; ii) Comunicaciones; iii) Tributario; iv) Finanzas y Contabilidad; v) Auditoría Interna; vi) Seguros, y vii) Tesorería.

5.- Contratos relativos a servicios de agencia de comunicaciones, infraestructura, innovación, administración y finanzas, legales y otros relacionados que tengan por objeto realizar el giro social de la compañía.

Por último, es del caso hacer presente que también el texto íntegro de la referida política será puesto a disposición de los accionistas en las oficinas sociales y en el sitio de Internet de la Compañía.

EDESUR

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

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

Por otra parte, teniendo en cuenta la trascendencia social del servicio eléctrico, la mencionada resolución define un volumen de energía a un precio denominado Tarifa Social, para ser transferido a precio mínimo a quienes integren el universo de usuarios finales que carece de capacidad de pago suficiente para afrontar los precios establecidos con carácter general, según los criterios de calificación y asignación que comunique el Ministerio de Desarrollo Social de la Nación.

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

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

i. Efectuar un ajuste del VAD en los cuadros tarifarios de la Sociedad, a cuenta de la RTI y en el marco de Régimen Tarifario de Transición establecido en el Acta Acuerdo.

ii. Aplicar una Tarifa Social al universo de usuarios que resulten de la aplicación de ciertos criterios de elegibilidad, a saber: ser jubilado o pensionado por un monto equivalente a dos veces el haber mínimo nacional; personas con empleo en relación de dependencia que perciben una remuneración bruta menor o igual a dos salarios mínimos, vital y móvil; ser titular de programas sociales, estar inscripto en el Régimen de Monotributo Social; estar incorporado en el Régimen Especial de Seguridad Social para empleados del servicio doméstico; estar percibiendo seguro de desempleo; o contar con certificado de discapacidad, quedando excluidos del beneficio en caso de ser propietarios de más de un inmueble, de automóviles cuyos modelos tengan hasta 15 años de antigüedad, o de aeronaves o embarcaciones de lujo.

iii. Incluir en los cuadros tarifarios el plan de ahorro de energía eléctrica resultante de los establecido en la Resolución MEyM N° 6/2016.

iv. Llevar a cabo todos los actos necesarios a efectos de proceder a la RTI, la que deberá entrar en vigencia antes del 31 de diciembre de 2016.

A efectos de que los usuarios puedan establecer una mejor organización de las finanzas del hogar, el E.N.R.E. deberá disponer las medidas que fueren necesarias a efectos de implementar el pago mensual del servicio público de distribución prestado por la Sociedad.

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

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

En cumplimiento de lo anterior, con fecha 29 de enero de 2016 el E.N.R.E. emitió las Resoluciones N° 1/2016 y N° 2/2016. La primera de ellas aprueba los valores del cuadro tarifario de la Sociedad con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a la cero hora del 1º de febrero de 2016, mientras que la segunda da por finalizado al 31 de enero de 2016 el actual esquema del fideicomiso para la administración de los fondos resultantes de la aplicación de la Resolución ENRE N° 347/2012.

Las mencionadas resoluciones suponen efectos significativos en diferentes áreas del negocio de la Sociedad. Además de lo referente a los incrementales en los montos de facturación, eventuales incrementos en los índices de incobrabilidad, etc., también conlleva un efecto significativo en la actualización del valor de las multas sancionadas, que la Sociedad se encuentra cuantificando y en conversaciones con el E.N.R.E para acordar los pasos a seguir en este sentido.

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

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

Este anexo es parte de la nota 2.4 “Entidades filiales”.
Corresponden a porcentajes de control.

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Control a 31/12/2015			% Control a 31/12/2014			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.773.290-7	Aguas Santiago Poniente S.A. (5)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Servicios Sanitarios
Extranjero	Ampla Energia E Serviços S.A.	Real	13,68%	85,95%	99,63%	13,68%	85,95%	99,63%	Filial	Brasil	Producción, Transporte Y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Atacama Finance Co (3)	Dólar	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Islands Cayman	Sociedad Financiera
Extranjero	Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	Real	0,00%	99,61%	99,61%	0,00%	99,61%	99,61%	Filial	Brasil	Generación y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Dock Sud. S.A.	Peso Argentino	0,00%	69,99%	69,99%	0,00%	69,99%	69,99%	Filial	Argentina	Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica
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
Extranjero	Central Generadora Termoeleétrica Fortaleza S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Desarrollo de un Proyecto de Generación Termoeleétrica
99.573.910-0	Chilectra Inversud S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Sociedad de Cartera
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Peso Chileno	99,08%	0,01%	99,09%	99,08%	0,01%	99,09%	Filial	Chile	Participación en Empresas de cualquier naturaleza
Extranjero	Chinango S.A.C.	Nuevos Soles	0,00%	80,00%	80,00%	0,00%	80,00%	80,00%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía de Interconexión Energética S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Peso Argentino	0,00%	99,99%	99,99%	0,00%	99,99%	99,99%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A. (7)	Peso Colombiano	21,14%	36,01%	57,15%	21,14%	36,01%	57,15%	Filial	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Peso Chileno	3,78%	96,21%	99,99%	3,78%	96,21%	99,99%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Real	15,18%	58,87%	74,05%	15,18%	58,87%	74,05%	Filial	Brasil	Ciclo Completo de Energía Eléctrica
96.764.840-K	Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A. (5)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Construcción e Instalaciones
Extranjero	Distrilec Inversora S.A.	Peso Argentino	27,19%	24,31%	51,50%	27,19%	24,31%	51,50%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Edegel S.A.A	Nuevos Soles	0,00%	83,60%	83,60%	0,00%	83,60%	83,60%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Nuevos Soles	80,00%	20,00%	100,00%	80,00%	20,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P. (7)	Peso Colombiano	21,60%	34,83%	56,43%	21,60%	34,83%	56,43%	Filial	Colombia	Generación de Energía Eléctrica.
Extranjero	Emgesa Panama S.A. (7)	Dólar	0,00%	56,43%	56,43%	0,00%	56,43%	56,43%	Filial	Panamá	Compra/Venta de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	Nuevos Soles	24,00%	51,68%	75,68%	24,00%	51,68%	75,68%	Filial	Perú	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Peso Argentino	16,02%	83,43%	99,45%	16,02%	83,43%	99,45%	Filial	Argentina	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo Completo de Energía y Materiales Afines
Extranjero	Empresa Eléctrica de Piura, S.A.	Nuevos Soles	0,00%	96,50%	96,50%	0,00%	96,50%	96,50%	Filial	Perú	Generación y Comercialización de electricidad y extracción de gas natural
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Peso Chileno	0,00%	92,65%	92,65%	0,00%	92,65%	92,65%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A	Peso Chileno	59,98%	0,00%	59,98%	59,98%	0,00%	59,98%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Real	50,09%	49,91%	100,00%	50,09%	49,91%	100,00%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera
Extranjero	Endesa Cernsa S.A.	Peso Argentino	55,00%	45,00%	100,00%	55,00%	45,00%	100,00%	Filial	Argentina	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Control a 31/12/2015			% Control a 31/12/2014			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Peso Argentino	0,00%	75,68%	75,68%	0,00%	75,68%	75,68%	Filial	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad
Extranjero	En-Brasil Comercio e Servicios S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Prestación de servicios en general para el sector de energía eléctrica y otros.
Extranjero	Eólica Fazenda Nova-geracao e Comercializacao de Energia S.A.	Real	0,00%	99,95%	99,95%	0,00%	99,95%	99,95%	Filial	Brasil	La generación, transmisión, distribución y comercialización de energía.
Extranjero	Energex Co (3)	Dólar	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Islands Cayman	Sociedad de Cartera
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Transporte de Gas Natural
96.830.980-3	GasAtacama S.A.	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Explotación, Generación, Transmisión, Distribución de Energía Eléctrica y Gas Natural
78.932.860-9	GasAtacama Chile S.A.	Dólar	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
78.952.420-3	Gasoducto Atacama Argentina S.A.	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Explotación de Transporte de Gas Natural
Extranjero	Generalima, S.A.C.	Nuevos Soles	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Generandes Perú S.A. (2)	Nuevos Soles	39,00%	61,00%	100,00%	39,00%	61,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
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
Extranjero	Hydroeléctrica El Chocón S.A.	Peso Argentino	0,00%	67,67%	67,67%	0,00%	67,67%	67,67%	Filial	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Hydroinvest S.A.	Peso Argentino	0,00%	96,09%	96,09%	0,00%	96,09%	96,09%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda. (4)	Peso Chileno	99,00%	1,00%	100,00%	99,00%	1,00%	100,00%	Filial	Chile	Servicios Informáticos
Extranjero	Ingendes do Brasil Ltda.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Consultora de Ingeniería de Proyectos
79.913.810-7	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda. (4)	Peso Chileno	99,99%	0,00%	99,99%	99,99%	0,00%	99,99%	Filial	Chile	Construcciones y Obras
Extranjero	Inversiones Distrilima S.A.	Nuevos Soles	34,99%	50,21%	85,20%	34,99%	50,21%	85,20%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Inversora Dock Sud, S.A.	Peso Argentino	57,14%	0,00%	57,14%	57,14%	0,00%	57,14%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Inversora Codensa S.A.S.	Peso Colombiano	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Colombia	Inversión en Actividades de Servicios Públicos Domiciliarios de Energía
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Transporte, Distribución y Venta de Energía y Combustibles
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
77.047.280-6	Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.	Peso Chileno	0,00%	57,50%	57,50%	0,00%	57,50%	57,50%	Filial	Chile	Inversiones Financieras
96.671.360-7	Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. (6)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ejecución, Construcción y Explotación del Túnel El Melón
Extranjero	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Peso Colombiano	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Colombia	La inversión, construcción y mantenimiento de muelles y puertos públicos o privados.
Extranjero	Southern Cone Power Argentina S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Transportadora de Energía S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica

- (1) Con fecha 22 de abril de 2014, Endesa Chile adquirió el 50% adicional de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Limitada, (Ver nota 6).
- (2) Con fecha 3 de septiembre de 2014 Enersis Américas adquirió el 100% de los derechos sociales de las sociedades Inkia Holdings (Acter) Limited, Southern Cone Power Ltd., Latin American Holding I Ltd., Latin American Holding II Ltd. y Southern Cone Power Perú S.A.A.. Con fecha 31 de diciembre de 2014 Inkia Holdings fue fusionada con Generandes Perú S.A., absorbiendo esta última a todas las compañías del Grupo Inkia.
- (3) Con fecha 17 de septiembre de 2014 las compañías Atacama Finance Co y Energex Co fueron disueltas.
- (4) Con fecha 31 de diciembre de 2014, Inmobiliaria Manso de Velasco fue fusionada con ICT, siendo esta última sociedad la continuadora legal con el nombre de Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.
- (5) Con fecha 30 de diciembre de 2014 se vendieron las sociedades Aguas Santiago Poniente S.A. y Constructora y Proyectos los Maitenes S.A..
- (6) Con fecha 9 de enero de 2015 se vendió la Sociedad Concesionaria Túnel el Melón S.A. (Ver nota 2.4.1)
- (7) Ver nota 2.4.2

ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN:

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

Incorporación al perímetro de consolidación:

Sociedad	% Control				% Control			
	al 31 de diciembre de 2015				al 31 de diciembre de 2014			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	-	-	-		0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Atacama Finance Co. (1)	-	-	-		0,00%	0,00%	0,00%	Integración global
Energex Co. (1)	-	-	-		0,00%	0,00%	0,00%	Integración global
GasAtacama S.A.	-	-	-		0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
GasAtacama Chile S.A.	-	-	-		0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Gasoducto TalTal S.A.	-	-	-		0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Gasoducto Atacama Argentina S.A.	-	-	-		0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
GNL Norte S.A.	-	-	-		0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Progas S.A.	-	-	-		0,00%	100,00%	100,00%	Integración global

(1) Con fecha 17 de septiembre de 2014 las compañías Atacama Finance Co y Energex Co fueron liquidadas.

Exclusiones del perímetro de consolidación:

Sociedad	% Control				% Control			
	al 31 de diciembre de 2015				al 31 de diciembre de 2014			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Aguas Santiago Poniente S.A.	-	-	-	-	0,00%	78,88%	78,88%	Integración global
Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A.	-	-	-	-	0,00%	55,00%	55,00%	Integración global
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.	-	100,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	-

ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS:

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

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación al 31/12/2015			% Participación al 31/12/2014			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Dólar	0,00%	42,50%	42,50%	0,00%	42,50%	42,50%	Asociada	Chile	Sociedad de Cartera
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Peso Chileno	0,00%	33,33%	33,33%	0,00%	33,33%	33,33%	Asociada	Chile	Promover proyecto para suministro de gas licuado
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Dólar	0,00%	20,00%	20,00%	0,00%	20,00%	20,00%	Asociada	Chile	Desarrollo, Diseño, Suministro de un Terminal de Regasificación de Gas Natural Licuado
Extranjero	Sacme S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Asociada	Argentina	Supervisión y Control Sistema Eléctrico
Extranjero	Yacylec S.A.	Peso Argentino	22,22%	0,00%	22,22%	22,22%	0,00%	22,22%	Asociada	Argentina	Transporte de Electricidad
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%	Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
76.041.891-9	Aysén Transmisión S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%	Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
76.091.595-5	Aysén Energía S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%	Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
Extranjero	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Peso Colombiano	0,00%	49,00%	49,00%	0,00%	49,00%	49,00%	Negocio Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Peso Colombiano	0,00%	49,00%	49,00%	0,00%	49,00%	49,00%	Negocio Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
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
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	0,00%	25,60%	25,60%	0,00%	25,60%	25,60%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Térmica San Martin	Argentina	0,00%	25,60%	25,60%	0,00%	25,60%	25,60%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Vuelta Obligada S.A.	Argentina	0,00%	40,90%	40,90%	0,00%	40,90%	40,90%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica

ANEXO N°4 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA RELATIVA A LOS ACTIVOS Y PASIVOS MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y RESULTADO DE LAS OPERACIONES DISCONTINUADAS:

Este anexo es parte de la nota 5.1 “Proceso de reorganización societaria”.

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

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Enersis Histórico M\$	Discontinuación de Operaciones (NIIF 5) M\$	Eliminación Intercompañías y otros ajustes M\$	Enersis Histórico (Combinado) M\$	Enersis América M\$	Enersis Chile M\$
ACTIVOS CORRIENTES						
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.329.425.189	(144.261.845)	-	1.329.425.189	1.185.163.344	144.261.845
Otros activos financieros corrientes	84.575.640	(16.313.194)	-	84.575.640	68.262.446	16.313.194
Otros activos no financieros corriente	105.974.000	(3.984.943)	-	105.974.000	101.989.057	3.984.943
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.684.496.034	(596.364.467)	-	1.684.496.034	1.088.131.567	596.364.467
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	27.178.499	(25.144.559)	179.448.975	206.627.474	181.482.915	25.144.559
Inventarios corrientes	137.674.512	(42.616.615)	-	137.674.512	95.057.897	42.616.615
Activos biológicos corrientes	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos corrientes	67.760.800	(20.306.212)	-	67.760.800	47.454.588	20.306.212
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	3.437.084.674	(848.991.835)	179.448.975	3.616.533.649	2.767.541.814	848.991.835
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	3.437.084.674	(848.991.835)	179.448.975	3.616.533.649	2.767.541.814	848.991.835
ACTIVOS NO CORRIENTES						
Otros activos financieros no corrientes	511.278.656	(21.750.452)	-	511.278.656	489.528.204	21.750.452
Otros activos no financieros no corrientes	82.332.593	(4.769.885)	-	82.332.593	77.562.708	4.769.885
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	413.088.087	(14.392.223)	-	413.088.087	398.695.864	14.392.223
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	355.485	-	-	355.485	355.485	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	76.676.816	(45.716.371)	-	76.676.816	30.960.445	45.716.371
Activos intangibles distintos de la plusvalía	1.024.278.598	(42.879.326)	-	1.024.278.598	981.399.272	42.879.326
Plusvalía	1.331.456.702	(887.257.655)	-	1.331.456.702	444.199.047	887.257.655
Propiedades, planta y equipo	8.432.734.430	(3.429.167.797)	-	8.432.734.430	5.003.566.633	3.429.167.797
Activos biológicos no corrientes	-	-	-	-	-	-
Propiedad de inversión	8.150.987	(8.150.987)	-	8.150.987	-	8.150.987
Activos por impuestos diferidos	131.642.331	(22.392.339)	75.031	131.717.362	109.325.023	22.392.339
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES	12.011.994.685	(4.476.477.035)	75.031	12.012.069.716	7.535.592.681	4.476.477.035
TOTAL DE ACTIVOS	15.449.079.359	(5.325.468.870)	179.524.006	15.628.603.365	10.303.134.495	5.325.468.870

**Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado
al 31 de diciembre de 2015**
(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Enersis Histórico M\$	Discontinuación de Operaciones (NIIF 5) M\$	Eliminación Intercompañías y otros ajustes M\$	Enersis Histórico (Combinado) M\$	Enersis América M\$	Enersis Chile M\$
PASIVOS CORRIENTES						
Otros pasivos financieros corrientes	715.795.233	(27.921.725)	-	715.795.233	687.873.508	27.921.725
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	2.007.740.178	(554.915.971)	-	2.007.740.178	1.452.824.207	554.915.971
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	165.136.438	(233.154.916)	179.448.975	344.585.413	111.430.497	233.154.916
Otras provisiones corrientes	143.628.371	(16.329.195)	-	143.628.371	127.299.176	16.329.195
Pasivos por impuestos corrientes	157.727.749	(15.119.789)	-	157.727.749	142.607.960	15.119.789
Otros pasivos no financieros corrientes	45.346.997	(6.120.658)	-	45.346.997	39.226.339	6.120.658
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	3.235.374.966	(853.562.254)	179.448.975	3.414.823.941	2.561.261.687	853.562.254
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	3.235.374.966	(853.562.254)	179.448.975	3.414.823.941	2.561.261.687	853.562.254
PASIVOS NO CORRIENTES						
Otros pasivos financieros no corrientes	2.764.494.382	(917.197.790)	-	2.764.494.382	1.847.296.592	917.197.790
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	289.578.470	(6.034.216)	-	289.578.470	283.544.254	6.034.216
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	97.186	(97.186)	-	97.186	-	97.186
Otras provisiones no corrientes	239.964.424	(56.116.140)	-	239.964.424	183.848.284	56.116.140
Pasivo por impuestos diferidos	466.930.940	(235.101.356)	75.031	467.005.971	231.904.615	235.101.356
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	242.293.930	(55.023.456)	-	242.293.930	187.270.474	55.023.456
Otros pasivos no financieros no corrientes	20.536.681	(435.689)	-	20.536.681	20.100.992	435.689
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	4.023.896.013	(1.270.005.833)	75.031	4.023.971.044	2.753.965.211	1.270.005.833
TOTAL PASIVOS	7.259.270.979	(2.123.568.087)	179.524.006	7.438.794.985	5.315.226.898	2.123.568.087
PATRIMONIO						
Capital emitido	5.804.447.986	(2.229.108.975)	-	5.804.447.986	3.575.339.011	2.229.108.975
Ganancias acumuladas	3.380.661.523	(1.322.162.479)	-	3.380.661.523	2.058.499.044	1.322.162.479
Otras reservas	(3.158.960.224)	958.589.952	-	(3.158.960.224)	(2.200.370.272)	(958.589.952)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	6.026.149.285	(2.592.681.502)	-	6.026.149.285	3.433.467.783	2.592.681.502
Participaciones no controladoras	2.163.659.095	(609.219.281)	-	2.163.659.095	1.554.439.814	609.219.281
PATRIMONIO TOTAL	8.189.808.380	(3.201.900.783)	-	8.189.808.380	4.987.907.597	3.201.900.783
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS	15.449.079.359	(5.325.468.870)	179.524.006	15.628.603.365	10.303.134.495	5.325.468.870

Estados de Resultados Consolidados, por Naturaleza

Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	enero - diciembre					
	Enersis Histórico	Discontinuación de Operaciones (NIIF 5)	Eliminación Intercompañías y otros ajustes	Enersis Histórico (Combinado)	Enersis América	Enersis Chile
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias	7.050.316.326	(2.382.671.016)	1.622.173	7.051.938.499	4.667.645.310	2.384.293.189
Otros ingresos, por naturaleza	648.530.219	(14.735.951)	7.616	648.537.835	633.801.884	14.735.951
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	7.698.846.545	(2.397.406.967)	1.629.789	7.700.476.334	5.301.447.194	2.399.029.140
Materias primas y consumibles utilizados	(4.259.187.071)	1.481.985.559	-	(4.259.187.071)	(2.777.201.512)	(1.481.985.559)
Margen de Contribución	3.439.659.474	(915.421.408)	1.629.789	3.441.289.263	2.524.245.682	917.043.581
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	88.105.322	(21.004.053)	-	88.105.322	67.101.269	21.004.053
Gastos por beneficios a los empleados	(624.252.868)	136.554.721	-	(624.252.868)	(487.698.147)	(136.554.721)
Gasto por depreciación y amortización	(473.743.859)	153.201.662	-	(473.743.859)	(320.542.197)	(153.201.662)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(36.756.853)	(3.054.903)	-	(36.756.853)	(39.811.756)	3.054.903
Otros gastos por naturaleza	(614.378.530)	125.849.781	(1.629.789)	(616.008.319)	(490.150.922)	(125.857.397)
Resultado de Explotación	1.778.632.686	(523.874.200)	-	1.778.632.686	1.253.143.929	525.488.757
Otras ganancias (pérdidas)	13.489.520	(20.055.745)	-	13.489.520	(6.566.225)	20.055.745
Ingresos financieros	310.040.441	(15.270.169)	5.084.349	315.124.790	299.854.621	15.270.169
Costos financieros	(447.071.689)	61.616.349	(5.084.349)	(452.156.038)	(385.455.340)	(66.700.698)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	12.238.016	(8.905.045)	-	12.238.016	3.332.971	8.905.045
Diferencias de cambio	114.843.285	13.394.762	-	114.843.285	166.120.617	(51.277.332)
Resultado por unidades de reajuste	(4.426.963)	(4.839.077)	-	(4.426.963)	(9.266.040)	4.839.077
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	1.777.745.296	(497.933.125)	-	1.777.745.296	1.321.164.533	456.580.763
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(633.275.811)	109.612.599	-	(633.275.811)	(523.663.212)	(109.612.599)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	1.144.469.485	(388.320.526)	-	1.144.469.485	797.501.321	346.968.164
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	1.144.469.485	(388.320.526)	-	1.144.469.485	797.501.321	346.968.164
Ganancia (pérdida) atribuible a						
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	661.586.917	(293.190.772)	-	661.586.917	409.748.507	251.838.410
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	482.882.568	(95.129.754)	-	482.882.568	387.752.814	95.129.754
GANANCIA (PÉRDIDA)	1.144.469.485	(388.320.526)	-	1.144.469.485	797.501.321	346.968.164
Ganancia por acción básica						
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	13,48	(5,97)	-	13,48	8,35	5,13
Ganancia (pérdida) por acción básica	13,48	(5,97)	-	13,48	8,35	5,13
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	49.092.772,76	49.092.772,76	-	-	49.092.772,76	49.092.772,76
Ganancias por acción diluidas						
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	13,48	(5,97)	-	13,48	8,35	5,13
Ganancias (pérdida) diluida por acción	13,48	(5,97)	-	13,48	8,35	5,13
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	49.092.772,76	49.092.772,76	-	-	49.092.772,76	49.092.772,76

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

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Enersis Histórico M\$	Discontinuación de Operaciones (NIIF 5) M\$	Eliminación Intercompañías y otros ajustes M\$	Enersis Histórico (Combinado) M\$	Enersis América M\$	Enersis Chile M\$
ACTIVOS CORRIENTES						
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.704.745.491		-	1.704.745.491	1.571.759.564	132.985.927
Otros activos financieros corrientes	99.455.403		-	99.455.403	97.964.274	1.491.129
Otros activos no financieros corriente	175.098.112		-	175.098.112	159.050.505	16.047.607
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.681.686.903		-	1.681.686.903	1.103.605.698	578.081.205
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	18.441.340		121.396.548	139.837.888	122.885.238	16.952.650
Inventarios corrientes	133.520.154		-	133.520.154	89.842.276	43.677.878
Activos biológicos corrientes	-		-	-	-	-
Activos por impuestos corrientes	110.572.522		-	110.572.522	64.924.383	45.648.139
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	3.923.519.925		121.396.548	4.044.916.473	3.210.031.938	834.884.535
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
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
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	3.931.498.888		121.396.548	4.052.895.436	3.210.031.938	842.863.498
ACTIVOS NO CORRIENTES						
Otros activos financieros no corrientes	530.821.520		-	530.821.520	524.071.048	6.750.472
Otros activos no financieros no corrientes	77.806.180		-	77.806.180	77.570.750	235.430
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	291.641.675		-	291.641.675	284.145.263	7.496.412
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	486.605		-	486.605	486.605	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	73.633.610		-	73.633.610	33.268.287	40.365.323
Activos intangibles distintos de la plusvalía	1.168.212.056		-	1.168.212.056	1.131.686.534	36.525.522
Plusvalía	1.410.853.627		-	1.410.853.627	523.595.972	887.257.655
Propiedades, planta y equipo	8.234.215.719		-	8.234.215.719	4.950.454.943	3.283.760.776
Activos biológicos no corrientes	-		-	-	-	-
Propiedad de inversión	8.514.562		-	8.514.562	-	8.514.562
Activos por impuestos diferidos	193.637.874		66.618	193.704.492	180.739.397	12.965.095
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES	11.989.823.428		66.618	11.989.890.046	7.706.018.799	4.283.871.247
TOTAL DE ACTIVOS	15.921.322.316		121.463.166	16.042.785.482	10.916.050.737	5.126.734.745

**Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado
al 31 de diciembre de 2014**
(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Enersis Histórico M\$	Discontinuación de Operaciones (NIIF 5) M\$	Eliminación Intercompañías y otros ajustes M\$	Enersis Histórico (Combinado) M\$	Enersis América M\$	Enersis Chile M\$
PASIVOS CORRIENTES						
Otros pasivos financieros corrientes	421.805.679		-	421.805.679	275.441.320	146.364.359
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	2.288.876.950		-	2.288.876.950	1.793.515.595	495.361.355
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	143.680.622		121.396.548	265.077.170	77.891.977	187.185.193
Otras provisiones corrientes	90.222.684		-	90.222.684	78.599.170	11.623.514
Pasivos por impuestos corrientes	115.472.313		-	115.472.313	77.114.447	38.357.866
Otros pasivos no financieros corrientes	129.275.589		-	129.275.589	93.572.328	35.703.261
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	3.189.333.837		121.396.548	3.310.730.385	2.396.134.837	914.595.548
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5.488.147		-	5.488.147	-	5.488.147
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	3.194.821.984		121.396.548	3.316.218.532	2.396.134.837	920.083.695
PASIVOS NO CORRIENTES						
Otros pasivos financieros no corrientes	3.289.097.528		-	3.289.097.528	2.510.962.361	778.135.167
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	159.385.521		-	159.385.521	155.674.443	3.711.078
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-		-	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	197.243.841		-	197.243.841	169.273.906	27.969.935
Pasivo por impuestos diferidos	478.361.484		66.618	478.428.102	223.205.436	255.222.666
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	269.930.412		-	269.930.412	215.992.570	53.937.842
Otros pasivos no financieros no corrientes	53.262.800		-	53.262.800	49.654.229	3.608.571
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	4.447.281.586		66.618	4.447.348.204	3.324.762.945	1.122.585.259
TOTAL PASIVOS	7.642.103.570		121.463.166	7.763.566.736	5.720.897.782	2.042.668.954
PATRIMONIO						
Capital emitido	5.804.447.986		-	5.804.447.986	3.575.339.011	2.229.108.975
Ganancias acumuladas	3.051.734.445		-	3.051.734.445	1.879.762.768	1.171.971.677
Prima de emisión	-		-	-	-	-
Otras reservas	(2.654.206.384)		-	(2.654.206.384)	(1.725.327.166)	(928.879.218)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	6.201.976.047		-	6.201.976.047	3.729.774.613	2.472.201.434
Participaciones no controladoras	2.077.242.699		-	2.077.242.699	1.465.378.342	611.864.357
PATRIMONIO TOTAL	8.279.218.746		-	8.279.218.746	5.195.152.955	3.084.065.791
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS	15.921.322.316		121.463.166	16.042.785.482	10.916.050.737	5.126.734.745

Estados de Resultados Consolidados, por Naturaleza

Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	enero - diciembre					
	Enersis Histórico	Discontinuación de Operaciones (NIIF 5)	Eliminación Intercompañías y otros ajustes	Enersis Histórico (Combinado)	Enersis América	Enersis Chile
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias	6.819.760.882	(2.013.305.145)	1.681.200	6.821.442.082	4.806.578.184	2.014.863.898
Otros ingresos, por naturaleza	434.115.438	(34.201.387)	10.419	434.125.857	399.924.470	34.201.387
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	7.253.876.320	(2.047.506.532)	1.691.619	7.255.567.939	5.206.502.654	2.049.065.285
Materias primas y consumibles utilizados	(3.941.071.719)	1.309.402.283	-	(3.941.071.719)	(2.631.669.436)	(1.309.402.283)
Margen de Contribución	3.312.804.601	(738.104.249)	1.691.619	3.314.496.220	2.574.833.218	739.663.002
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	77.275.986	(21.505.568)	-	77.275.986	55.770.418	21.505.568
Gastos por beneficios a los empleados	(516.009.836)	126.341.363	-	(516.009.836)	(389.668.473)	(126.341.363)
Gasto por depreciación y amortización	(479.179.904)	128.437.154	-	(479.179.904)	(350.742.750)	(128.437.154)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(51.515.362)	13.185.420	-	(51.515.362)	(38.329.942)	(13.185.420)
Otros gastos por naturaleza	(574.050.613)	110.321.349	(1.691.619)	(575.742.232)	(465.288.017)	(110.454.215)
Resultado de Explotación	1.769.324.872	(381.324.531)	-	1.769.324.872	1.386.574.454	382.750.418
Otras ganancias (pérdidas)	71.769.817	(70.893.263)	-	71.769.817	876.554	70.893.263
Ingresos financieros	265.884.277	(14.762.515)	16.082.533	281.966.810	267.204.295	14.762.515
Costos financieros	(491.858.285)	59.543.956	(16.082.533)	(507.940.818)	(432.314.329)	(75.626.489)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	(51.853.287)	54.413.310	-	(51.853.287)	2.560.023	(54.413.310)
Diferencias de cambio	(38.821.872)	20.328.278	-	(38.821.872)	(17.377.674)	(21.444.198)
Resultado por unidades de reajuste	1.633.555	(15.263.623)	-	1.633.555	(13.630.068)	15.263.623
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	1.526.079.077	(347.958.388)	-	1.526.079.077	1.193.893.255	332.185.822
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(496.609.349)	66.017.317	-	(496.609.349)	(430.592.032)	(66.017.317)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	1.029.469.728	(281.941.071)	-	1.029.469.728	763.301.223	266.168.505
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	1.029.469.728	(281.941.071)	-	1.029.469.728	763.301.223	266.168.505
Ganancia (pérdida) atribuible a						
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	610.157.869	(221.149.361)	-	610.157.869	404.781.074	205.376.795
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	419.311.859	(60.791.710)	-	419.311.859	358.520.149	60.791.710
GANANCIA (PÉRDIDA)	1.029.469.728	(281.941.071)	-	1.029.469.728	763.301.223	266.168.505
Ganancia por acción básica						
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	12,43	(4,50)	-	13,49	8,25	4,18
Ganancia (pérdida) por acción básica	12,43	(4,50)	-	13,49	8,25	4,18
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	49.092.772,76	49.092.772,76	-	-	49.092.772,76	49.092.772,76
Ganancias por acción diluidas						
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	12,43	(4,50)	-	13,49	8,25	4,18
Ganancias (pérdida) diluida por acción	12,43	(4,50)	-	13,49	8,25	4,18
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	49.092.772,76	49.092.772,76	-	-	49.092.772,76	49.092.772,76

c. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	31 de diciembre de 2015										31 de diciembre de 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	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Supervielle	\$ Arq	49,96%	41,21%	81.254	224.941	306.195	125.511	-	-	-	-	125.511	112.554	319.053	431.607	372.729	26.615	-	-	-	399.344
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Citibank	\$ Arq	45,10%	37,81%	263.796	734.081	997.877	412.453	-	-	-	-	412.453	347.807	998.639	1.346.446	1.199.174	87.541	-	-	-	1.286.715
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Credit Suisse International	US\$	14,84%	13,92%	1.214.284	-	1.214.284	-	-	-	-	-	-	122.704	2.324.204	2.446.908	1.039.398	-	-	-	-	1.039.398
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	ICBC Argentina	\$ Arq	51,97%	42,59%	89.832	249.669	339.501	140.047	-	-	-	-	140.047	132.215	371.509	503.724	425.630	29.900	-	-	-	455.530
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Deutsche Bank	US\$	13,50%	12,86%	1.339.210	-	1.339.210	-	-	-	-	-	-	1.331.375	4.844.938	6.176.313	-	-	-	-	-	-
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Standard Bank	US\$	13,50%	12,86%	673.817	-	673.817	-	-	-	-	-	-	667.376	2.425.364	3.092.740	-	-	-	-	-	-
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Itau	US\$	13,50%	12,86%	673.905	-	673.905	-	-	-	-	-	-	687.484	2.459.835	3.147.319	-	-	-	-	-	-
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Macro	\$ Arq	34,46%	31,10%	75.083	1.113.612	1.188.695	-	-	-	-	-	-	1.522.852	-	1.522.852	-	-	-	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Santander - Sindicado IV	\$ Arq	40,59%	35,54%	266.203	516.165	782.368	-	-	-	-	-	-	306.765	1.185.867	1.492.632	1.023.289	-	-	-	-	1.023.289
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Itau- Sindicado IV	\$ Arq	40,59%	35,54%	241.619	464.727	706.346	-	-	-	-	-	-	273.493	1.057.510	1.331.003	912.706	-	-	-	-	912.706
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Galicia - Sindicado IV	\$ Arq	40,59%	35,54%	228.411	442.424	670.835	-	-	-	-	-	-	262.403	1.014.727	1.277.130	875.846	-	-	-	-	875.846
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Hipotecario - Sindicado IV	\$ Arg	40,59%	35,54%	73.221	144.361	217.582	-	-	-	-	-	-	86.271	335.251	421.522	290.454	-	-	-	-	290.454
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Ciudad -Sindicado IV	\$ Arg	40,59%	35,54%	30.708	59.481	90.189	-	-	-	-	-	-	34.894	135.536	170.430	117.383	-	-	-	-	117.383
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	ICBC Argentina	\$ Arg	40,59%	35,54%	296.189	573.160	869.349	-	-	-	-	-	-	340.037	1.314.222	1.654.259	1.133.871	-	-	-	-	1.133.871
Totales							94.438.113	119.047.141	213.485.254	94.680.542	93.341.883	46.131.557	11.556.930	30.842.974	276.553.886	17.616.391	45.859.907	63.476.298	68.780.986	65.194.217	78.955.951	36.824.905	48.015.897	297.771.956

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

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés nominal	31 de diciembre de 2015											31 de diciembre de 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	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,06%	6,94%	104.498	313.495	417.993	417.994	-	417.994	417.994	10.373.415	12.045.391	102.093	306.280	408.373	408.374	408.374	408.374	408.374	10.543.055	12.176.551				
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,00%	4,94%	110.347	331.041	441.388	6.385.839	-	-	-	-	6.385.839	107.787	323.360	431.147	431.146	6.238.848	-	-	-	6.669.994				
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,13%	5,06%	67.781	203.343	271.124	4.407.670	-	-	-	4.407.670	66.200	196.600	264.800	264.800	4.306.155	-	-	-	-	4.570.955				
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,75%	6,64%	175.558	526.675	702.233	702.233	-	702.233	10.866.005	-	12.972.704	171.606	514.819	686.425	686.425	686.425	686.425	686.425	10.616.171	13.361.871				
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,28%	7,15%	134.479	403.436	537.915	537.915	-	537.915	14.287.204	16.438.864	131.472	394.416	525.889	525.889	525.889	525.889	525.889	525.889	13.962.937	16.066.493				
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,50%	6,40%	169.060	507.179	676.239	676.238	-	676.238	11.017.735	-	13.046.449	165.257	495.772	661.029	661.029	661.029	661.029	661.029	10.764.497	13.408.613				
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,38%	7,24%	230.147	690.441	920.588	920.588	-	920.588	920.588	24.598.494	28.280.846	224.939	674.816	899.755	899.755	899.755	899.755	899.755	24.037.040	27.636.060				
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,78%	6,67%	352.647	1.057.940	1.410.587	1.410.587	-	1.410.587	1.410.587	21.265.895	26.908.243	345.808	1.037.423	1.383.231	1.383.230	1.383.230	1.383.230	1.383.230	22.161.415	27.694.335				
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,34%	6,25%	197.979	593.936	791.915	791.915	-	791.915	14.457.206	17.624.866	194.336	583.009	777.345	777.345	777.345	777.345	777.345	777.345	14.910.973	18.020.353				
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,84%	5,76%	303.907	911.720	1.215.627	1.215.627	-	1.215.627	21.403.513	-	23.824.767	299.678	899.035	1.198.713	1.198.713	1.198.713	1.198.713	1.198.713	20.916.464	24.512.603				
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,34%	6,25%	263.940	791.820	1.055.760	1.055.760	-	1.055.760	20.595.659	24.818.699	262.032	786.096	1.048.128	1.048.128	1.048.128	1.048.128	1.048.128	1.048.128	21.232.292	25.424.804				
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	4,81%	4,76%	122.692	368.075	490.767	10.557.968	-	-	-	10.557.968	122.598	367.794	490.392	490.391	10.323.176	-	-	-	-	10.813.567				
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,13%	6,03%	224.521	673.563	898.084	898.085	-	898.085	15.080.872	-	16.877.042	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos A-10	Colombia	\$ Col	8,87%	8,59%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	53.979.516	-	-	-	-	-	-	-	-				
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos A102	Colombia	\$ Col	8,87%	8,59%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.281.812	-	-	-	-	-	-	-	-				
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B09-09	Colombia	\$ Col	12,67%	12,11%	1.318.361	3.955.083	5.273.444	5.273.444	52.249.218	-	-	-	57.522.662	1.213.148	3.639.445	4.852.593	4.852.593	4.852.593	58.216.407	-	-	67.921.593				
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B10	Colombia	\$ Col	12,54%	11,99%	966.592	2.899.777	3.866.369	3.866.370	3.866.370	36.715.143	-	-	44.447.883	882.562	2.647.687	3.530.249	3.530.250	3.530.250	3.530.250	41.216.421	-	47.734.771				
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B-103	Colombia	\$ Col	11,87%	11,87%	1.116.102	3.348.305	4.464.407	39.054.871	-	-	-	39.054.871	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	Bonos B12	Colombia	\$ Col	12,88%	12,30%	551.017	1.653.050	2.204.067	2.204.066	2.204.066	2.204.066	21.473.245	30.289.509	509.006	1.527.019	2.036.025	2.036.026	2.036.026	2.036.026	2.036.026	2.036.026	25.961.808	34.108.912				
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B15	Colombia	\$ Col	12,87%	12,29%	344.557	1.033.670	1.378.227	1.378.226	1.378.226	1.378.226	16.871.733	22.384.637	316.557	949.671	1.266.228	1.266.228	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	Bonos B6-13	Colombia	\$ Col	10,91%	10,49%	258.219	774.658	1.032.877	1.032.878	1.032.878	11.916.341	-	-	13.982.097	228.103	684.309	912.412	912.412	912.412	912.412	912.412	13.233.660	15.970.905				
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B6-14	Colombia	\$ Col	10,03%	9,67%	518.847	1.556.541	2.075.389	2.075.389	2.075.389	25.654.089	-	-	31.880.256	453.662	1.360.986	1.814.648	1.814.647	1.814.647	1.814.647	1.814.647	28.677.414	35.956.002				
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	515.898	1.547.693	2.063.591	2.063.591	2.063.591	20.454.156	-	-	20.808.520	581.078	1.743.234	2.324.312	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	Bonos quimbo	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	3.707.356	11.122.068	14.829.424	14.829.424	14.829.424	146.988.109	206.305.805	4.175.756	12.527.267	16.703.023	16.703.023	16.703.023	16.703.023	16.703.023	16.703.023	182.262.997	249.074.189					
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	10,13%	9,77%	1.443.011	4.329.034	5.772.045	5.772.045	5.772.045	5.772.045	79.151.390	102.239.570	1.246.095	3.738.285	4.984.380	4.984.380	4.984.380	4.984.380	4.984.380	91.102.169	111.039.689					
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	\$ Col	10,46%	10,08%	921.801	2.765.403	3.687.204	3.687.204	3.687.204	3.687.204	54.611.375	69.360.191	816.008	2.448.035	3.264.033	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	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	\$ Col	11,71%	11,23%	2.046.250	6.138.749	8.184.998	8.184.998	8.184.998	8.184.998	120.690.336	153.430.328	1.843.223	5.529.669	7.372.892	7.372.892	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	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	10,26%	9,89%	975.333	2.925.998	3.901.331	3.901.331	3.901.331	3.901.331	72.380.849	87.986.173	845.671	2.537.012	3.382.683	3.382.682	3.382.682	3.382.682	3.382.682	77.827.476	91.358.204					
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	\$ Col	10,81%	10,39%	832.281	2.496.844	3.329.125	3.329.126	3.329.126	3.329.126	67.969.888	81.286.392	743.130	2.229.390	2.972.520	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	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	\$ Col	10,91%	10,49%	796.647	2.389.940	3.186.587	3.186.587	3.186.587	36.763.745	-	-	43.136.919	703.731	2.111.194	2.814.926	2.814.926	2.814.926	40.827.900	-	49.272.678					
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	\$ Col	10,03%	9,67%	618.230	1.854.690	2.472.920	2.472.920	2.472.920	2.472.920	30.568.019	-	37.986.773	540.559	1.621.676	2.162.235	2.162.235	2.162.235	2.162.235	34.170.442	42.819.362					
91.081.000-€Endesa Chile S.A.	Chile	Banco Santander- 522 Serie-M	Chile	U.F.	U.F.	4,82%	4,75%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.203.670	18.611.010	24.814.680	24.814.680	24.814.680	24.814.680	35.548.589	355.689.165	465.681.794				
91.081.000-€Endesa Chile S.A.	Chile	Banco Santander- 317 Serie-H	Chile	U.F.	U.F.	7,17%	6,20%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.174.007	11.394.304	13.568.311	12.957.238	12.346.166	11.735.094	11.124.022	73.777.578	121.940.098				
91.081.000-€Endesa Chile S.A.	Chile	BNY Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	US\$	8,83%	8,63%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.641.806	124.978.079	127.619.885	-	-	-	-	-					
91.081.000-€Endesa Chile S.A.	Chile	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	US\$	7,40%	7,33%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	789.495	2.368.484	3.157.979	3.157.979	3.157.979	3.157.979	3.157.979	77.747.246	90.379.162				
91.081.000-€Endesa Chile S.A.	Chile	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	US\$	8,26%	8,13%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	502.137	1.506.412	2.008.549	2.008.549	2.008.549	2.008.549	2.008.549	168.757.572	176.791.768				
91.081.000-€Endesa Chile S.A.	Chile	BNY Mellon - Unica 24296	E.E.U.U.	US\$	US\$	4,32%	4,25%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.621.139	7.863.416	10.484.554	10.484.554	10.484.554	10.484.554	290.965.550	332.903.766					
91.081.000-€Endesa Chile S.A.	Chile	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	US\$	7,96%	7,88%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.474.039	7.422.118	9.896.157	9.896.157	9.896.157	9.896							

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

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

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			22.124.481	334.548.745
	Dólar	Peso chileno	6.606.837	294.009.266
	Dólar	Peso Colombiano	195.597	413.009
	Dólar	Nuevo Sol	14.024.599	28.750.530
	Dólar	Peso Argentino	1.297.448	1.058.646
	Peso Argentino	Dólar	-	4.206.734
	Peso chileno	Dólar	-	6.110.560
	Peso Argentino	Pesos chileno	-	-
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			-	14.039.935
	Dólar	Peso chileno	-	14.039.935
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			22.124.481	348.588.680
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			22.124.481	348.588.680
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			29.737.877	61.063.049
	Dólar	Peso chileno	-	27.794.762
	Peso colombiano	Peso chileno	29.494.468	32.795.615
	Peso argentino	Peso chileno	243.409	472.672
Plusvalía			362.139.818	439.500.128
	Real	Nuevo Sol	6.675.472	8.527.161
	Real	Peso chileno	202.286.652	258.398.340
	Peso Colombiano	Peso chileno	9.687.963	11.045.730
	Nuevo Sol	Peso chileno	138.737.427	135.136.616
	Peso Argentino	Peso chileno	4.752.304	6.220.966
	Dólar	Peso chileno	-	20.171.315
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			391.877.695	500.563.177
TOTAL ACTIVOS			414.002.176	849.151.857

		31-12-2015									31-12-2014								
		Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes						Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes					
Moneda extranjera	Moneda funcional	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
PASIVOS																			
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares	39.350.461	220.635.283	259.985.744	34.667.125	36.469.943	15.535.676	24.641.590	36.451.631	147.765.965	27.290.627	194.911.470	222.202.097	264.874.981	71.011.720	60.603.646	42.762.853	804.987.364	1.244.240.564
	Dólares	3.015.734	186.297.709	189.313.443	39.170	39.170	39.170	39.170	843.993	1.000.673	12.530.333	155.604.278	168.134.611	191.134.280	28.196.301	28.198.962	28.201.795	746.470.766	1.022.202.104
	Dólares	20.770	62.310	83.080	83.080	83.079	83.080	83.080	2.247.602	2.579.921	17.726	53.177	70.903	70.902	70.902	70.902	70.902	1.993.373	2.276.981
	Dólares	31.821.714	32.310.979	64.132.693	28.734.262	34.555.459	13.529.933	22.582.038	10.086.341	109.488.033	11.923.154	25.181.231	37.104.385	71.958.836	42.073.900	31.664.112	13.681.372	32.636.449	192.014.669
	Dólares	4.492.243	1.964.285	6.456.528	5.810.613	1.792.235	1.883.493	1.937.302	23.273.695	34.697.338	2.819.414	14.072.784	16.892.198	1.710.963	670.617	669.670	808.784	23.886.776	27.746.810
TOTAL PASIVOS		39.350.461	220.635.283	259.985.744	34.667.125	36.469.943	15.535.676	24.641.590	36.451.631	147.765.965	27.290.627	194.911.470	222.202.097	264.874.981	71.011.720	60.603.646	42.762.853	804.987.364	1.244.240.564

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

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

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Saldo al 31-12-2015										Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$		
Cuentas comerciales por cobrar bruto	577.040.344	89.749.887	36.722.157	15.687.116	42.749.032	32.624.597	25.381.047	20.410.324	9.076.689	205.088.719	1.054.529.912	257.022.423
Provisión de deterioro	(1.402.962)	(20.682.398)	(1.571.631)	(2.009.596)	(27.939.987)	(27.094.068)	(19.937.434)	(16.841.473)	(7.231.279)	(175.247.816)	(299.958.644)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	334.685.900	-	-	-	-	-	-	-	-	-	334.685.900	141.673.441
Provisión de deterioro	(1.125.601)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.125.601)	-
Total	909.197.681	69.067.489	35.150.526	13.677.520	14.809.045	5.530.529	5.443.613	3.568.851	1.845.410	29.840.903	1.088.131.567	398.695.864

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	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\$		
Cuentas comerciales por cobrar bruto	903.063.886	106.894.634	39.814.503	20.741.774	7.150.011	7.174.098	6.387.883	4.538.112	3.416.574	176.818.179	1.275.999.654	202.932.480
Provisión de deterioro	(1.280.373)	(8.159.865)	(2.408.150)	(4.038.649)	(2.288.401)	(2.122.945)	(2.003.467)	(1.534.602)	(1.360.517)	(129.904.859)	(155.101.828)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	568.028.235	-	-	-	-	-	-	-	-	-	568.028.235	88.709.195
Provisión de deterioro	(7.239.158)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7.239.158)	-
Total	1.462.572.590	98.734.769	37.406.353	16.703.125	4.861.610	5.051.153	4.384.416	3.003.510	2.056.057	46.913.320	1.681.686.903	291.641.675

- 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	
	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$
Al día	9.496.241	804.676.526	195.019	29.386.241	9.691.260	834.062.767	10.244.620	1.091.588.812	93.327	14.407.554	10.337.947	1.105.996.366
Entre 1 y 30 días	2.104.270	85.980.622	80.275	3.769.265	2.184.545	89.749.887	2.101.665	101.089.273	85.662	5.805.361	2.187.327	106.894.634
Entre 31 y 60 días	285.256	34.798.871	6.727	1.923.286	291.983	36.722.157	408.941	36.225.884	29.281	3.588.619	438.222	39.814.503
Entre 61 y 90 días	77.855	14.036.045	7.552	1.651.071	85.407	15.687.116	87.712	18.833.430	23.566	1.908.344	111.278	20.741.774
Entre 91 y 120 días	177.160	41.282.854	5.840	1.466.178	183.000	42.749.032	58.397	5.580.951	14.327	1.569.060	72.724	7.150.011
Entre 121 y 150 días	172.778	31.272.010	6.289	1.352.587	179.067	32.624.597	52.163	5.776.635	14.132	1.397.463	66.295	7.174.098
Entre 151 y 180 días	111.678	24.222.662	6.415	1.158.385	118.093	25.381.047	39.113	5.103.607	9.616	1.284.276	48.729	6.387.883
Entre 181 y 210 días	94.221	19.312.808	4.390	1.097.516	98.611	20.410.324	24.086	3.462.029	15.507	1.076.083	39.593	4.538.112
Entre 211 y 250 días	55.382	8.049.056	4.688	1.027.633	60.070	9.076.689	20.666	2.455.802	10.733	960.772	31.399	3.416.574
Superior a 251 días	618.700	201.615.991	8.092	3.472.728	626.792	205.088.719	408.132	148.793.724	18.770	28.024.455	426.902	176.818.179
Total	13.193.541	1.265.247.445	325.287	46.304.890	13.518.828	1.311.552.335	13.445.495	1.418.910.147	314.921	60.021.987	13.760.416	1.478.932.134

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 protestados	1.872.073	23.354.556	164.145	15.922.688
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	4.219	16.044.580	9.983	13.828.106
Total	1.876.292	39.399.136	174.128	29.750.794

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

c) Provisiones y castigos.

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31-12-2015	31-12-2014
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	25.846.624	22.178.152
Provisión cartera repactada	(1.029.013)	669.988
Castigos del período	23.480.578	19.013.041
Recuperos del período	14.962.099	-
Total	63.260.288	41.861.181

d) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al			
	31-12-2015		31-12-2014	
	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	199.988	557.363	1.889.698	1.889.698
Monto de las operaciones	11.043.157	39.779.710	22.848.140	22.848.140

ANEXO N°7.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES:

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

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

Cuentas comerciales por cobrar	Saldo al 31-12-2015										Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$	
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$			
Cuentas comerciales por cobrar													
Generación y transmisión	214.520.868	10.315.795	3.889.661	3.959.399	3.758.589	3.671.364	3.869.173	5.219.854	118.598	47.438.345	296.761.646	230.330.033	
-Grandes Clientes	105.350.555	9.422.903	3.835.624	3.804.996	3.734.126	3.641.098	3.550.857	5.192.924	75.322	4.367.646	142.976.051	-	
-Clientes Institucionales	76.797.290	-	-	-	-	-	-	-	-	-	76.797.290	227.118.907	
-Otros	32.373.023	892.892	54.037	154.403	24.463	30.266	318.316	26.930	43.276	43.070.699	76.988.305	3.211.126	
Provisión Deterioro	(212.623)	-	-	(363.070)	-	-	(415.609)	(2.735.412)	-	(45.093.112)	(48.819.826)	-	
Servicios no facturados	89.723.981	-	-	-	-	-	-	-	-	-	89.723.981	32.993.708	
Servicios facturados	124.796.887	10.315.795	3.889.661	3.959.399	3.758.589	3.671.364	3.869.173	5.219.854	118.598	47.438.345	207.037.665	197.336.325	
Cuentas comerciales por cobrar													
Distribución	362.519.476	79.434.092	32.832.496	11.727.717	38.990.443	28.953.233	21.511.874	15.190.470	8.958.091	157.650.374	757.768.266	26.692.390	
-Clientes Masivos	217.119.041	56.222.800	21.046.214	7.845.767	27.350.487	25.742.028	18.419.905	12.598.396	6.157.123	116.019.609	508.521.370	13.043.874	
-Grandes Clientes	99.833.365	12.867.396	6.598.117	1.338.886	1.095.541	996.107	1.253.697	767.947	850.748	21.559.120	147.160.924	3.424.933	
-Clientes Institucionales	45.567.070	10.343.896	5.188.165	2.543.064	10.544.415	2.215.098	1.838.272	1.824.127	1.950.220	20.071.645	102.085.972	10.223.583	
Provisión Deterioro	(1.190.339)	(20.682.398)	(1.571.631)	(1.646.526)	(27.939.987)	(27.094.068)	(19.521.825)	(14.106.061)	(7.231.279)	(130.154.704)	(251.138.818)	-	
Servicios no facturados	173.794.483	-	-	-	-	-	-	-	-	-	173.794.483	-	
Servicios facturados	188.724.993	79.434.092	32.832.496	11.727.717	38.990.443	28.953.233	21.511.874	15.190.470	8.958.091	157.650.374	583.973.783	26.692.390	
Total Cuentas comerciales por cobrar													
Brutos	577.040.344	89.749.887	36.722.157	15.687.116	42.749.032	32.624.597	25.381.047	20.410.324	9.076.689	205.088.719	1.054.529.912	257.022.423	
Total Provisión Deterioro	(1.402.962)	(20.682.398)	(1.571.631)	(2.009.596)	(27.939.987)	(27.094.068)	(19.937.434)	(16.841.473)	(7.231.279)	(175.247.816)	(299.958.644)	-	
Total Cuentas comerciales por cobrar													
Netos	575.637.382	69.067.489	35.150.526	13.677.520	14.809.045	5.530.529	5.443.613	3.568.851	1.845.410	29.840.903	754.571.268	257.022.423	

Como no todas nuestras bases de datos comerciales en las distintas filiales de nuestro Grupo distinguen que el consumidor final del servicio eléctrico es una persona natural o jurídica, la principal segmentación de gestión y común a todas las filiales utilizada para realizar el control y seguimiento de las cuentas comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

Cuentas comerciales por cobrar	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 por cobrar												
Generación y transmisión	372.017.282	14.185.584	2.368.035	826.795	259.556	101.591	386.044	69.185	140.611	58.775.408	449.130.091	180.858.354
-Grandes Clientes	293.311.567	6.649.258	2.333.183	563.008	228.410	77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	307.284.087	-
-Clientes Institucionales	48.353.634	-	-	-	-	-	-	-	-	-	48.353.634	172.090.003
-Otros	30.352.081	7.536.326	34.852	263.787	31.146	24.125	120.806	3.660	3.788	55.121.799	93.492.370	8.768.351
Provisión Deterioro	(388.459)	-	-	(169.056)	-	-	-	-	-	(56.435.060)	(56.992.575)	-
Servicios no facturados	211.809.086	-	-	-	-	-	-	-	-	-	211.809.086	1.045.832
Servicios facturados	160.208.196	14.185.584	2.368.035	826.795	259.556	101.591	386.044	69.185	140.611	58.775.408	237.321.005	179.812.522
Cuentas comerciales por cobrar												
Distribución	531.046.604	92.709.050	37.446.468	19.914.979	6.890.455	7.072.507	6.001.839	4.468.927	3.275.963	118.042.771	826.869.563	22.074.126
-Clientes Masivos	363.514.047	66.110.431	24.474.607	6.539.339	4.783.444	4.107.710	3.337.309	2.388.662	1.846.646	49.452.156	526.554.351	11.102.240
-Grandes Clientes	122.493.330	18.645.276	6.038.961	2.946.789	713.261	1.068.570	1.460.736	1.289.811	664.518	33.142.022	188.463.274	3.153.611
-Clientes Institucionales	45.039.227	7.953.343	6.932.900	10.428.851	1.393.750	1.896.227	1.203.794	790.454	764.799	35.448.593	111.851.938	7.818.275
Provisión Deterioro	(891.914)	(8.159.865)	(2.408.150)	(3.869.593)	(2.288.401)	(2.122.945)	(2.003.467)	(1.534.602)	(1.360.517)	(73.469.799)	(98.109.253)	-
Servicios no facturados	317.688.170	-	-	-	-	-	-	-	-	-	317.688.170	-
Servicios facturados	217.794.795	92.709.050	37.446.468	19.914.979	6.890.455	7.072.507	6.001.839	4.468.927	3.275.963	118.042.771	513.617.754	22.074.126
Total Cuentas comerciales por cobrar												
Brutos	903.063.886	106.894.634	39.814.503	20.741.774	7.150.011	7.174.098	6.387.883	4.538.112	3.416.574	176.818.179	1.275.999.654	202.932.480
Total Provisión Deterioro	(1.280.373)	(8.159.865)	(2.408.150)	(4.038.649)	(2.288.401)	(2.122.945)	(2.003.467)	(1.534.602)	(1.360.517)	(129.904.859)	(155.101.828)	-
Total Cuentas comerciales por cobrar												
Netos	901.783.513	98.734.769	37.406.353	16.703.125	4.861.610	5.051.153	4.384.416	3.003.510	2.056.057	46.913.320	1.120.897.826	202.932.480

- Por tipo de cartera:

Tipos de cartera	Saldo al 31-12-2015										Total cartera bruta 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\$	
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN											
Cartera no repactada	209.710.717	10.292.925	3.835.624	3.934.142	3.734.126	3.641.098	3.839.625	5.192.924	75.322	47.048.299	291.304.802
-Grandes Clientes	105.350.555	9.422.903	3.835.624	3.804.997	3.734.126	3.641.098	3.550.857	5.192.924	75.322	4.367.645	142.976.051
-Clientes Institucionales	76.797.290	-	-	-	-	-	-	-	-	-	76.797.290
-Otros	27.562.872	870.022	-	129.145	-	-	288.768	-	-	42.680.654	71.531.461
Cartera repactada	4.810.151	22.870	54.037	25.257	24.463	30.266	29.548	26.930	43.276	390.045	5.456.843
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	4.810.151	22.870	54.037	25.257	24.463	30.266	29.548	26.930	43.276	390.045	5.456.843
DISTRIBUCIÓN											
Cartera no repactada	360.318.915	75.687.697	30.963.247	10.101.903	37.548.728	27.630.912	20.383.037	14.119.884	7.973.734	154.567.692	739.295.749
-Clientes Masivos	215.638.939	54.316.549	19.859.514	6.818.125	26.452.336	24.953.953	17.774.987	12.008.723	5.629.594	114.472.369	497.925.089
-Grandes Clientes	99.340.127	11.546.722	6.337.137	1.122.596	936.511	831.176	1.130.633	643.942	736.404	21.130.377	143.755.625
-Clientes Institucionales	45.339.849	9.824.426	4.766.596	2.161.182	10.159.881	1.845.783	1.477.417	1.467.219	1.607.736	18.964.946	97.615.035
Cartera repactada	2.200.561	3.746.395	1.869.249	1.625.814	1.441.715	1.322.321	1.128.837	1.070.586	984.357	3.082.683	18.472.518
-Clientes Masivos	1.480.102	1.906.252	1.186.699	1.027.641	898.152	788.075	644.917	589.672	527.529	1.547.241	10.596.280
-Grandes Clientes	493.237	1.320.673	260.980	216.290	159.030	164.931	123.064	124.005	114.344	428.743	3.405.297
-Clientes Institucionales	227.222	519.470	421.570	381.883	384.533	369.315	360.856	356.909	342.484	1.106.699	4.470.941
Total cartera bruta	577.040.344	89.749.887	36.722.157	15.687.116	42.749.032	32.624.597	25.381.047	20.410.324	9.076.689	205.088.719	1.054.529.912

Tipos de cartera	Saldo al 31-12-2014										Total cartera bruta 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\$	
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN											
Cartera no repactada	363.410.191	14.146.157	2.333.183	782.547	228.410	77.466	265.238	65.525	136.823	58.343.089	439.788.629
-Grandes Clientes	293.422.775	6.649.258	2.333.183	563.008	228.410	77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	307.395.295
-Clientes Institucionales	48.353.634	-	-	-	-	-	-	-	-	-	48.353.634
-Otros	21.633.782	7.496.899	-	219.539	-	-	-	-	-	54.689.480	84.039.700
Cartera repactada	8.718.298	39.427	34.852	44.248	31.146	24.125	120.806	3.660	3.788	432.319	9.452.669
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	8.718.298	39.427	34.852	44.248	31.146	24.125	120.806	3.660	3.788	432.319	9.452.669
DISTRIBUCIÓN											
Cartera no repactada	525.246.141	86.943.116	33.892.701	18.050.883	5.352.541	5.699.169	4.838.369	3.396.504	2.318.979	90.450.635	776.189.038
-Clientes Masivos	359.557.387	61.876.128	22.363.672	5.224.924	3.690.220	3.176.315	2.587.866	1.727.709	1.291.303	37.131.908	498.627.432
-Grandes Clientes	121.295.659	17.592.569	5.739.993	2.818.594	627.109	977.296	1.390.709	1.219.723	595.298	32.199.320	184.456.270
-Clientes Institucionales	44.393.095	7.474.419	5.789.036	10.007.365	1.035.212	1.545.558	859.794	449.072	432.378	21.119.407	93.105.336
Cartera repactada	5.689.256	5.765.934	3.553.767	1.864.096	1.537.914	1.373.338	1.163.470	1.072.423	956.984	27.592.136	50.569.318
-Clientes Masivos	3.845.451	4.234.303	2.110.934	1.314.417	1.093.224	931.394	749.443	660.954	555.345	12.320.248	27.815.713
-Grandes Clientes	1.197.671	1.052.707	298.969	128.194	86.152	91.274	70.027	70.088	69.219	942.702	4.007.003
-Clientes Institucionales	646.134	478.924	1.143.864	421.485	358.538	350.670	344.000	341.381	332.420	14.329.186	18.746.602
Total cartera bruta	903.063.886	106.894.634	39.814.503	20.741.774	7.150.011	7.174.098	6.387.883	4.538.112	3.416.574	176.818.179	1.275.999.654

ANEXO N°7.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE:

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

País	COLOMBIA				PERU				ARGENTINA				BRASIL				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		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	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes				
BALANCE																												
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	312.388	231.744	256.708	85.174	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.967	-	-	-	-	-	287.622	33.766	312.398	237.711	544.530	118.940
Cuentas comerciales por cobrar y otras	91.292.198	3.767.410	84.133.181	3.619.524	39.545.565	5.091.255	33.292.452	4.920.460	26.291.133	114.662	35.563.152	2.247.911	95.783.612	4.867.959	84.383.373	5.916.811	-	-	250.102.288	10.403.137	-	-	248.609.678	13.841.286	487.474.445	27.107.843		
Operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	216.908.877	28.418.337	-	-	216.908.877	28.418.337	-	-		
Total Activo estimado	91.604.596	3.999.154	84.389.889	3.704.698	39.545.565	5.091.255	33.292.452	4.920.460	21.988.302	114.662	35.563.152	2.247.911	95.783.612	4.873.926	84.383.373	5.916.811	-	-	216.908.877	28.418.337	250.390.110	10.436.903	465.830.953	42.497.334	488.018.976	27.226.783		
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corriente	43.386	85.780	-	52.556	-	-	-	-	-	-	-	-	1.107.814	-	-	-	-	-	-	1.618.986	-	-	1.151.200	85.780	1.618.986	52.556		
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	21.741.708	5.032.612	28.040.330	6.514.495	25.029.210	4.373.789	20.163.194	3.511.272	8.559.240	-	14.539.649	6.529	167.569.844	3.833.787	169.491.822	6.101.636	-	-	92.863.118	9.251.403	-	-	222.500.751	13.240.189	325.098.113	25.385.335		
Operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	101.922.626	125.308.109	-	-	101.922.626	125.308.109	-	-		
Total Pasivo estimado	21.785.094	5.118.392	28.040.330	6.567.053	25.029.210	4.373.789	20.163.194	3.511.272	8.159.989	-	14.539.649	6.529	168.677.658	3.833.787	169.491.822	6.101.636	-	-	101.922.626	125.308.109	94.482.104	9.251.403	325.574.577	138.634.077	326.717.099	25.437.893		

RESULTADO	COLOMBIA				PERU				ARGENTINA				BRASIL				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		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	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes						
Venta Energía	91.614.430	3.782.034	94.439.616	4.137.051	79.385.612	3.844.886	39.027.533	5.024.561	34.481.991	3.341.292	31.384.194	610.848	24.489.681	148.113	37.120.676	310.919	58.105.467	872.208	104.917.610	5.394.125	89.394.426	6.268.177	74.614.703	5.342.261	260.028.254	14.348.833	255.438.708	14.057.439	243.476.176	10.670.204
Compra de Energía	20.447.041	5.223.843	25.631.699	8.889.413	19.174.609	7.671.493	24.701.337	4.316.494	19.958.532	3.478.388	13.624.354	3.051.375	10.541.703	-	13.839.215	441.931	18.095.954	921.658	184.782.888	4.199.379	179.556.986	6.463.979	61.567.284	2.966.183	240.452.967	13.739.716	238.986.433	20.273.711	112.462.201	14.610.707

ANEXO N°8 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES:

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

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	-	107.441.015	224.427.906	331.868.921	17.186.972	157.069.570	635.121.059	809.377.601
Entre 31 y 60 días	-	13.041.611	16.446.525	29.488.136	-	10.354.996	2.848.853	13.203.849
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	376.364	376.364
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	376.364	376.364
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	3.010.909	3.010.909
Más de 365 días	-	-	2.278.233	2.278.233	-	-	2.516.362	2.516.362
Total	-	120.482.626	243.152.664	363.635.290	17.186.972	167.424.566	644.249.911	828.861.449

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\$
Hasta 30 días	-	-	10.249.865	10.249.865	-	-	-	-
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 180 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Más de 180 días	-	-	87.506.351	87.506.351	-	1.137.018	-	1.137.018
Total	-	-	97.756.216	97.756.216	-	1.137.018	-	1.137.018