

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

Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre
de 2014, 2013 y por los años Terminados al 31 de
diciembre de 2014, 2013 y 2012

(Con el Informe de los Auditores Independientes)

EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

CONTENIDO

Informe de los Auditores Independientes

Estados de Situación Financiera Consolidados

Estados de Resultados Integrales Consolidados

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto

Estados de Flujos de Efectivo Consolidados

Notas a los Estados Financieros Consolidados

M\$: Cifras expresadas en miles de pesos chilenos



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

Teléfono +56 (2) 2798 1000
Fax +56 (2) 2798 1001
www.kpmg.cl

Informe de los Auditores Independientes

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

Informe sobre los estados financieros consolidados

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

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo a instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 2 a los estados financieros consolidados. La Administración también es responsable por el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestras auditorías. No hemos auditado los estados financieros de ciertas filiales, los cuales representan, a nivel consolidado, un 39,86% y un 41,01% de los activos totales e ingresos totales al 31 de diciembre de 2014, respectivamente. Adicionalmente, no hemos examinado los estados financieros de ciertas asociadas y sociedades controladas bajo control conjunto, reflejadas en los estados financieros consolidados bajo el método de la participación, las cuales representan en su conjunto un activo total por M\$575.076.827 y un resultado neto devengado (utilidad) por M\$76.710.975, al 31 de diciembre de 2014. Dichos estados financieros fueron auditados por otros auditores, cuyos informes nos han sido proporcionados, y nuestra opinión aquí expresada, en lo que se refiere a los importes incluidos de dichas sociedades filiales, asociadas y bajo control conjunto, se basa únicamente en los informes emitidos por esos 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 en 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 y los informes de otros auditores, es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Opinión sobre la base regulatoria de contabilización

En nuestra opinión, basada en 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 Empresa Nacional de Electricidad S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2014 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha 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.

Base de contabilización

Tal como se describe en Nota 2 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 respectivo 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. Al 31 de diciembre de 2014 y por el año terminado en esa fecha la cuantificación del cambio del marco contable también se describen en Nota 17. Nuestra opinión no se modifica respecto de este asunto.



Otros asuntos

Anteriormente, hemos efectuado una auditoría, de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2013 de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y filiales adjuntos, y en nuestro informe de fecha 7 de febrero de 2014 expresamos una opinión de auditoría sin modificaciones sobre tales estados financieros consolidados.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Cristián Maturana R.', written over the printed name and date.

Cristián Maturana R.

Santiago, 29 de enero de 2015

KPMG Ltda.



ENDESA Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados al 31 de diciembre de 2014 y 2013

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	336.628.803	323.807.379
Otros activos financieros, corrientes	7	24.850.020	24.136.478
Otros activos no financieros, corrientes		41.040.138	37.265.346
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, corrientes	8	433.407.008	308.874.999
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	9	81.090.930	131.909.802
Inventarios	10	65.771.121	46.155.045
Activos por impuestos, corrientes	12	47.290.575	93.282.607
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	11	7.978.963	-
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		1.038.057.558	965.431.656
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros, no corrientes	7	7.936.806	4.060.289
Otros activos no financieros, no corrientes		2.374.351	54.998
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, no corriente	8	141.216.512	131.597.410
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	13	581.221.384	760.681.333
Activos intangibles distintos de la plusvalía	14	52.451.833	56.048.545
Plusvalía	15	125.609.898	100.096.198
Propiedades, planta y equipo	16	5.230.428.848	4.692.288.945
Activos por impuestos diferidos	17	58.374.709	51.865.462
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		6.199.614.341	5.796.693.180
TOTAL ACTIVOS		7.237.671.899	6.762.124.836



ENDESA Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados al 31 de diciembre de 2014 y 2013

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros, corrientes	18	290.758.963	353.733.521
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	21	692.298.346	447.926.992
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	9	237.525.246	312.914.164
Otras provisiones, corrientes	22	38.351.988	30.341.160
Pasivos por impuestos, corrientes	12	94.392.334	71.383.366
Otros pasivos no financieros corrientes		33.920.467	22.092.232
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	11	5.490.249	-
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		1.392.737.593	1.238.391.435
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros, no corrientes	18	1.825.702.867	1.540.762.609
Otras cuentas por pagar, no corrientes	21	3.711.078	-
Otras provisiones, no corrientes	22	28.853.555	21.006.807
Pasivo por impuestos diferidos	17	390.319.963	305.689.520
Provisiones por beneficios a los empleados, no corrientes	23	43.461.827	40.868.802
Otros pasivos no financieros, no corrientes		28.998.675	27.591.673
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		2.321.047.965	1.935.919.411
TOTAL PASIVOS		3.713.785.558	3.174.310.846
PATRIMONIO			
Capital emitido	24	1.331.714.085	1.331.714.085
Ganancias acumuladas		2.010.744.273	1.908.211.855
Primas de emisión	24	206.008.557	206.008.557
Otras reservas	24	(848.186.431)	(793.966.650)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		2.700.280.484	2.651.967.847
Participaciones no controladoras		823.605.857	935.846.143
TOTAL PATRIMONIO		3.523.886.341	3.587.813.990
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		7.237.671.899	6.762.124.836



ENDESA Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	2014 M\$	2013 M\$	2012 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	25	2.364.210.976	1.965.903.869	2.255.145.360
Otros ingresos	25	82.323.337	61.528.111	65.239.964
Total de Ingresos Operacionales		2.446.534.313	2.027.431.980	2.320.385.324
Materias primas y consumibles utilizados	26	(1.119.458.199)	(830.873.572)	(1.318.479.928)
Margen de Contribución		1.327.076.114	1.196.558.408	1.001.905.396
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		29.170.488	18.981.922	12.763.186
Gastos por beneficios a los empleados	27	(134.904.835)	(123.449.758)	(102.456.232)
Gasto por depreciación y amortización	28	(205.141.244)	(189.695.339)	(184.567.997)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del ejercicio	28	(14.519.312)	(6.458.953)	(11.117.362)
Otros gastos, por naturaleza	29	(126.360.628)	(113.097.401)	(104.111.190)
Resultado de Explotación		875.320.583	782.838.879	612.415.801
Otras ganancias (pérdidas)	30	43.401.445	3.357.139	1.422.458
Ingresos financieros	31	95.553.630	18.292.343	14.629.962
Costos financieros	31	(136.828.592)	(142.666.776)	(148.468.667)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	13	7.185.101	119.347.183	135.012.994
Diferencias de cambio	31	(41.433.028)	(13.756.657)	(12.090.438)
Resultado por unidades de reajuste	31	13.926.117	1.001.573	(1.066.291)
Ganancia antes de impuestos		857.125.256	768.413.684	601.855.819
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	32	(238.152.509)	(204.907.447)	(182.832.956)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		618.972.747	563.506.237	419.022.863
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	-
GANANCIA		618.972.747	563.506.237	419.022.863
Ganancia atribuible a				
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora		334.556.376	353.926.779	234.335.264
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	24.6	284.416.371	209.579.458	184.687.599
GANANCIA		618.972.747	563.506.237	419.022.863
Ganancia por acción básica				
Ganancia por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	40,79	43,15	28,57
Ganancia por acción básica	\$ / acción	40,79	43,15	28,57
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	8.201.754,58	8.201.754,58	8.201.754,58
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	40,79	43,15	28,57
Ganancias diluida por acción	\$ / acción	40,79	43,15	28,57
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	8.201.754,58	8.201.754,58	8.201.754,58



ENDESA Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	2014 M\$	2013 M\$	2012 M\$
Ganancia (Pérdida)		618.972.747	563.506.237	419.022.863
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	23	(4.680.070)	(3.618.423)	(4.355.056)
Otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio		(4.680.070)	(3.618.423)	(4.355.056)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión		(8.365.502)	(18.023.501)	(126.559.182)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		(6.042)	109	581
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(130.534.462)	(70.970.740)	63.458.260
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultado		(7.884.692)	(9.985.207)	(11.553.610)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		11.478.398	10.923.982	158.675
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del ejercicio		(135.312.300)	(88.055.357)	(74.495.276)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(139.992.370)	(91.673.780)	(78.850.332)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio				
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		1.929.441	990.340	801.138
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio		1.929.441	990.340	801.138
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del ejercicio				
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		34.120.329	14.235.483	(19.893.304)
Impuesto a las ganancias relacionado con activos financieros disponibles para la venta		1.306	(22)	(235)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del ejercicio		34.121.635	14.235.461	(19.893.539)
Total Otro resultado integral		(103.941.294)	(76.447.979)	(97.942.733)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		515.031.453	487.058.258	321.080.130
Resultado integral atribuible a				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		276.001.825	279.020.022	143.125.464
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		239.029.628	208.038.236	177.954.666
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		515.031.453	487.058.258	321.080.130



ENDESA Y SOCIEDADES FILIALES

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012
 (En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de emisión	Cambios en Otras Reservas					Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio	
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias					Otras reservas
Saldo Inicial al 01/01/2014	1.331.714.085	206.008.557	(45.609.591)	(15.595.990)	-	3.716	(732.764.785)	(793.966.650)	1.908.211.855	2.651.967.847	935.846.143	3.587.813.990
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral									334.556.376	334.556.376	284.416.371	618.972.747
Ganancia (pérdida)										(58.554.551)	(45.386.743)	(103.941.294)
Otro resultado integral			34.199.721	(101.963.289)	(2.342.125)	(4.736)	11.555.878	(58.554.551)			239.029.628	515.031.453
Resultado integral									(171.152.254)	(171.152.254)	(349.898.166)	(521.050.420)
Dividendos									(60.871.704)	(56.536.934)	(1.371.748)	(57.908.682)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	2.342.125	-	1.992.645	4.334.770				(63.927.649)
Total de cambios en patrimonio	-	-	34.199.721	(101.963.289)	-	(4.736)	13.548.523	(54.219.781)	102.532.418	48.312.637	(112.240.286)	(63.927.649)
Saldo Final al 31/12/2014	1.331.714.085	206.008.557	(11.409.870)	(117.559.279)	-	(1.020)	(719.216.262)	(848.186.431)	2.010.744.273	2.700.280.484	823.605.857	3.523.886.341

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de emisión	Cambios en Otras Reservas					Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio	
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias					Otras reservas
Saldo Inicial al 01/01/2013	1.331.714.085	206.008.557	(25.411.914)	47.991.711	-	3.629	(728.439.301)	(705.855.875)	1.709.375.632	2.541.242.399	893.250.930	3.434.493.329
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral									353.926.779	353.926.779	209.579.458	563.506.237
Ganancia (pérdida)										(74.906.757)	(1.541.222)	(76.447.979)
Otro resultado integral			(20.197.677)	(63.587.701)	(2.045.448)	87	10.923.982	(74.906.757)			279.020.022	487.058.258
Resultado integral									(153.045.108)	(153.045.108)	-	(153.045.108)
Dividendos												(180.692.489)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	2.045.448	-	(15.249.466)	(13.204.018)	(2.045.448)	(15.249.466)	(165.443.023)	(180.692.489)
Total de cambios en patrimonio	-	-	(20.197.677)	(63.587.701)	-	87	(4.325.484)	(88.110.775)	198.836.223	110.725.448	42.595.213	153.320.661
Saldo Final al 31/12/2013	1.331.714.085	206.008.557	(45.609.591)	(15.595.990)	-	3.716	(732.764.785)	(793.966.650)	1.908.211.855	2.651.967.847	935.846.143	3.587.813.990

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de emisión	Cambios en Otras Reservas					Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio	
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias					Otras reservas
Saldo Inicial al 01/01/2012	1.331.714.085	206.008.557	93.661.622	17.610.043	-	3.283	(727.247.133)	(615.972.185)	1.636.787.540	2.558.537.997	882.460.010	3.440.998.007
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral									234.335.264	234.335.264	184.687.599	419.022.863
Ganancia (pérdida)										(91.209.800)	(6.732.933)	(97.942.733)
Otro resultado integral			(119.073.536)	30.381.668	(2.071.797)	346	(446.481)	(91.209.800)			177.954.666	321.080.130
Resultado integral									(159.675.375)	(159.675.375)	-	(159.675.375)
Dividendos												(167.909.433)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	2.071.797	-	(745.687)	1.326.110	(2.071.797)	(745.687)	(167.163.746)	(6.504.678)
Total de cambios en patrimonio	-	-	(119.073.536)	30.381.668	-	346	(1.192.168)	(89.883.690)	72.588.092	(17.295.598)	10.790.920	(6.504.678)
Saldo Final al 31/12/2012	1.331.714.085	206.008.557	(25.411.914)	47.991.711	-	3.629	(728.439.301)	(705.855.875)	1.709.375.632	2.541.242.399	893.250.930	3.434.493.329



ENDESA Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Flujos de Efectivos Consolidados Directo

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre 2014, 2013 y 2012

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	2014 M\$	2013 M\$	2012 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		2.811.897.399	2.301.874.412	2.499.606.379
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		3.680.012	6.152.266	2.838.495
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		20.348.278	74.183.266	7.552.852
Otros cobros por actividades de operación		10.278.543	27.734.928	49.866.781
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación				
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.602.355.475)	(1.265.530.791)	(1.523.776.643)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(115.501.402)	(117.293.888)	(101.337.905)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(11.604.575)	(5.574.523)	(6.428.460)
Otros pagos por actividades de operación		(41.309.466)	(33.439.518)	(39.729.787)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones)				
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(141.369.833)	(166.026.029)	(213.016.120)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(117.263.976)	(114.311.073)	(137.591.721)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		816.799.505	707.769.050	537.983.871
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión				
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios	6.c	(37.654.762)	(5.084.700)	(7.140.000)
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		90.115.470	24.340.564	-
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(126.137.803)	-	(25.017.177)
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		(3.315.000)	-	-
Préstamos a entidades relacionadas		(98.813)	(29.112.042)	(2.000)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		1.223.429	5.462.527	755.445
Compras de propiedades, planta y equipo		(421.313.962)	(292.016.898)	(257.474.634)
Compras de activos intangibles		-	-	(8.535)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(19.237.796)	(753.082)	(2.691.688)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		11.498.294	14.308.008	2.013.452
Cobros a entidades relacionadas		-	29.162.747	2.600.730
Dividendos recibidos		139.059.018	51.167.601	10.898.590
Intereses recibidos		11.725.222	17.176.674	7.053.828
Otras entradas (salidas) de efectivo		26.689.567	(397.620)	10.693.352
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(327.447.136)	(185.746.221)	(258.318.637)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación				
Importes procedentes de la emisión de acciones		-	11.468.280	-
Total importes procedentes de préstamos		421.411.263	173.402.389	233.456.449
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		413.726.267	164.871.359	229.377.002
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		7.684.996	8.531.030	4.079.447
Préstamos de entidades relacionadas		448.358.997	692.658.296	210.996.548
Pagos de préstamos		(203.817.014)	(253.224.175)	(253.055.606)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(5.730.333)	(5.071.087)	(7.522.468)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(582.861.850)	(608.822.618)	(100.716.674)
Dividendos pagados		(368.635.733)	(293.937.897)	(380.332.864)
Intereses pagados		(144.524.347)	(136.456.892)	(124.326.459)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(16.459.962)	(9.603.719)	(12.497.098)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(452.258.979)	(429.587.423)	(433.998.172)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		37.093.390	92.435.406	(154.332.938)
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		(24.242.264)	(4.305.760)	242.400
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		12.851.126	88.129.646	(154.090.538)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio	6	323.807.379	235.677.733	389.768.271
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	6	336.658.505	323.807.379	235.677.733



ENDESA CHILE Y SOCIEDADES FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Índice

1. Actividad y Estados Financieros del Grupo.
2. Bases de presentación de los Estados Financieros Consolidados.
 - 2.1. Principios contables.
 - 2.2. Nuevos pronunciamientos contables.
 - 2.3. Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas.
 - 2.4. Entidades filiales.
 - 2.4.1. Variaciones del perímetro de consolidación.
 - 2.4.2. Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%.
 - 2.4.3. Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%.
 - 2.5. Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos.
 - 2.6. Principios de consolidación y combinaciones de negocio.
3. Criterios contables aplicados.
 - a) Propiedades, planta y equipo.
 - b) Plusvalía.
 - c) Activos Intangibles distintos de la plusvalía.
 - c.1) Concesiones.
 - c.2) Gastos de investigación y desarrollo.
 - c.3) Otros activos intangibles.
 - d) Deterioro del valor de los activos.
 - d.1) Activos no financieros (excepto inventarios y activos por impuestos diferidos).
 - d.2) Activos financieros.
 - e) Arrendamientos.
 - f) Instrumentos financieros.
 - f.1) Activos financieros excepto derivados.
 - f.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.
 - f.3) Pasivos financieros excepto derivados.
 - f.4) Derivados y operaciones de cobertura.
 - f.5) Valor razonable de los instrumentos derivados.
 - f.6) Baja de activos y pasivos financieros.
 - f.7) Compensación de activos y pasivos financieros.
 - g) Medición del valor razonable.
 - h) Inversiones contabilizadas por el método de participación.
 - i) Inventarios.
 - j) Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas.
 - k) Acciones propias en cartera.
 - l) Provisiones.
 - l.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.
 - m) Conversión de saldos en moneda extranjera.
 - n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.
 - o) Impuestos a las ganancias.
 - p) Reconocimiento de ingresos y gastos.
 - q) Ganancia (pérdida) por acción.
 - r) Dividendos.
 - s) Estado de flujos de efectivo.
4. Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico.
 - Chile.
 - Resto de Latinoamérica.
5. Combinación de negocios – Adquisición Inversiones GasAtacama Holding Limitada.
6. Efectivo y equivalentes al efectivo.
7. Otros Activos Financieros.
8. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar.



9. Saldos y transacciones con partes relacionadas.
 - 9.1. Saldos y transacciones con entidades relacionadas.
 - 9.2. Directorio y personal clave de la Gerencia.
 - 9.3. Retribución de Gerencia de Endesa Chile.
 - 9.4. Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.
10. Inventarios.
11. Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.
12. Activos y pasivos por impuestos corrientes.
13. Inversiones contabilizadas por el método de participación.
 - 13.1. Inversiones contabilizadas por el método de participación.
 - 13.2. Información financiera adicional de las inversiones en asociadas.
 - 13.3. Información financiera adicional de las inversiones en negocios conjuntos.
14. Activos intangibles distintos de la plusvalía.
15. Plusvalía.
16. Propiedades, planta y equipo.
 - a) Composición del rubro.
 - b) Detalle de Propiedades, plantas y equipos.
 - c) Principales inversiones.
 - d) Arrendamiento financiero.
 - e) Arrendamiento operativo.
 - f) Otras informaciones.
17. Impuestos diferidos.
18. Otros Pasivos Financieros.
 - 18.1. Detalle de este rubro de corto y largo plazo.
 - 18.2. Desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios.
 - 18.3. Desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas.
 - 18.4. Desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones Garantizadas.
 - 18.5. Deuda de cobertura.
 - 18.6. Otros aspectos.
19. Política de gestión de riesgos.
 - 19.1. Riesgo de tasa de interés.
 - 19.2. Riesgo de tipo de cambio.
 - 19.3. Riesgo de "commodities".
 - 19.4. Riesgo de liquidez.
 - 19.5. Riesgo de crédito.
 - 19.6. Medición del riesgo.
20. Instrumentos financieros.
 - 20.1. Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría.
 - a) Detalle de los Instrumentos financieros de activo.
 - b) Detalle de los Instrumentos financieros de pasivo.
 - 20.2. Instrumentos Derivados.
 - a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura.
 - b) Activos y pasivos por instrumentos derivados a valor razonable con cambios en resultados.
 - c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados.
 - 20.3. Jerarquías de Valor Razonable.
 - a) Clasificación jerárquica de los instrumentos financieros.
 - b) Conciliación entre los saldos de apertura y cierre de instrumentos financieros Nivel 3.



21. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.
22. Otras provisiones.
 - 22.1. Provisiones.
 - a) Desglose de este rubro.
 - b) Movimiento de las provisiones durante el ejercicio.
23. Obligaciones por beneficios post empleo.
 - 23.1. Aspectos generales.
 - 23.2. Aperturas, movimientos y presentación de estados financieros.
 - 23.3. Otras revelaciones.
24. Patrimonio total.
 - 24.1. Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.
 - 24.1.1. Capital suscrito y pagado y número de acciones.
 - 24.1.2. Dividendos.
 - 24.2. Reserva por diferencias de cambio por conversión.
 - 24.3. Gestión del capital.
 - 24.4. Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.
 - 24.5. Otras reservas.
 - 24.6. Participaciones no controladoras.
25. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos.
26. Materias primas y consumibles utilizados.
27. Gastos por beneficios a los empleados.
28. Gastos por depreciación, amortización y pérdidas por deterioro.
29. Otros gastos por naturaleza.
30. Otras ganancias (pérdidas).
31. Resultado Financiero.
32. Impuesto a las ganancias.
33. Información por segmento.
 - 33.1. Criterios de segmentación.
 - 33.2. Distribución por país.
34. Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros.
 - 34.1. Garantías directas.
 - 34.2. Garantías Indirectas.
 - 34.3. Litigios y arbitrajes.
 - a) Juicios pendientes Endesa Chile y filiales.
 - b) Juicios pendientes en Asociadas y Negocio Conjuntos.
 - 34.4. Restricciones financieras.
 - 34.5. Otra información.
35. Dotación.
36. Sanciones.
37. Medio Ambiente.
38. Información financiera resumida de filiales.



39. Hechos posteriores.

- | | |
|--------------------|---|
| Anexo N°1 | Sociedades que componen el grupo Endesa Chile. |
| Anexo N°2 | Variaciones del perímetro de consolidación. |
| Anexo N°3 | Sociedades asociadas y negocios conjuntos. |
| Anexo N°4 | Información adicional sobre deuda financiera.
a) Préstamos Bancarios.
b) Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas.
c) Arrendamiento Financiero.
d) Otras Obligaciones. |
| Anexo N°5 | Detalle de activos y pasivos en moneda extranjera. |
| Anexo N°6 | Detalle de información adicional oficio circular N° 715 de fecha 03 de febrero de 2012. |
| Anexo N°6.1 | Detalle de información complementaria de cuentas comerciales. |
| Anexo N°6.2 | Estimaciones de ventas y compras de Energía y Potencia. |
| Anexo N°7 | Detalle vencimiento proveedores. |



ENDESA S.A. Y FILIALES

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y 2013. (En miles de pesos)

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO.

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

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

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

La Sociedad fue constituida por escritura pública de fecha 1 de diciembre de 1943. Por Decreto Supremo de Hacienda N° 97, del 3 de enero de 1944, se autorizó su existencia y se aprobaron sus estatutos. Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo el Rol Único Tributario N° 91.081.000-6.

La dotación del Grupo alcanzó los 2.681 trabajadores al 31 de diciembre de 2014. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio de 2014 fue de 2.605 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica, ver Nota 35.

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

Los estados financieros consolidados de Endesa Chile correspondientes al ejercicio 2013 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 7 de febrero de 2014 y, posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas celebrada con fecha 22 de abril de 2014, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

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



2. BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.

2.1 Principios contables.

Los estados financieros consolidados de Endesa Chile al 31 de diciembre de 2014, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 29 de enero de 2015, 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.

De existir discrepancias entre las NIIF y las instrucciones específicas de la SVS, priman estas últimas sobre las primeras. Al 31 de diciembre de 2014, la única instrucción de la SVS que contraviene las NIIF se refiere al registro particular de efectos sobre impuestos diferidos en las compañías Chilenas del Grupo Endesa Chile (ver Nota 3.0 y 17.c).

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Endesa Chile al 31 de diciembre de 2014 y 2013, 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 2014, 2013 y 2012.

Estos estados financieros consolidados presentan de forma voluntaria las cifras correspondientes al año 2012 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 filiales. Cada entidad prepara sus estados financieros siguiendo los principios y criterios contables en vigor en cada país, por lo que en el proceso de consolidación se han introducido los ajustes y reclasificaciones necesarios para homogeneizar entre sí tales principios y criterios para adecuarlos a las NIIF y las instrucciones de la SVS.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables.

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2014:

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Enmienda a NIC 32: Instrumentos financieros: Presentación</p> <p>Aclara los requisitos para la compensación de activos financieros y pasivos financieros, con el fin de eliminar las inconsistencias de la aplicación del actual criterio de compensaciones de NIC 32.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014.</p>
<p>Enmiendas a NIIF 10, 12 y NIC 27: Entidades de Inversión</p> <p>Bajo los requerimientos de la NIIF 10, las entidades informantes están obligadas a consolidar todas las sociedades sobre las cuales poseen control. La enmienda establece una excepción a estos requisitos, permitiendo que las Entidades de Inversión midan sus inversiones a valor razonable con cambio en resultados de acuerdo a NIIF 9, en lugar de consolidarlas.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014.</p>



Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>CINIIF 21: Gravámenes</p> <p>Esta interpretación de la NIC 37 "provisiones, activos contingentes y pasivos contingentes", proporciona una guía sobre cuándo una entidad debe reconocer un pasivo por un gravamen impuesto por el gobierno, distinto al impuesto a la renta, en sus estados financieros.</p>	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014.
<p>Enmienda a NIC 36: Deterioro del valor de los activos</p> <p>La enmienda aclara el alcance de las revelaciones sobre el valor recuperable de los activos deteriorados, limitando los requerimientos de información al monto recuperable que se basa en el valor razonable menos los costos de disposición.</p>	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014.
<p>Enmienda a NIC 39: Instrumentos Financieros: Reconocimiento y medición</p> <p>A través de esta enmienda, se incorpora en la Norma los criterios que se deben cumplir para no suspender la contabilidad de coberturas, en los casos en que el instrumento de cobertura sufre una novación.</p>	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014.

La nueva interpretación y enmiendas adoptadas, que han entrado en vigor a partir del 1 de enero de 2014, no han tenido un efecto significativo en los estados financieros consolidados de Endesa Chile y filiales.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2015 y ejercicios 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>NIIF 9: Instrumentos Financieros</p> <p>Corresponde a la versión final de la norma, publicada en julio de 2014, y completa el proyecto del IASB de reemplazar a la NIC 39 "Instrumentos financieros: reconocimiento y medición". Este proyecto fue dividido en tres etapas:</p> <p>Fase 1 - Clasificación y medición de los activos y pasivos financieros: introduce un enfoque lógico para la clasificación de los activos financieros, basado en las características del flujo de efectivo y en el modelo de negocio. Este nuevo modelo también resulta en un único modelo de deterioro para todos los instrumentos financieros.</p> <p>Fase 2 - Metodología del deterioro de valor: con el objetivo de reconocer las pérdidas crediticias de manera oportuna, la norma exige a las entidades dar cuenta de las pérdidas crediticias esperadas desde el momento en que los instrumentos financieros son reconocidos en los estados financieros.</p> <p>Fase 3 - Contabilidad de coberturas: establece un nuevo modelo que está orientado a reflejar una mejor alineación entre la contabilidad y la gestión de los riesgos. Se incluyen además mejoras en las revelaciones requeridas.</p> <p>Esta versión final de la NIIF 9 reemplaza a las versiones anteriores de la norma.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018.</p>
<p>NIIF 14: Cuentas regulatorias diferidas</p> <p>El objetivo de este estándar intermedio es reducir las barreras a la adopción de las NIIF por parte de entidades que desarrollan actividades de tarifa regulada. Esta norma permite a quienes adoptan por primera vez las NIIF, y que cumplan los requisitos, continuar con sus anteriores políticas de contabilidad PCGA relacionadas con tarifa regulada, y establece requerimientos específicos de presentación de saldos y de revelaciones de información.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.</p>
<p>NIIF 15: Ingresos procedentes de contratos con clientes</p> <p>Esta nueva norma es aplicable a todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros. Su objetivo es mejorar la comparabilidad de la información financiera, proporcionando un nuevo modelo para el reconocimiento de ingresos y requerimientos más detallados para contratos con elementos múltiples. Además exige un mayor desglose de información. Esta norma reemplazará a las NIC 11 y NIC 18, y a las interpretaciones relacionadas con ellas (CINIIF 13, CINIIF 15, CINIIF 18 y SIC 31).</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017.</p>

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Enmienda a NIC 19: Beneficios a los empleados</p> <p>Esta modificación al alcance de la NIC tiene por objetivo simplificar la contabilidad de las contribuciones que son independientes de los años de servicio del empleado, por ejemplo, contribuciones de los empleados que se calculan de acuerdo a un porcentaje fijo del sueldo.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014.</p>
<p>Mejoras a las NIIF (Ciclos 2010-2012 y 2011-2013)</p> <p>Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 2, NIIF 3, NIIF 8, NIIF 13, NIC 16, NIC 24, NIC 38 y NIC 40.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014.</p>
<p>Enmienda a NIIF 11: Acuerdos Conjuntos</p> <p>Esta enmienda requiere que los principios relevantes de la contabilidad de las combinaciones de negocios, contenidos en la NIIF 3 y otros estándares, deben ser aplicados en la contabilidad para la adquisición de un interés en una operación conjunta, cuando la operación constituye un negocio.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.</p>
<p>Enmienda a NIC 16 y NIC 38: Métodos aceptables de depreciación y amortización</p> <p>La enmienda a NIC 16 prohíbe de manera explícita la depreciación basada en los ingresos ordinarios para propiedades, plantas y equipos. En el caso de la NIC 38, la enmienda introduce la presunción refutable de que para los activos intangible el método de amortización basado en los ingresos ordinarios es inapropiado, estableciendo dos excepciones limitadas.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.</p>
<p>Mejoras a las NIIF (Ciclo 2012-2014)</p> <p>Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 5, NIIF 7, NIC 19 y NIC 34.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.</p>
<p>Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos</p> <p>La enmienda corrige una inconsistencia existente entre la NIIF 10 y la NIC 28 respecto al tratamiento contable de la venta y aportaciones entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.</p>



Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los estados financieros separados</p> <p>Permite a las entidades utilizar el método de la participación para contabilizar las inversiones en filiales, negocios conjuntos y asociadas en sus estados financieros separados. El objetivo de esta enmienda es minimizar los costos de cumplir con las NIIF, especialmente para quienes aplican NIIF por primera vez, sin reducir la información disponible para los inversores.</p>	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.
<p>Enmienda a NIC 1: Iniciativa de Divulgación</p> <p>El IASB emitió enmiendas a la NIC 1, como parte de su principal iniciativa para mejorar la presentación y revelación de información en los estados financieros. Estas modificaciones están diseñadas para alentar aún más a las empresas a aplicar el juicio profesional para determinar qué tipo de información revelar en sus estados financieros.</p>	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.
<p>Enmienda a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28: Entidades de inversión, aplicación de la excepción de consolidación</p> <p>Las modificaciones de alcance restringido introducen aclaraciones a los requisitos para la contabilización de las entidades de inversión. Las modificaciones también proporcionan alivio en circunstancias particulares, lo que reducirá los costos de la aplicación de las Normas.</p>	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.

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

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas.

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

En la preparación de los estados financieros consolidados se han utilizado determinados juicios y estimaciones realizados por la Gerencia de la Sociedad, para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

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

- En un acuerdo de concesión de servicios, determinación de si un concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador, a quién y a qué precio, factores esenciales para la aplicación de CINIIF 12 (ver Nota 3.c.1).
- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro (ver Nota 3.d).



- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 3.g)

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos y plusvalías o fondos de comercio (ver Nota 3.d).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 3.1.1 y 23).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.c).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.f.5 y 20).
- 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.
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.l).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Notas 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas filiales de Endesa Chile, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados (ver Nota 3.o).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.

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

2.4 Entidades Filiales.

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

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

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

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



2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación.

Durante el ejercicio 2014, ingresó al perímetro de consolidación del Grupo la sociedad Inversiones GasAtacama Holding Limitada, como consecuencia de la compra realizada por Endesa Chile S.A. del 50% adicional de participación en dicha sociedad, el 22 de abril de 2014 (ver nota 5).

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

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

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

2.4.2 Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%.

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

2.4.3 Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%.

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

2.5 Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos.

Son sociedades asociadas aquellas en las que Endesa Chile S.A., directa o indirectamente, ejerce una influencia significativa.

La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la asociada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto sobre dichas políticas. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que el Grupo posee una participación superior al 20% (ver Nota 3.h).

Por otra parte, se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las que el grupo ejerce control gracias al acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos, es decir, cuando las decisiones sobre sus actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control. Los acuerdos conjuntos se clasifican en:

- Negocio conjunto: acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos netos de la entidad.
- Operación conjunta: acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos relacionados con el acuerdo. Endesa Chile actualmente no posee acuerdos conjuntos que califiquen como una operación conjunta.

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



2.6 Principios de consolidación y combinaciones de negocio.

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

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

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

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NIIF. En el caso de que exista una diferencia positiva, entre el valor razonable de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora y el valor razonable de los activos y pasivos de la filial, incluyendo pasivos contingentes, correspondientes a la participación de la matriz, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de que la diferencia sea negativa 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 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, un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retroactivamente los importes 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 "Diferencias de cambio por conversión" dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral. (ver Nota 24.2).
4. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.



5. Los cambios en la participación en las sociedades filiales que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.
6. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método "pooling interest". Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libro en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas.

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



3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS.

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

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

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

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica. El Grupo define período sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión. La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y varía en un rango comprendido entre un 7,5% y un 10,8% al 31 de diciembre de 2014 (7,22% y 7,5% al 31 de diciembre de 2013). El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 41.829.814, M\$ 24.518.935, M\$ 23.915.042 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente (ver Nota 31).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 29.170.488, M\$ 18.981.922, M\$ 12.763.186, durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente.
- Los desembolsos futuros a los que Endesa Chile deberán hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. Endesa Chile revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 22).

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

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

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

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

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

Las Propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil estimada y los valores residuales se revisan periódicamente y, si procede, se ajusta en forma prospectiva.

Las siguientes son las principales clases de Propiedades, plantas y equipos junto a sus respectivos intervalos de vidas útiles estimadas:



Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	22 – 100
Planta y equipos	3 – 85
Equipamiento de tecnología de la información	3 – 15
Instalaciones fijas y accesorios	5 – 21
Vehículos de motor	5 – 10
Otros	2 – 33

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

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Instalaciones de generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	35-65
Equipo electromecánico	10-85
Centrales de carbón / fuel	25-40
Centrales de ciclo combinado	10-35
Renovables	35
Instalaciones de transporte gas natural:	
Gasoductos	35

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

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

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Hidroeléctrica El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	1993	30 años	9 años

En la medida en que el Grupo reconoce los activos como Propiedades, plantas y equipos, éstos se amortizan durante el período menor entre la vida económica o plazo concesional. Cualquier obligación de inversión, mejora o reposición asumida por el Grupo, se considera en los cálculos de deterioro de valor de las Propiedades, plantas y equipos como una salida de flujos futuros comprometidos de carácter contractual, necesarios para obtener las entradas de flujos de efectivo futuras.

La administración de Endesa Chile evaluó las casuísticas específicas de la concesión descrita anteriormente y concluyó que no existen factores determinantes que indiquen que el concedente (ente gubernamental), tiene el control sobre la infraestructura y, simultáneamente, puede determinar de forma permanente el precio del servicio. Estos requisitos son indispensables para aplicar la CINIIF 12, interpretación que establece cómo registrar y valorizar cierto tipo de concesiones (las que son de alcance de esta norma se presentan en Nota 3.c.1).

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de Propiedades, planta y equipo se reconocen como Otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados integrales y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondientes.



b) Plusvalía.

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio), surgida en combinaciones de negocios y reflejada en la consolidación, representa el exceso de valor de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora sobre la participación del Grupo en el monto neto de los activos adquiridos y pasivos asumidos, medidos a valor razonable en la fecha de adquisición. En el caso de que la determinación definitiva de la plusvalía se realice en los estados financieros del año siguiente al de la adquisición de la participación, los rubros del ejercicio anterior que se presentan a efectos comparativos se modifican para incorporar el valor de los activos adquiridos y los pasivos asumidos y de la plusvalía definitiva desde la fecha de adquisición de la participación.

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

La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable, o cuando existan indicios se procede, a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (ver Nota 3.d).

c) Activos Intangibles distintos de la Plusvalía.

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

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, no existen activos intangibles con vida útil indefinida por montos significativos.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores se explican en la letra d) de esta Nota.

c.1) Concesiones.

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

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

De cumplirse simultáneamente con las condiciones expuestas anteriormente, se reconoce un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio.

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

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



c.2) Gastos de investigación y desarrollo.

Endesa Chile sigue la política de registrar como activo intangible en el estado de situación financiera los costos de los proyectos en la fase de desarrollo siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas.

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 ascendió a M\$ 1.894.105, M\$ 1.996.818 y M\$ 2.298.344 respectivamente.

c.3) Otros activos intangibles.

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

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

d) Deterioro del valor de los activos.

d.1) Activos no financieros (excepto inventarios y activos por impuestos diferidos).

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 Unidades Generadoras de Efectivo a las que se han asignado plusvalías o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

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

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

Estas proyecciones cubren, en general, los próximos diez 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 2014 y 2013, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones fueron las que a continuación se detallan:

País	Moneda	2014		2013	
		Tasa g		Tasa g	
Chile	Peso chileno	2,2%	4,0%	2,2%	4,1%
Argentina	Peso argentino	6,9%		8,6%	
Brasil	Real brasileño	5,0%	5,9%	5,1%	6,1%
Perú	Nuevo sol peruano	3,4%		3,6%	
Colombia	Peso colombiano	4,3%		4,3%	



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

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicadas en 2014 y 2013 fueron las siguientes:

País	Moneda	2014		2013	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Chile	Peso chileno	9,6%	13,0%	8,6%	16,3%
Argentina	Peso argentino	37,2%	38,9%	42,0%	44,4%
Brasil	Real brasileño	9,7%	22,7%	9,0%	18,8%
Perú	Nuevo sol peruano	12,6%		11,8%	12,3%
Colombia	Peso colombiano	13,3%		14,2%	

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

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

d.2) 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 que tienen origen comercial, se provisionan los saldos sobre los cuales existe evidencia objetiva de que Endesa Chile no será capaz de recuperar todos los montos de acuerdo a los términos originales de los contratos. Con carácter general, las sociedades del Grupo tienen definida una política de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad, como puede ser el caso de montos por cobrar a entidades públicas (ver Nota 8).
- Para el caso de los saldos a cobrar con origen financiero, la determinación de la necesidad de deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, sin que a la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados existan activos financieros vencidos por monto significativo que no tengan origen comercial (ver Nota 7 y 20).



e) Arrendamientos.

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

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

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

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

f) Instrumentos financieros.

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

f.1) Activos financieros excepto derivados.

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

- **Cuentas comerciales y Otras cuentas por cobrar y Cuentas por cobrar a empresas relacionadas:** Se registran a su costo amortizado, correspondiendo éste al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva.
El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un activo o un pasivo financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un período más corto) con el monto neto en libros del activo o pasivo financiero.
- **Inversiones a mantener hasta su vencimiento:** Aquellas que Endesa Chile tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento, se contabilizan al costo amortizado según se ha definido en el párrafo anterior.
- **Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:** Incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.
- **Activos financieros disponibles para la venta:** Son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las tres categorías anteriores, correspondiendo casi en su totalidad a inversiones financieras en instrumentos de patrimonio (ver Nota 7).



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

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

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

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

f.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.

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

f.3) Pasivos financieros excepto derivados.

Los pasivos financieros se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costos incurridos en la transacción. En períodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva. (ver Nota 3.f.1).

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

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 18, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, “deuda fija”) y deuda a tasa de interés variable (en adelante, “deuda variable”). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada período en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tasa de interés de mercado según la moneda de pago.

f.4) Derivados y operaciones de cobertura.

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

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

Los cambios en el valor razonable se registran directamente en resultados, salvo en el caso de que el derivado haya sido designado contablemente como instrumento de cobertura y se den todas las condiciones establecidas por las NIIF para aplicar contabilidad de cobertura, entre ellas, que la cobertura sea altamente efectiva, en cuyo caso su registro es el siguiente:



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

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

La Sociedad no aplica contabilidad de cobertura sobre sus inversiones en el exterior.

Como norma general, los contratos de compra o venta a largo plazo de "commodities" se valorizan en el estado de situación financiera por su valor razonable en la fecha de cierre, registrando las diferencias de valor directamente en resultados, excepto cuando se den todas las condiciones que se mencionan a continuación:

- La única finalidad del contrato es el uso propio, entendiéndose por tal, en el caso de los contratos de compras de combustible su uso para la generación de electricidad, en los de compra de electricidad para comercialización, su venta a clientes finales y en los de venta de electricidad, la venta al cliente final.
- Las proyecciones futuras de Endesa Chile justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.
- La experiencia pasada de los contratos demuestra que se han utilizado para uso propio, excepto en aquellos casos esporádicos en que haya sido necesario otro uso por motivos excepcionales o asociados con la gestión logística fuera del control y de la proyección de Endesa Chile.
- El contrato no estipule su liquidación por diferencia, ni haya habido una práctica de liquidar por diferencias contratos similares en el pasado.

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

La Sociedad también evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos e instrumentos financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal siempre que el conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable. En caso de no estar estrechamente relacionados, son registrados separadamente contabilizando las variaciones de valor directamente en el estado de resultados integrales.

f.5) Valor razonable de los instrumentos derivados.

El valor razonable de los diferentes instrumentos financieros derivados se calcula mediante los siguientes procedimientos:

- Para los derivados cotizados en un mercado activo, por su cotización al cierre del ejercicio.
- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, Endesa Chile utiliza para su valoración la metodología de los flujos de caja descontados y modelos de valoración de opciones generalmente aceptados, basándose en las condiciones del mercado tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre de los estados financieros, incluyendo asimismo un ajuste por riesgo de crédito propio o "Debt Valuation Adjustment (DVA)" y el riesgo de contraparte o "Credit Valuation Adjustment (CVA)". La medición del "Credit Valuation Adjustment (CVA)" / "Debt Valuation Adjustment (DVA)" se realiza basándose en la exposición potencial futura del instrumento (posición acreedora o deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio del Grupo.



f.6) Baja de activos y pasivos financieros.

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

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

Las transacciones en las que la Sociedad retiene de manera sustancial todos los riesgos y beneficios, que son inherentes a la propiedad de un activo financiero cedido, se registran como un pasivo de la contraprestación recibida. Los gastos de la transacción se registran en resultados siguiendo el método de la tasa de interés efectiva (ver Nota 3.f.1).

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

f.7) Compensación de activos y pasivos financieros.

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

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

g) Medición del valor razonable.

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

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

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

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

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

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

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



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

- Para activos no financieros, una medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad del participante en el mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso, o mediante la venta de éste a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso;
- Para pasivos e instrumentos de patrimonio propio, el valor razonable supone que el pasivo no se liquidará y el instrumento de patrimonio no se cancelará, ni se extinguirán de otra forma en la fecha de medición. El valor razonable del pasivo refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, el cual incluye, pero no se limita, al riesgo de crédito propio de la compañía;
- En el caso de activos financieros y pasivos financieros con posiciones compensadas en riesgo de mercado o riesgo de crédito de la contraparte, se permite medir el valor razonable sobre una base neta, de forma congruente con la forma en que los participantes del mercado pondrían precio a la exposición de riesgo neta en la fecha de medición.

h) Inversiones contabilizadas por el método de participación.

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

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

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

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

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

i) Inventarios.

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

j) Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas.

La Sociedad clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta las propiedades, plantas y equipos, los intangibles, las inversiones en asociadas, los negocios conjuntos y los grupos sujetos a desapropiación (grupo de activos que se van a enajenar junto con sus pasivos directamente asociados), para los cuales en la fecha de cierre del estado de situación financiera se han iniciado gestiones activas para su venta y se estima que es altamente probable.

Estos activos o grupos sujetos a desapropiación se valorizan por el menor del monto en libros o el valor estimado de venta deducidos los costos necesarios para llevarla a cabo, y dejan de amortizarse desde el momento en que son clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta y los componentes de los grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta 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" 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, la Sociedad considera actividades interrumpidas las líneas de negocio significativas y separables que se han vendido o se han dispuesto de ellas por otra vía o bien que reúnen las condiciones para ser clasificadas como mantenidas para la venta, incluyendo, en su caso, aquellos otros activos que junto con la línea de negocio forman parte del mismo plan de venta. Asimismo, se consideran actividades interrumpidas aquellas entidades adquiridas exclusivamente con la finalidad de revenderlas.

Los resultados después de impuestos de las actividades interrumpidas se presentan en una única línea del estado de resultados integral denominada "Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas".

k) Acciones propias en cartera.

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

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran directamente en el Patrimonio Total: "Ganancias (pérdida) acumuladas", sin afectar la ganancia o pérdida del ejercicio. Al 31 de diciembre de 2014 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado durante los ejercicios 2014 y 2013, transacciones con acciones propias.

l) Provisiones.

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para Endesa Chile, cuyo monto y momento de cancelación son inciertos, se registran en el estado de situación financiera como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima que Endesa Chile tendrá que desembolsar para cancelar la obligación.

Las provisiones se cuantifican teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los estados financieros, sobre las consecuencias del suceso en el que traen su causa y son reestimadas en cada cierre contable posterior.

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

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

Para los planes de prestación definida, las sociedades registran el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados mediante la realización, a la fecha de los estados financieros, de los oportunos estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada. Los costos por servicios pasados que corresponden a variaciones en las prestaciones, son reconocidos inmediatamente.

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

Para cada uno de los planes, si la diferencia entre el pasivo actuarial por los servicios pasados y los activos afectos al plan es positiva, esta diferencia se registra en el rubro "Provisiones por beneficios a los empleados" del pasivo del estado de situación financiera.

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

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



m) Conversión de saldos en moneda extranjera.

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

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

Endesa Chile ha establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos que están directamente vinculadas a la evolución del dólar norteamericano, mediante la obtención de financiación en esta última moneda. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de caja, se imputan, netas de su efecto impositivo, en una cuenta de reservas en el patrimonio, registrándose en resultados en el plazo en que se realizarán los flujos de caja cubiertos. Este plazo se ha estimado en diez años.

n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.

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

En el caso que existiese obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Sociedad, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, podrían clasificarse como pasivos a largo plazo no corriente.

o) Impuesto a las ganancias.

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

Como excepción al criterio antes descrito y conforme a lo establecido en el Oficio Circular N° 856 de la SVS, emitido con fecha 17 de octubre de 2014, las variaciones en los activos y pasivos por impuestos diferidos que surgen 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 Endesa Chile, han sido registradas directamente en Patrimonio (ganancias acumuladas). (ver Nota 17.c).

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

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

Con respecto a las diferencias temporarias deducibles, relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen sólo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias reviertan en un futuro previsible y que se disponga de ganancias tributarias contra las cuales puedan utilizarse las diferencias temporarias.



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

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

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

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, con objeto de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose las oportunas correcciones a los mismos de acuerdo con el resultado del citado análisis.

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

p) Reconocimiento de ingresos y gastos.

Los ingresos y gastos se imputan en función del criterio del devengo.

Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias de Endesa Chile 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 ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos.

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.

Endesa Chile excluye de la cifra de ingresos ordinarios aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos ordinarios los correspondientes a su propia actividad.

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

Endesa Chile registran 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.

La sociedad opera principalmente en el segmento de la generación de energía eléctrica y un porcentaje menor corresponde a otros ingresos relacionados con la actividad principal.



q) **Ganancia (pérdida) por acción.**

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

Durante los ejercicios 2014, 2013 y 2012, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

r) **Dividendos.**

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

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

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

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

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

- **Flujos de efectivo:** entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiéndose 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.

Chile

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

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

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

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

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

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

(i) Empresas Distribuidoras para el suministro a sus Clientes regulados: Corresponden a aquellos consumidores residenciales, comerciales, pequeña y mediana industria, con una potencia conectada igual o inferior a 500 kW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora. Clientes con consumos entre 500 kW y 2.000 kW⁽¹⁾ pueden elegir su condición entre libres y regulados. 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.

(1) Al cierre del año 2014, se tramitaba en el Congreso una modificación legal al articulado de licitaciones de la ley eléctrica. Una de las modificaciones contempla subir el límite de 2.000 a 5.000 kW



(ii) Clientes libres: Corresponden a aquella parte de la demanda que tiene una potencia conectada mayor a 2.000 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 entre 500 y 2.000 kW, como se señaló en el punto anterior, 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.

(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.

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 10 de septiembre ha sido aprobada la Reforma Tributaria en la que destaca 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.

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 (Endesa Costanera, e Hidroeléctrica El Chocón) 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 Endesa 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 –L TSA-) 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.

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, ANEEL aprobó los nuevos límites del PLD para el año 2015. Se cambiaron 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 (sazonalización) de modo a poder potenciar sus ingresos poniendo más energía en los meses donde se prevé mayores precios, con la bajada del techo.

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).

En Diciembre 2014 las distribuidoras en Brasil, incluidas Ampla y Coelce, firmaran un aditivo 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.

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 sector 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 Confianza. 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 y el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, 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.

Energías renovables no convencionales

- **En Chile**, en abril de 2008 se promulgó la Ley 20.257, que incentiva el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de esta norma es que obliga a los generadores a que -al menos- un 5% de su energía comercializada con clientes provenga de estas fuentes renovables, entre 2010 y 2014, aumentando progresivamente en 0,5% desde el ejercicio 2015 hasta el 2024, donde se alcanzará un 10%. Esta Ley fue modificada en 2013 por la Ley 20.698, denominada 20/25, que establece que hacia el año 2025, un 20% de la matriz eléctrica será cubierto por ERNC, respetando la senda de retiros contemplada en la ley anterior para los contratos vigentes a julio de 2013.
- **En Brasil**, ANEEL realiza subastas por tecnología teniendo en consideración el plan de expansión fijado por EPE, la entidad encargada de la planificación, de manera que se alcance el valor de capacidad de energía renovable no convencional fijado como meta.
- **En Colombia**, en 2001 se expidió la Ley 697 que creó el PROURE (Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de Energías No Convencionales - ERNC), posteriormente se definieron sendas indicativas para las ERNC del 3.5% en 2015 y del 6.5% en 2020. En 2014 se promulgó la Ley 1715, creado un marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, donde se establecieron lineamientos sobre declaratoria de utilidad pública, incentivos tributarios, arancelarios y contables. Se espera en el 2015 la reglamentación de esta Ley por parte de las autoridades competentes.
- **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.

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, Chile 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 Chile 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. 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)
Chile	> 500 kW (2)
Colombia	> 100 kW o 55 MWh-mes
Perú	> 200 kW (3)

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

(2): Los clientes entre 500 y 2.000 kW pueden optar entre mercado regulado o libre. Los mayores a 2.000 kW necesariamente son clientes libres.

(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.

5. COMBINACIÓN DE NEGOCIOS – ADQUISICIÓN DE INVERSIONES GASATACAMA HOLDING LIMITADA.

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

Con esto, el Grupo alcanzó el 100% de participación en 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 Paposos.

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. 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\$
Efectivo	174.028.622
Transacción reconocida de forma separada de la adquisición de activos y de la asunción de pasivos (i)	(16.070.521)
Total precio pagado	157.958.101

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

b) Costos relacionados con la adquisición

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

c) Activos adquiridos identificables y pasivos asumidos identificables

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

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

	Valor razonable M\$
Activos netos adquiridos identificables	
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

(*) Ver Nota 16.b.

(**) Ver Nota 17.a.

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

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

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



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

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

Conciliación de valores

Los valores razonables surgen 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.

Si dentro del período de un año a contar de la fecha de adquisición, nueva información obtenida acerca de hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, da origen al reconocimiento de activos o pasivos adicionales, se revisará la contabilización de la adquisición y se efectuarán las correcciones que procedan, siguiendo el criterio descrito en Nota 2.6.

d) Plusvalía

	M\$
Precio pagado	157.958.101
Valor razonable de participación pre-existente	157.147.000
Valor razonable de los activos netos adquiridos identificables	(296.367.364)
Plusvalía	18.737.737

Ver Nota 15.

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

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

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

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

Ambos montos han sido registrados en el rubro "otras ganancias (pérdidas)" del estado de resultados integrales consolidado. (ver Nota 30).



6. EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO.

- a) La composición del rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Efectivo en caja	551.153	170.449
Saldos en bancos	130.725.229	92.937.397
Depósitos a plazo	168.153.726	201.986.590
Otros instrumentos de renta fija	37.198.695	28.712.943
Total	336.628.803	323.807.379

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

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

Moneda	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
\$ Chilenos	43.104.563	54.192.317
\$ Argentinos	16.686.627	6.248.527
\$ Colombianos	224.221.908	227.767.858
Nuevo sol peruano	27.175.201	20.637.363
US\$	25.440.504	14.961.314
Total	336.628.803	323.807.379

- c) A continuación se muestran los montos pagados para obtener el control de subsidiarias, al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

Adquisición de subsidiarias	31-12-2014 M\$	31-12-2013 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 5.

- d) A continuación se presenta la conciliación de efectivo y equivalentes al efectivo presentados en el estado de situación con el efectivo y equivalentes al efectivo en el estado de flujo de efectivo, al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de situación financiera)	336.628.803	323.807.379
Efectivo y equivalentes al efectivo atribuidos a activos mantenidos para la venta (*)	29.702	-
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	336.658.505	323.807.379

(*) Ver Nota 11.



7. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

Otros activos financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Inversiones Disponibles para la Venta que cotizan	-	-	331.550	6.468
Inversiones Disponibles para la Venta no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	3.871.452	4.037.314
Instrumentos Derivados Cobertura (*)	1.221.342	21.128.524	3.711.802	16.507
Instrumentos Derivados No Cobertura (**)	2.958.770	2.063.414	22.002	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	-	-	-	-
Inversiones a mantener hasta el vencimiento	20.669.908	944.540	-	-
Otros	-	-	-	-
Total	24.850.020	24.136.478	7.936.806	4.060.289

(*) Ver Nota 20.2.a.

(**) Ver Nota 20.2.b.

8. CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

a) La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	31-12-2014		31-12-2013	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	437.038.801	141.216.512	312.867.225	131.597.410
Cuentas comerciales, bruto	335.438.803	136.744.799	229.143.110	125.349.056
Otras cuentas por cobrar, bruto	101.599.998	4.471.713	83.724.115	6.248.354

Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	31-12-2014		31-12-2013	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	433.407.008	141.216.512	308.874.999	131.597.410
Cuentas comerciales, neto (*)	333.117.446	136.744.799	226.448.136	125.349.056
Otras cuentas por cobrar, neto	100.289.562	4.471.713	82.426.863	6.248.354

(*) Al 31 de diciembre de 2013, incluyó acuerdo de avenimiento, finiquito y determinación de precio entre Endesa Chile y Compañía Manufacturera de Papeles y Cartones (CMPC) por M\$ 1.468.908.

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

El Grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

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

b) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados es el siguiente:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagados pero no deteriorados	Saldo al	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Con antigüedad menor de tres meses	9.595.932	978.179
Con antigüedad entre tres y seis meses	571.114	21.242.045
Con antigüedad entre seis y doce meses	1.812.932	670.204
Total	11.979.978	22.890.428



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

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagados con deterioro	Corriente y no Corriente M\$
Saldo al 1 de enero de 2013	4.587.452
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	(140.365)
Montos castigados	(411.830)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(43.031)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	3.992.226
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	748.748
Montos castigados	(1.035.170)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(74.011)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	3.631.793

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

Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En el caso de nuestro negocio de Generación, para los pocos casos que ocurren en cada país, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones.

d) Información adicional:

- Información adicional estadística requerida por oficio circular N° 715, de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, de fecha 03 de febrero de 2012 (taxonomía XBRL). Ver Anexo 6.
- Información complementaria de cuentas comerciales: Ver anexo 6.1.



9. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.

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

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

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

9.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	País	Corrientes		No corrientes	
							31-12-2014	31-12-2013	31-12-2014	31-12-2013
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Asociada	\$ Arg	Argentina	180.969	1.202.518	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	38.040.166	21.575.728	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	163.098	1.578.572	-	-
Extranjera	Compañía Interconexión Energética S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	Real	Brasil	7.467.263	7.467.073	-	-
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	7.529.800	12.972.443	-	-
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	27.827	20.674	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Peru	321.910	139.579	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	23.983	15.899	-	-
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Peru	5.507.800	7.085.860	-	-
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Peru	653.237	10.191	-	-
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Peru	926.965	-	-	-
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Cia. Cie. mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Arg	Argentina	3.415	29.718	-	-
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	7.659	8.318	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	260.417	934.281	-	-
94.271.000-3	Enersis S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	296.325	575.075	-	-
94.271.000-3	Enersis S.A.	Cia. Cie. mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	-	20.913	-	-
Extranjera	Generalina S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Peru	3.176.838	50.298	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	1.644.650	1.771.013	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Anticipo Compra de Gas	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	11.845.926	11.382.879	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Préstamos	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	549.359	445.022	-	-
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	649.896	366.862	-	-
75.107.186-6	ICT Servicios Informáticos Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	10.500	11.918	-	-
79.913.810-7	Inmobiliaria Manso de Velasco S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	579	1.602	-	-
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	1.524	1.953	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	1.477.177	1.375.492	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	156.613	66.541	-	-
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	64	11.636	-	-
Extranjera	Districol S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Asociada	\$ Arg	Argentina	6.158	6.860	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Asociada	Real	Brasil	-	42.603.758	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Asociada	Real	Brasil	-	4.918.900	-	-
Extranjera	PH Chocoma Costa Rica	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Col	Costa Rica	-	147.234	-	-
Extranjera	Endesa Generación	Derivados de commodities	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	España	99.662	129.780	-	-
Extranjera	Endesa Generación	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	España	36.067	-	-	-
76.014.570-K	Inversiones Gas Alacama Holding Ltda. (*)	Préstamos	Menos de 90 días	Negocios Conjuntos	CH\$	Chile	-	14.839.233	-	-
75.014.570-K	Inversiones Gas Alacama Holding Ltda. (*)	Otros servicios	Menos de 90 días	Negocios Conjuntos	CH\$	Chile	-	544.015	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Venta de Gas	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	-	51.722	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	21.847	22	-	-
96.784.840-K	Enel Trade S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	3.256	-	-	-
Total							81.090.930	131.909.802	-	-

(*) Ver Nota 2.4.1, 5 y 13.

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	País	Corrientes		No corrientes	
							31-12-2014	31-12-2013	31-12-2014	31-12-2013
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Compra de Combustible	Menos de 90 días	Asociada	\$ Arg	Argentina	1.782.295	1.739.120	-	-
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	\$ Arg	Argentina	33.286	2.319	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	33.575	35.609	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	12.169.357	-	-	-
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	2.088.174	2.231.822	-	-
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	59.568	44.023	-	-
Extranjera	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Arg	Argentina	7.467.263	7.467.073	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Peru	207.716	165.479	-	-
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Peru	478.950	15.799	-	-
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Peru	35.678	-	-	-
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Cia. Cie. mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Arg	Argentina	176.520	85.350	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	335.962	200.821	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	127.568	108.829	-	-
94.271.000-3	Enersis S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	1.442.312	1.373.162	-	-
94.271.000-3	Enersis S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	61.089.088	63.685.881	-	-
94.271.000-3	Enersis S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	57.423.449	11.513.845	-	-
94.271.000-3	Enersis S.A.	Cia. Cie. mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	36.253	853	-	-
94.271.000-3	Enersis S.A.	Préstamos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	60.904.443	196.671.232	-	-
94.271.000-3	Enersis S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	3.139.149	-	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Compra de Gas	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	19.808.375	13.864.085	-	-
75.107.186-6	ICT Servicios Informáticos Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	180.080	283.695	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	1.547.416	684.882	-	-
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	-	2.865	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Compra de Combustible	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	España	2.881.032	4.947.081	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Derivados de commodities	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	España	1.102.253	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe S.L.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	España	7.961	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe S.L.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	España	20.444	66.996	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe S.L.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	España	-	45.523	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe S.L.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	España	261.050	73	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe S.L.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	España	209.132	-	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	99.837	80.928	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	-	2.036.678	-	-
76.014.570-K	Inversiones Gas Alacama Holding Ltda. (*)	Compra de Gas	Menos de 90 días	Negocios Conjuntos	CH\$	Chile	-	4.846.982	-	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quilota Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Negocios Conjuntos	CH\$	Chile	-	219.863	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	2.123.506	-	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	-	400.587	-	-
77.017.930-0	TRENSQUILLO SPA	Otros servicios	Menos de 90 días	Negocios Conjuntos	CH\$	Chile	157.762	-	-	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	Real	Brasil	95.690	92.999	-	-
Total							237.525.246	312.914.164	-	-

(*) Ver Nota 2.4.1, 5 y 13.

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

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

R.U.T.	Sociedad	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	País	Saldo al		
					31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	262.011.113	182.946.267	177.486.847
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	17.612.598	1.558.697	2.564.327
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	(82.235)	(7.596)	(10.796)
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	(11.335.478)	(2.433.950)	(7.112.218)
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	-	-	9.124
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	31.007	9.267	14.055
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Matriz	Servicios Prestados	Chile	-	15	42
94.271.000-3	Eneris S.A.	Matriz	Servicios Prestados	Chile	1.380.813	-	-
94.271.000-3	Eneris S.A.	Matriz	Préstamos	Chile	(14.263.659)	(17.722.188)	(8.893.011)
94.271.000-3	Eneris S.A.	Matriz	Servicios Recibidos	Chile	(5.068.370)	(1.093.820)	(1.205.502)
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Argentina	(118.566)	-	-
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Argentina	17.099	20.319	24.023
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	-	-	732
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	3.369	1.696	1.486
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Colombia	106.451.872	155.432.080	177.490.874
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Colombia	(1.015.099)	(25.482)	(341.378)
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Colombia	112.364	102.046	128.511
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Colombia	(147.705)	(156.355)	(285.771)
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Préstamos	Colombia	-	-	(658.607)
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Colombia	(26.321.732)	(24.036.652)	(23.676.437)
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Asociada	Peajes de Electricidad	Argentina	-	-	(5.850)
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Asociada	Servicios Recibidos	Argentina	(540.848)	(586.483)	(517.069)
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Perú	63.798.914	82.950.522	98.807.132
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Perú	(141.495)	(122.031)	(137.978)
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	11.966.790	141.190	100.105
Extranjera	Endesa Generación	Matriz Común	Consumo de Combustible	España	(30.319.202)	(47.540.061)	(41.522.504)
Extranjera	Endesa Generación	Matriz Común	Derechos de commodities (*)	España	(2.521.138)	-	-
Extranjera	Endesa Generación	Matriz Común	Servicios Prestados	España	17.157	-	-
Extranjera	Endesa Trading.	Matriz Común	Consumo de Combustible	España	-	-	(705.859)
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Perú	67.108	856.559	267.642
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Perú	(2.879.068)	(141.984)	(2.374.756)
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	264.024	(726.245)	-
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Perú	-	137.866	128.134
Extranjera	Generalina S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	3.126.444	1.826.218	23.890
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Colombia	(1.055.225)	(883.891)	(505.024)
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Colombia	3.230.442	9.145.949	8.171.445
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Asociada	Venta de Energía	Chile	2.671.120	2.808.698	638.187
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Asociada	Servicios Prestados	Chile	956.854	835.543	661.296
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Asociada	Peajes de Electricidad	Chile	47.263	-	-
Extranjera	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Argentina	(805.099)	(1.036.437)	(1.225.319)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Peajes de Gas	Chile	(3.409.581)	(2.734.877)	(2.175.039)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Consumo de Combustible	Chile	(434.289)	(428.555)	(697.653)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Consumo de Gas	Chile	(114.115.041)	(60.095.868)	(168.238.842)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Préstamos	Chile	58.169	40.124	21.995
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Transporte de Gas	Chile	(38.638.398)	(34.796.720)	(34.209.731)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Servicios Prestados	Chile	56.042	769.402	220.493
96.976.600-0	Gestión Social S.A. (*)	Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios	Chile	-	-	(49.133)
78.488.290-k	Tironi y Asociados S.A. (*)	Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios	Chile	-	-	(2.475)
76.107.186-6	ICT Servicios informáticos Ltda.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	(954.995)	(1.090.847)	(1.072.606)
76.107.186-6	ICT Servicios informáticos Ltda.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	14.419	14.396	80.799
79.913.910-7	Inmobiliaria Manso de Velasco S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	5.526	2.939	3.403
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Pangupulli S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	942.615	356.056	98.441
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Pangupulli S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(8.117.834)	(6.119.652)	(1.987.512)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Pangupulli S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	6.433	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Pangupulli S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	(152.045)	225.833	133.270
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	34.008	(65.184)	(757.930)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(3.805)	-	-
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	-	(44.504)	(29.745)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	(12.399)	1.036.437	1.225.319
Extranjera	Companhia Interconexao Energética S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Brasil	805.099	-	-
Extranjera	Carboex S.A.	Matriz Común	Consumo de Combustible	España	-	-	(5.042.960)
Extranjera	Enel Iberoamérica, srl	Matriz Común	Servicios Recibidos	España	(722.172)	(396.540)	(297.784)
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	Negocio Conjunto	Préstamos	Chile	-	46.444	-
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	Negocio Conjunto	Servicios Prestados	Chile	23.891	10.281	-
77.017.930-0	TRANSQUILLOTA	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad	Chile	(1.378.743)	(1.243.417)	(1.219.958)
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (*)	Negocio Conjunto	Compra de Energía	Chile	(3.322.616)	(9.295.172)	(6.589.964)
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (*)	Negocio Conjunto	Transporte de Gas	Chile	(7.764.442)	(20.937.075)	(20.131.152)
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (*)	Negocio Conjunto	Préstamos	Chile	229.609	489.864	765.504
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (*)	Negocio Conjunto	Venta de Energía	Chile	1.858.318	95.845	64.914
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (*)	Negocio Conjunto	Servicios Recibidos	Chile	(5.487)	(219.671)	(417.892)
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Matriz Común	Servicios Prestados	Costa Rica	-	236.173	481.177
Extranjera	CENTRAL DOCK SUD	Matriz Común	Servicios Prestados	Argentina	2.442	3.091	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Matriz Común	Venta de Gas	España	-	21.397.171	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	España	-	51.722	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(5.141.673)	(1.148.051)	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	(437.196)	(573.929)	-
96.764.840-k	Maitenes	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	9.305	-	-
96.764.840-k	Enel Trade S.p.A	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	3.222	-	-
					195.589.794	227.811.021	143.915.812

(*) Ver Nota 2.4.1, 5 y 13.

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 periodos iguales y se amortizan en función de la generación de flujos.



9.2 Directorio y personal clave de la Gerencia.

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

El Directorio vigente al 31 de diciembre de 2014 fue elegido, en primera instancia, en la Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 26 de abril de 2012. En sesión de Directorio celebrada el 4 de noviembre de 2014, fueron designados los actuales Presidente y Vicepresidente del Directorio y se realizó el nombramiento de nuevos directores, en reemplazo de aquellos que presentaron su renuncia durante el periodo. El Secretario del Directorio fue designado en sesión de Directorio celebrada el 29 de octubre de 2013.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

- Cuentas por cobrar y pagar

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

- Otras transacciones

No existen transacciones entre la Sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

b) Retribución del Directorio.

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta General Ordinaria de Accionistas de Endesa Chile. Los beneficios que a continuación se describen, en lo referente a su metodología de determinación, no han variados desde el año 2001.

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

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

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

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

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



Comité de Directores

Cada miembro integrante del Comité de Directores percibe una dieta por asistencia a Sesión de 56 Unidades de Fomento, con un máximo de doce sesiones anuales remuneradas.

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

A continuación se detallan las retribuciones percibidas por el Directorio al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012:

Nombre	Cargo	31-12-2014		
		Periodo de desempeño	Directorio de Endesa M\$	Comité de Directores M\$
Jorge Rosenblut Ratinoff (3)	Presidente	01/01/14 al 04/11/14	92.967	-
Paolo Bondi (1) (3)	Vicepresidente	01/01/14 al 04/11/14	-	-
Enrico Viale (6)	Presidente	04/11/14 al 31/12/14	-	-
Ignacio Mateo Montoya (5)	Vicepresidente	04/11/14 al 31/12/14	-	-
Francesco Buresti (1)	Director	01/01/14 al 31/12/14	-	-
Vittorio Corbo (2)	Director	01/01/14 al 28/07/14	32.446	-
Jaime Bauzá Bauzá (3)	Director	01/01/14 al 04/11/14	42.235	14.624
Felipe Lamarca Claro	Director	01/01/14 al 31/12/14	54.353	17.321
Alfredo Arañuetes García	Director	01/01/14 al 31/12/14	55.970	-
Enrique Cibié Bluth	Director	01/01/14 al 31/12/14	55.970	17.321
Susana Carey Claro (6)	Director	04/11/14 al 31/12/14	9.486	4.121
Isabel Marshall Lagarrigue (7)	Director	04/11/14 al 31/12/14	9.486	-
Manuel Morán Casero (1) (3)	Director	01/01/14 al 04/11/14	-	-
Vittorio Vagliasindi (8)	Director	04/11/14 al 31/12/14	-	-
TOTAL			352.943	53.387

Nombre	Cargo	31-12-2013		
		Periodo de desempeño	Directorio de Endesa M\$	Comité de Directores M\$
Jorge Rosenblut Ratinoff	Presidente	01/01/13 al 31/12/13	98.197	-
Paolo Bondi (1)	Vicepresidente	01/01/13 al 31/12/13	-	-
Francesco Buresti (1)	Director	01/01/13 al 31/12/13	-	-
Vittorio Corbo Lici	Director	01/01/13 al 31/12/13	49.099	-
Jaime Bauza Bauza	Director	01/01/13 al 31/12/13	49.099	15.451
Felipe Lamarca Claro	Director	01/01/13 al 31/12/13	49.099	15.451
Alfredo Arañuetes García	Director	01/01/13 al 31/12/13	49.099	-
Enrique Cibié Bluth	Director	01/01/13 al 31/12/13	49.099	15.451
Manuel Morán Casero (1)	Director	01/01/13 al 31/12/13	-	-
TOTAL			343.692	46.353

Nombre	Cargo	31-12-2012		
		Periodo de desempeño	Directorio de Endesa M\$	Comité de Directores M\$
Jorge Rosenblut Ratinoff	Presidente	01/01/12 al 31/12/12	99.635	-
Paolo Bondi	Vicepresidente	01/01/12 al 31/12/12	-	-
Jaime Estévez Valencia	Director	01/01/12 al 26/04/12	15.027	5.039
Francesco Buresti	Director	01/01/12 al 31/12/12	-	-
José María Calvo-Sotelo Ibañez-Martín	Director	01/01/12 al 26/04/12	15.027	-
Vittorio Corbo	Director	01/01/12 al 31/12/12	49.817	-
Jaime Bauza Bauza	Director	01/01/12 al 31/12/12	49.818	15.201
Felipe Lamarca Claro	Director	01/01/12 al 31/12/12	49.818	15.201
Alfredo Arañuetes García	Director	26/04/12 al 31/12/12	35.171	-
Enrique Cibié Bluth	Director	26/04/12 al 31/12/12	35.171	10.162
Manuel Morán Casero	Director	26/04/12 al 31/12/12	-	-
TOTAL			349.484	45.603

(1) Los señores Paolo Bondi, Francesco Buresti y Manuel Morán Casero renunciaron a sus honorarios y dietas como miembros del Directorio Endesa Chile.

(2) El señor Vittorio Corbo desempeñó su cargo hasta el 28 de julio de 2014 como miembros del Directorio Endesa Chile.

(3) Los señores Jorge Rosenblut Ratinoff, Paolo Bondi, Jaime Bauzá Bauzá, Manuel Morán Casero, desempeñaron su cargo hasta el 4 de Noviembre de 2014 como miembros del Directorio Endesa Chile.

(4) El Sr. Enrico Viale asumió como Presidente el 4 de Noviembre 2014 en reemplazo de Jorge Rosenblut Ratinoff.

(5) El Sr. Ignacio Mateo Montoya asumió como Vicepresidente el 4 de Noviembre 2014 en reemplazo de Paolo Bondi.

(6) La Sra. Susana Carey Claro asumió como Director el 4 de Noviembre 2014 en reemplazo de Jaime Bauzá Bauzá.

(7) La Sra. Isabel Marshall Lagarrigue asumió como Director el 4 de Noviembre 2014 en reemplazo de Vittorio Corbo

(8) El Sr. Vittorio Vagliasindi asumió como Director el 4 de Noviembre 2014 en reemplazo de Manuel Morán Montoya.

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.



9.3 Retribución de Gerencia de Endesa Chile.

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la Gerencia

RUT	Miembros de la Alta Dirección	
	Nombre	Cargo
24.789.926-K	Valter Moro (1)	Gerente General
22.357.225-1	Ramiro Alfonsín Balza	Subgerente General
24.430.233-5	Paulo Jorge Domingues Dos Santos (6)	Gerente Regional de Producción Eléctrica
24.240.132-8	Fernando Prieto Plaza (2)	Gerente de Ingeniería, Proyectos, e I + D + I Regional
7.893.919-2	José Venegas Maluenda	Gerente Gestión Energía y Comercialización Regional
7.044.467-4	Fernando Gardeweg Ried	Gerente de Administración y Finanzas
12.403.710-7	Juan Fernando La Fuente Vila (3)	Gerente de Planificación y Control
24.332.937-K	Federico Polemann (4)	Gerente de Recursos Humanos
10.673.365-1	Sebastián Fernández Cox	Gerente de Planificación Energética
7.776.718-5	Luis Ignacio Quiñones Sotomayor (5)	Fiscal
10.603.713-2	María Teresa González Ramírez (7)	Gerente de Relaciones Comunitarias y Comunicación

(1) El Sr. Valter Moro asumió como Gerente General el 1 de Noviembre de 2014 en reemplazo de la Sr. Joaquín Galindo, quien renunció con fecha 31 de Octubre de 2014.

(2) El Sr. Fernando Prieto Plaza asumió como Gerente de Ingeniería, Proyectos, e I + D + I Regional el 1 de marzo de 2013 en reemplazo del Sr. Juan Benabarre Benaiges, quien renunció con fecha 31 de enero de 2013.

(3) El Sr. Juan La Fuente Vila asumió como Gerente de Planificación y Control el 1 de junio de 2013 en reemplazo del Sr. Luis Larumbe Aragón.

(4) El Sr. Federico Polemann asumió como Gerente de Recursos Humanos el 24 de Julio de 2013 en reemplazo de la Sra. Luz María Torm Silva.

(5) El Sr. Luis Ignacio Quiñones Sotomayor asumió como Fiscal el 1 de noviembre de 2013 en reemplazo del Sr. Carlos Martin.

(6) El Sr. Paulo Jorge Domingues Dos Santos asumió como Gerente regional de Producción Eléctrica el 1 de noviembre de 2013 en reemplazo del Sr. Claudio Iglesias Guillard.

(7) La Sra. María Teresa González Ramírez asumió como Gerente de Relaciones comunitarias y comunicación el 1 de abril de 2014 en reemplazo de la Sra. María Francisca Moya Moreno.

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la Gerencia ascienden a:

	Saldo al	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Remuneración	2.144.848	2.072.023
Beneficios a corto plazo para los empleados	730.281	629.114
Otros beneficios a largo plazo	519.990	1.000.792
TOTAL	3.395.119	3.701.929

Planes de incentivo a los principales ejecutivos y gerentes

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

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

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



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

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

10. INVENTARIOS.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Suministros para la producción	36.493.097	27.632.087
- Gas	1.407.285	-
- Petróleo	13.587.203	14.188.139
- Carbón	21.498.609	13.443.948
Inventarios para proyectos y repuestos	29.278.024	18.522.958
Total	65.771.121	46.155.045

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 31 de diciembre de 2014 las materias primas e insumos reconocidos como consumo de combustible ascienden a M\$ 406.234.484 (M\$ 307.849.013 al 31 de diciembre de 2013), ver Nota 26.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 no se ha reconocido deterioro en los inventarios.



11. ACTIVOS NO CORRIENTES O GRUPOS DE ACTIVOS PARA SU DISPOSICIÓN CLASIFICADOS COMO MANTENIDOS PARA LA VENTA.

Durante el mes de diciembre de 2014, Empresa Nacional de Electricidad S.A. y su filial Compañía Eléctrica de Tarapacá S.A. suscribieron un contrato de compraventa de acciones en virtud del cual, acordaron vender, ceder y transferir a Temsa Fondo de Inversión Privado el 100% de las acciones de Sociedad Concesionaria Túnel El melón S.A.. Este contrato estableció una serie de condiciones suspensivas, que, estando pendientes de cumplimiento al cierre de 2014, impidieron el perfeccionamiento de la venta. Se prevé que las citadas condiciones se cumplirán durante el mes de enero de 2015, (ver Nota 39.1).

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.

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

Túnel El Melón		Saldo al
ACTIVOS		31-12-2014
ACTIVOS CORRIENTES		M\$
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	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	2.102	
Otros pasivos no financieros corrientes	131.030	
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	3.700.546	
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	5.490.249	
El flujo de efectivo neto resumido		
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	9.045.776	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(5.604.740)	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(3.450.774)	
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	(9.739)	
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(9.739)	
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	39.440	
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	29.702	



12. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES.

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

	Saldo al	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Pagos provisionales mensuales	13.423.607	50.226.860
IVA Crédito fiscal	21.113.943	-
Crédito por utilidades absorbidas	11.110.824	13.940.841
Créditos por gastos de capacitación	218.000	218.000
Créditos por dividendos recibidos desde el extranjero	-	28.896.906
Otros	1.424.201	-
Total	47.290.575	93.282.607

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

	Saldo al	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Impuesto a la Renta	94.391.510	71.383.366
Otros	824	-
Total	94.392.334	71.383.366



13. INVERSIONES CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.

13.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación.

a) A continuación se presenta un detalle de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01-01-2014	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos Declarados	Diferencia de Conversión	Otros Resultados Integrales	Otro Incremento (Decremento)	Saldo al 31-12-2014	Provisión Patrimonio Negativo	Saldo al 31-12-2014
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,5000%	9.682.324	-	4.566.154	(4.239.280)	847.016	31.475	(110.030)	10.777.659	-	10.777.659
Enel Brasil S.A. (5)	Asociada	Brasil	Real brasileño	38,6367%	543.713.349	-	62.181.301	(75.642.378)	10.619.850	(1.995.193)	-	538.876.929	-	538.876.929
GNL Quinteros S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,0000%	4.797.508	-	5.808.748	(6.897.599)	311.747	13.445.396	(2.266.865)	15.198.935	-	15.198.935
GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,3300%	559.615	-	1.099.143	-	159.410	-	-	1.818.168	-	1.818.168
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (3)	Negocio Conjunto	Chile	Dólar estadounidense	50,0000%	123.627.967	-	3.053.468	-	8.919.247	-	(135.600.682)	-	-	-
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (4)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,0000%	69.684.864	3.315.000	(69.525.874)	-	-	-	2.670.567	6.144.557	-	6.144.557
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,0000%	6.073.897	-	585.051	-	-	-	(232.944)	6.426.004	-	6.426.004
Endesa Cemsa S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	45,0000%	2.400.103	-	(153.554)	-	(267.417)	-	-	1.979.132	-	1.979.132
Distrilec Inversora S.A. (1) y (2)	Asociada	Argentina	Peso argentino	0,8875%	141.706	-	(429.336)	-	(24.724)	(3.280)	-	(315.634)	315.634	-
TOTALES					760.681.333	3.315.000	7.185.101	(86.779.257)	20.565.129	11.478.398	(135.539.954)	580.905.750	315.634	581.221.334

Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01-01-2013	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos Declarados	Diferencia de Conversión	Otros Resultados Integrales	Otro Incremento (Decremento)	Saldo al 31-12-2013	Provisión Patrimonio Negativo	Saldo al 31-12-2013
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,5000%	9.030.441	-	4.186.294	(5.080.897)	769.156	777.330	-	9.682.324	-	9.682.324
Enel Brasil S.A.	Asociada	Brasil	Real brasileño	38,6367%	574.168.681	-	94.402.624	(101.388.548)	(21.447.127)	1.597.229	(3.619.510)	543.713.349	-	543.713.349
GNL Quinteros S.A. (1)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,0000%	-	-	4.914.871	(3.088.495)	36.052	7.922.262	-	9.784.690	(4.987.182)	4.797.508
GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,3300%	376.835	-	137.691	-	45.089	-	-	559.615	-	559.615
Endesa Cemsa S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	45,0000%	2.743.725	-	144.312	-	(487.934)	-	-	2.400.103	-	2.400.103
Distrilec Inversora S.A. (1) y (2)	Asociada	Argentina	Peso argentino	0,8875%	-	-	490.902	-	7.572	-	(7.363)	491.111	(349.405)	141.706
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,0000%	66.894.760	5.084.698	(2.294.594)	-	-	-	-	69.684.864	-	69.684.864
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,0000%	5.710.960	-	362.937	-	-	-	-	6.073.897	-	6.073.897
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (3)	Negocio Conjunto	Chile	Dólar estadounidense	50,0000%	96.207.755	-	17.002.146	-	10.418.066	-	-	123.627.967	-	123.627.967
TOTALES					755.133.157	5.084.698	119.347.183	(109.557.940)	(10.659.126)	10.296.821	(3.626.873)	766.017.920	(5.336.587)	760.681.334

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

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

(3) En abril de 2014 la Compañía Inversiones GasAtacama Holding Ltda. comienza a consolidarse por el método de integración global (ver Notas 2.4.1, 5 y 13).

(4) La pérdida reconocida durante 2014, incluye una provisión por deterioro por M\$ 69.066.857 como consecuencia de la incertidumbre sobre la recuperabilidad de esta inversión. (Ver nota 34.5 y 39.2).

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



- b) 31 de diciembre de 2014 y 2013, no ocurrieron movimientos significativos de participaciones en nuestras asociadas.

13.2 Información financiera adicional de las inversiones en asociadas.

A continuación se detalla información financiera al 31 de diciembre de 2014 y 2013 de los estados financieros de las principales sociedades en la que Endesa Chile ejerce una influencia significativa:

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

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2013									
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganancia (Pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral M\$
Endesa Cemsa S.A.	45,00%	31.020.655	838.347	26.525.440	-	2.162.235	(1.841.541)	320.694	(1.084.299)	(763.605)
Enel Brasil S.A.	40,45%	828.001.927	2.190.312.917	507.172.891	806.219.181	1.871.470.844	(1.548.922.343)	322.548.501	(54.523.886)	268.024.615
Distrilec Inversora S.A.	0,89%	812.462	16.019.631	864.657	-	55.329.841	(14.799)	55.315.042	853.216	56.168.258
GNL Quintero S.A.	20,00%	88.131.062	566.951.431	34.063.764	597.031.096	100.431.648	(75.857.214)	24.574.434	39.791.400	64.365.834
Electrogas S.A.	42,50%	4.624.089	39.891.362	9.624.463	12.109.047	17.591.544	(7.741.439)	9.850.104	3.638.791	13.488.895
GNL Chile S.A.	33,33%	82.737.334	79.263	78.005.985	3.131.599	538.715.428	(538.302.314)	413.114	135.281	548.395

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

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

- Información Adicional

- i) Ampla y Coelce

Con fecha 11 de septiembre de 2012, el Gobierno de Brasil emitió la Ley provisional N° 579. Esta Ley provisional, que pasó a ser definitiva el 13 de enero de 2013, afecta directamente a las compañías concesionarias de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, incluyendo entre otras a Ampla y Coelce (filiales de nuestra asociada Enel Brasil S.A.). Esta nueva legislación establece, entre otros aspectos, que el Gobierno, en su calidad de concedente, utilizará el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para efectuar el pago que le corresponde a las empresas concesionarias, como concepto de indemnización, por aquellos activos que no hayan sido amortizados al final del período de concesión.

Este nuevo antecedente originó una modificación en la forma en que se venían valorizando y clasificando los montos que las filiales de nuestra asociada prevén recuperar, como concepto de indemnización, cuando el período de concesión finalice. Anteriormente, siguiendo un enfoque basado en el costo histórico de las inversiones, estos derechos se registraban como una cuenta por cobrar, pasando ahora a valorizarse en función de VNR y clasificándose estos derechos como inversiones financieras disponibles para la venta. Considerando lo anterior, se efectuó una nueva estimación de los montos que Ampla y Coelce esperan recibir al final del período de concesión, originándose el registro al 31 de diciembre de 2014 de un menor activo y gastos financieros por un monto de M\$ 68.728.638 (M\$ 13.099.670 a nivel de Endesa Chile); al 31 de diciembre de 2013 y 2012 se registraron un mayor activo e ingresos financieros por M\$ 54.591.750 (M\$ 9.659.610 a nivel de Endesa Chile) y M\$ 112.274.835 (M\$ 14.182.820 a nivel de Endesa Chile, respectivamente, registrados como participación en las ganancias de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación).

- Restricciones a la disposición de fondos de asociadas

Enel Brasil debe cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio, que restringen la transferencia de activos hacia sus propietarios. La participación de la compañía en los activos netos restringidos al 31 de diciembre de 2014 de Enel Brasil asciende a M\$ 145.138.680.

13.3 Información financiera adicional de las inversiones en negocios conjuntos.

A continuación se incluye información al 31 de diciembre de 2014 y 2013 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que Endesa Chile posee negocio conjunto:

% Participación	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.		Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.		Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (*)	
	51,0%	51,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Total de Activos corrientes	8.700.785	9.596.488	4.426.445	3.950.498	-	176.292.080
Total de Activos no corrientes	6.811.887	131.270.190	11.420.593	10.237.702	-	295.704.711
Total de Pasivos corrientes	3.419.214	4.049.634	1.159.095	670.215	-	63.483.879
Total de Pasivos no corrientes	45.348	180.059	1.835.937	1.370.193	-	44.840.436
Efectivo y equivalentes al efectivo	319.670	1.727.261	3.930.814	3.450.144	-	108.934.464
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	-	-	-	14.865.354
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	-	-	-
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	2.672.950	2.394.408	-	176.517.866
Gasto por depreciación y amortización	(52.978)	(69.316)	(738.927)	(680.519)	-	(11.145.909)
Ingresos procedentes de intereses	53.579	121.509	88.597	134.631	-	1.040.933
Gastos por intereses	425.939	78.059	-	-	-	(1.575.774)
Gasto por impuestos a las ganancias	3.531.096	1.333.808	(205.839)	(124.757)	-	(9.908.686)
Ganancia (pérdida)	(136.325.281)	(4.499.239)	1.170.102	725.873	-	34.042.459
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-
Resultado integral	(136.325.281)	(4.499.239)	1.170.102	725.873	-	34.042.459

(*) Ver Nota 2.4.1, 5 y 13.

14. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

Activos Intangibles Neto	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Activos Intangibles Identificables, Neto	52.451.833	56.048.545
Costos de Desarrollo	5.666.572	7.365.667
Servidumbres y Derechos de Agua	31.781.522	28.962.374
Concesiones (1)	-	7.247.556
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	1.514.216	1.824.734
Programas Informáticos	12.995.648	7.876.555
Otros Activos Intangibles Identificables	493.875	2.771.659
Activos Intangibles Bruto	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Activos Intangibles Identificables, Bruto	81.236.477	111.708.387
Costos de Desarrollo	8.192.203	7.427.040
Servidumbres y Derechos de Agua	38.543.363	34.833.865
Concesiones (1)	-	40.203.523
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	2.662.312	2.578.733
Programas Informáticos	25.534.402	18.596.553
Otros Activos Intangibles Identificables	6.304.197	8.068.673
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(28.784.644)	(55.659.842)
Costos de Desarrollo	(2.525.631)	(61.373)
Servidumbres y Derechos de Agua	(6.761.841)	(5.871.491)
Concesiones (1)	-	(32.955.967)
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	(1.148.096)	(753.999)
Programas Informáticos	(12.538.754)	(10.719.998)
Otros Activos Intangibles Identificables	(5.810.322)	(5.297.014)

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

Empresa titular de la Concesión	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A. (Infraestructura Vial) (*)	-	6.951.508
Otras Concesiones	-	296.048
Total	-	7.247.556

(*) Ver Nota 11.



La composición y movimientos del activo intangible durante los ejercicios 2014 y 2013 han sido los siguientes:

Año 2014

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

(*) Ver Nota 28 Depreciación y Amortización.

Año 2013

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres y Derechos de Agua	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	6.254.623	29.572.872	9.728.025	1.482.187	5.943.571	2.771.347	55.752.625
Movimientos en activos intangibles identificables							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	1.365.305	(1.547)	-	335.933	2.583.972	-	4.283.663
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	51.063	42.387	1.927	14.118	3.033	10.039	122.567
Amortización (*)	(15.449)	(651.701)	(2.540.627)	(425.669)	(317.199)	(9.364)	(3.960.009)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(116.213)	363	58.231	418.165	(336.213)	(363)	23.970
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(116.213)	363	58.231	418.165	(360.183)	(363)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	23.970	-	23.970
Disposiciones y retiros de servicio	(173.662)	-	-	-	(609)	-	(174.271)
Retiros de servicio	(173.662)	-	-	-	(609)	-	(174.271)
Total movimientos en activos intangibles identificables	1.111.044	(610.498)	(2.480.469)	342.547	1.932.984	312	295.920
Saldo Final activos Intangibles al 31/12/2013	7.365.667	28.962.374	7.247.556	1.824.734	7.876.555	2.771.659	56.048.545

(*) Ver Nota 28 Depreciación y Amortización.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que disponen la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrados al 31 de diciembre de 2014 (ver Nota 3.d).

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, la sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

15. PLUSVALÍA.

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía (fondo de comercio) por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento de los ejercicios 2014 y 2013:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial 01-01-2014	Incrementos por combinación de negocios	Fusiones	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera	Saldo Final 31-12-2014
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	8.565.202	-	-	(942.764)	7.622.438
Cía. Eléctrica Tarapacá S.A. (*)	Generación Chile	4.656.105	-	-	-	4.656.105
Edegel S.A.A.	Edegel S.A.A.	81.661.135	-	-	6.579.905	88.241.040
Emgesa S.A.E.S.P.	Emgesa S.A.E.S.P.	5.213.756	-	-	(327.692)	4.886.064
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	-	18.737.737	-	1.466.514	20.204.251
Total		100.096.198	18.737.737	-	6.775.963	125.609.898

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial 01-01-2013	Incrementos por combinación de negocios	Fusiones	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera	Saldo Final 31-12-2013
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	10.345.927	-	-	(1.780.725)	8.565.202
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (*)	Generación Chile	4.656.105	-	(4.656.105)	-	-
Cía. Eléctrica Tarapacá S.A. (*)	Generación Chile	-	-	4.656.105	-	4.656.105
Edegel S.A.A.	Edegel S.A.A.	81.550.712	-	-	110.423	81.661.135
Emgesa S.A.E.S.P.	Emgesa S.A.E.S.P.	5.194.342	-	-	19.414	5.213.756
Total		101.747.086	-	-	(1.650.888)	100.096.198

(*) 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 la sociedad continuadora legal.



El origen de de las plusvalías se explica a continuación:

1. Empresa Eléctrica Pangué S.A.

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

2. 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.

3. Compañía Eléctrica San Isidro S.A.

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

4. Edegel S.A.A.

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

5. Emgesa S.A.E.S.P.

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

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, 5.d y 13).

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia de Endesa Chile, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 31 de diciembre de 2014 y 2013 (ver Nota 3.b).



16. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

a) A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	5.230.428.848	4.692.288.945
Construcción en Curso	1.187.912.827	870.787.402
Terrenos	59.924.326	56.927.135
Edificios	22.025.921	20.737.186
Planta y Equipo	3.868.224.748	3.670.530.303
Instalaciones Fijas y Accesorios	35.627.709	15.585.705
Arrendamientos Financieros	56.713.317	57.721.214

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	8.969.956.729	8.102.848.577
Construcción en Curso	1.187.912.827	870.787.402
Terrenos	59.924.326	56.927.135
Edificios	42.788.328	36.365.813
Planta y Equipo	7.514.750.306	7.007.488.465
Instalaciones Fijas y Accesorios	84.793.177	55.297.001
Arrendamientos Financieros	79.787.765	75.982.761

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(3.739.527.881)	(3.410.559.632)
Edificios	(20.762.407)	(15.628.627)
Planta y Equipo	(3.646.525.558)	(3.336.958.162)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(49.165.468)	(39.711.296)
Arrendamientos Financieros	(23.074.448)	(18.261.547)

b) A continuación se presenta el detalle de Propiedades, Plantas y Equipos para los ejercicios 2014 y 2013:

Movimiento año 2014	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014	870.787.402	56.927.135	20.737.186	3.670.530.303	15.585.705	57.721.214	4.692.288.945
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	601.694.765	-	-	3.988	550.469	-	602.249.222
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios (*)	10.802.165	3.216.432	-	171.934.311	13.707.483	-	199.660.391
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(49.116.078)	(180.363)	(631.466)	(17.912.049)	1.428.360	2.853.253	(63.558.343)
Depreciación (**)	-	-	(1.301.473)	(189.570.715)	(2.366.179)	(3.861.150)	(197.099.517)
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del ejercicio (**)	-	-	-	(13.770.564)	-	-	(13.770.564)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(246.310.557)	74	1.801.536	242.636.252	1.872.695	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(246.310.557)	74	1.801.536	242.636.252	1.872.695	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(246.310.557)	74	1.801.536	242.636.252	1.872.695	-	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	-	(186.817)	(40.632)	-	(227.449)
Retiros	-	-	-	(186.817)	(40.632)	-	(227.449)
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	-	(186.817)	(40.632)	-	(227.449)
Disposiciones por clasificar como mantenidos para la venta	-	-	-	-	(81.432)	-	(81.432)
Otros incrementos (disminución)	55.130	(38.952)	1.420.138	4.560.039	4.971.240	-	10.967.595
Total movimientos	317.125.425	2.997.191	1.288.735	197.694.445	20.042.004	(1.007.897)	538.139.903
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	1.187.912.827	59.924.326	22.025.921	3.868.224.748	35.627.709	56.713.317	5.230.428.848

(*) Ver Nota 5.c.

(**) Ver Nota 16.f.7 y 28

Movimiento año 2013	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 2013	577.918.459	57.740.580	20.349.421	3.724.595.456	16.230.612	118.407.864	4.515.242.392
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	386.015.474	-	22.103	697.175	575.244	361.737	387.671.733
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	1.013.731	57.138	65.224	(12.811.471)	(153.197)	(1.321.091)	(13.149.666)
Depreciación (**)	-	-	(1.276.214)	(178.019.183)	(2.842.346)	(3.597.587)	(185.735.330)
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del ejercicio	-	-	-	(6.599.318)	-	-	(6.599.318)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(93.613.057)	(118.740)	1.576.652	146.433.600	1.791.464	(56.129.709)	(59.790)
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(93.589.089)	(118.740)	1.587.110	146.251.811	1.998.617	(56.129.709)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(93.589.089)	(118.740)	1.587.110	146.251.811	1.998.617	(56.129.709)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(23.968)	-	(10.458)	181.789	(207.153)	-	(59.790)
Disposiciones y retiros de servicio	(547.205)	(751.843)	-	(3.765.956)	(16.072)	-	(5.081.076)
Disposiciones	-	(742.271)	-	(3.563.694)	(15.665)	-	(4.321.630)
Retiros	(547.205)	(9.572)	-	(202.262)	(407)	-	(759.446)
Total movimientos	292.868.943	(813.445)	387.765	(54.065.153)	(644.907)	(60.686.650)	177.046.553
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	870.787.402	56.927.135	20.737.186	3.670.530.303	15.585.705	57.721.214	4.692.288.945

(**) Ver Nota 28.



c) Principales inversiones

Las inversiones materiales en generación del negocio eléctrico incluyen los avances en el programa de nueva capacidad. En ella se destaca los avances en la construcción de la Central Hidráulica de El Quimbo en Colombia 400 MW de potencia instalada, con una generación media anual de alrededor de 2.216 GWh., que implica adiciones a diciembre de 2014 por M\$ 175.419.903 (M\$ 150.262.546 al 31 de diciembre 2013).

d) Arrendamiento financiero

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, las Propiedades, Planta y Equipo incluyen M\$ 56.713.317, M\$ 57.721.214 respectivamente, correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero.

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

	31-12-2014			31-12-2013		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	11.492.537	1.587.086	9.905.451	8.070.754	1.542.836	6.527.918
Entre un año y cinco años	43.679.052	4.302.450	39.376.602	35.600.426	3.914.414	31.686.012
Más de cinco años	-	-	-	12.129.432	1.198.490	10.930.942
Total	55.171.589	5.889.536	49.282.053	55.800.612	6.655.740	49.144.872

(*)Ver Nota 18.1

Los activos en Leasing, 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%.
2. 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 2014 y 31 de diciembre de 2013.

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%.

e) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados al 31 de diciembre de 2014 y 2013 incluyen M\$ 4.464.950 y M\$ 2.581.257, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados períodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Menor a un año	1.687.492	1.881.393
Entre un año y cinco años	7.098.048	7.863.950
Más de cinco años	8.401.914	9.381.984
Total	17.187.454	19.127.327



f) Otras informaciones

1. Endesa Chile mantenían al 31 de diciembre de 2014 y 2013 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 89.623.698 y M\$ 24.394.815, respectivamente.
2. Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos ascendía a M\$ 21.952.283 y M\$ 35.100.296, respectivamente (ver Nota 34).
3. La Sociedad y sus filiales nacionales y extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000, incluyéndose por estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Adicionalmente la empresa cuenta con seguros de Responsabilidad Civil para enfrentar demandas de terceros por un límite de MM€500. Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro gastos pagados por adelantado."
4. La situación de determinados activos, básicamente obras e infraestructuras de instalaciones construidas con el objeto de dar respaldo a la generación de energía en el sistema SIC en el año 1998 ha cambiado, principalmente por la instalación en el SIC de nuevas centrales térmicas, la llegada de GNL y la entrada de nuevos proyectos. Lo anterior, configura una situación de abastecimiento en los próximos años que se estima no requerirá el uso de estas instalaciones. Por lo anterior, la Sociedad registró en el ejercicio de 2009 una provisión de deterioro de estos activos por M\$ 43.999.600, vigente a la fecha.
5. Con fecha 16 de octubre de 2012 Endesa Chile procedió a ejecutar el total de las boletas bancarias de garantías que aseguraban el fiel cumplimiento de las obras y la correcta y oportuna ejecución de las mismas, todo ello referido al Contrato "Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina, contrato ACP-003.06., suministro llave en mano de una planta de generación térmica a carbón de 350 MW" ("el contrato") suscrito con fecha 25 de Julio de 2007, entre Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("el propietario") y el Consorcio formado por: (i) la empresa chilena "Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile y Compañía Limitada"; (ii) la empresa italiana "Tecnimont SpA"; (iii) la empresa brasileña "Tecnimont do Brasil Construcao e Administracao de Projetos Ltda."; (iv) la empresa eslovaca Slovenske Energeticke Strojarne a.s." ("SES"); (v) la empresa chilena "Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada"; (todos colectivamente denominados "el Contratista" o "el Consorcio").

El total de las referidas boletas corresponden a la cantidad de US\$ 74.795.164,44 y UF 796.594,29 (US\$ 38.200.000 aprox.). Al 31 de diciembre de 2012, el monto de las boletas efectivamente cobradas asciende a US\$ 93.992.554, quedando aún boletas de garantías por cobrar ascendente a US\$ 18.940.295, equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 10.439.512 (ver Nota 34.3.a) 6).

El cobro de estas Boletas de Garantías redujo los sobrecostos incurridos con motivo de los incumplimientos al contrato, y que fueron activados en el Proyecto.

Junto con proceder al cobro de las referidas boletas de Garantías, Endesa Chile se ha reservado todos los derechos conferidos al amparo de dicho Contrato y la legislación nacional aplicable para exigir el íntegro y oportuno cumplimiento de las obligaciones pactadas por el Contratista.

Con fecha 17 de octubre de 2012, Endesa Chile ha interpuesto ante la Cámara Internacional de Arbitraje de París una solicitud de arbitraje a fin de hacer efectivos los derechos conferidos al amparo de dicho instrumento (ver Nota 34.3.a) 6).

6. Al cierre del ejercicio 2012, nuestra filial Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. registró una pérdida por deterioro por M\$ 12.578.098, vigente a la fecha, con el propósito de ajustar el valor libro de sus Propiedades, plantas y equipos a su valor recuperable (ver Nota 3.d).
7. Al cierre del ejercicio 2014, 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 y 39.3).

17. IMPUESTOS DIFERIDOS.

- a) El origen de los impuestos diferidos de activos y pasivos registrados al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Impuestos Diferidos de Activos	Impuestos diferidos de Activos relativos a						Impuestos Diferidos de Activos
	Depreciaciones	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Pérdidas fiscales	Otros	
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	44.338.482	4.029.561	366.977	-	1.450.461	1.679.981	51.865.462
Movimientos							
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	573.564	3.699.561	(532.469)	(1.716)	6.332.662	3.972.077	14.043.679
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	1.041	1.778.058	(348.587)	-	-	1.430.512
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios (*)	-	879.716	-	-	537.933	974.882	2.392.531
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(2.365.601)	(63.966)	(55.491)	12.753	-	86.414	(2.385.891)
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	-	(29.583)	(1.761)	-	(1.448.281)	(1.142.270)	(2.621.895)
Otros incrementos (decrementos)	(135.956)	(726.918)	(1.061.674)	391.810	(2.020.937)	(2.796.014)	(6.349.689)
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	42.410.489	7.789.412	493.640	54.260	4.851.838	2.775.070	58.374.709

Impuestos Diferidos de Activos	Impuestos diferidos de Activos relativos a						Impuestos Diferidos de Activos
	Depreciaciones	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Pérdidas fiscales	Otros	
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	47.982.561	3.868.511	471.979	-	8.368.959	1.109.261	61.801.271
Movimientos							
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(1.213.098)	597.078	(515.971)	-	(9.824.726)	(1.398.992)	(12.355.709)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	(418.615)	-	708.258	-	-	-	289.643
Diferencia de conversión de moneda extranjera	128.591	12.459	(954)	559	-	(96.200)	44.455
Otros incrementos (decrementos)	(2.140.957)	(448.487)	(296.335)	(559)	2.906.228	2.065.912	2.085.802
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	44.338.482	4.029.561	366.977	-	1.450.461	1.679.981	51.865.462

(*) Ver Nota 5.c.

Impuestos Diferidos de Pasivos	Impuestos diferidos de Pasivos relativos a					Impuestos Diferidos de Pasivos
	Depreciaciones	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Otros	
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	290.656.226	20.222	-	4.104.129	10.908.943	305.689.520
Movimientos						
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(26.734.119)	379	368	(4.687.449)	14.414.523	(17.006.298)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	(3.674)	665.247	(1.306)	660.267
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios (*)	27.088.856	-	-	-	1.834.311	28.923.167
Diferencia de conversión de moneda extranjera	14.540.966	(307.279)	-	13.619	(813.443)	13.433.863
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	-	-	-	-	-	-
Otros incrementos (decrementos)	56.018.473	328.231	3.306	67.516	2.201.918	58.619.444
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	361.570.402	41.553	-	163.062	28.544.946	390.319.963

Impuestos Diferidos de Pasivos	Impuestos diferidos de Pasivos relativos a					Impuestos Diferidos de Pasivos
	Depreciaciones	provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Otros	
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	304.780.129	-	-	5.380.041	10.116.930	320.277.100
Movimientos						
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(16.864.406)	20.099	(10.491)	937.186	963.333	(14.954.279)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	2.359	(2.213.576)	(61.684)	(2.272.901)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(455.085)	498	-	575	(1.817.043)	(2.271.055)
Otros incrementos (decrementos)	3.195.588	(375)	8.132	(97)	1.707.407	4.910.655
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	290.656.226	20.222	-	4.104.129	10.908.943	305.689.520

(*) Ver Nota 5.c.

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

- b) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 9.087.377 y M\$ 20.174.721, respectivamente (ver Nota 3.o).

Endesa Chile no ha registrado el impuesto diferido de pasivo asociado con utilidades no distribuidas de las filiales y negocios conjuntos, en las que la posición de control que ejerce 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 las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias y negocios conjuntos, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2014 asciende a M\$ 395.525.524 (M\$ 410.670.845 al 31 de diciembre de 2013).

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 periodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

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

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

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

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	31 de diciembre de 2014			31 de diciembre de 2013			31 de diciembre de 2012		
	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos financieros disponibles para la venta	(6.042)	1.306	(4.736)	109	(22)	87	582	(235)	346
Cobertura de flujo de caja	(138.419.154)	34.120.329	(104.298.825)	(80.955.947)	14.235.483	(66.720.464)	51.904.650	(19.893.304)	32.011.346
Ajustes por conversión	(8.365.502)	-	(8.365.502)	(18.023.501)	-	(18.023.501)	(126.559.193)	-	(126.559.193)
Ajustes de asociadas y negocios conjuntos	11.478.398	-	11.478.398	10.923.982	-	10.923.982	158.675	-	158.675
Ganancias (Pérdidas) actuariales definidas como beneficios de planes de pensiones	(4.680.070)	1.929.441	(2.750.629)	(3.618.423)	990.340	(2.628.083)	(4.355.056)	801.138	(3.553.917)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	(139.992.370)	36.051.076	(103.941.294)	(91.673.780)	15.225.801	(76.447.979)	(78.850.332)	(19.092.401)	(97.942.733)

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

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

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

De acuerdo a lo indicado en nota 3.o) y asumiendo la aplicación del sistema parcialmente integrado, atendido a que ese es el sistema que por defecto deben aplicar las sociedades anónimas y que no se ha celebrado una Junta Extraordinaria de Accionistas que haya acordado adoptar el sistema alternativo, Endesa Chile ha reconocido 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, al 31 de diciembre de 2014 el cargo neto registrado en el Patrimonio de Endesa Chile ascendió a M\$ 59.895.467, disminuyendo el Patrimonio atribuible a los propietarios de la sociedad controladora en M\$ 58.529.578.



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, han reconocido al 31 de diciembre de 2014 las variaciones en sus activos y pasivos por impuestos diferidos. El cargo neto a resultados fue de una utilidad de M\$ 1.766.932.

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 incremento en las tasas, han reconocido al 31 de diciembre de 2014 las variaciones en sus activos y pasivos por impuestos diferidos. El cargo neto a resultados fue de una utilidad de M\$ 18.906.796.



18. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El saldo de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	31 de diciembre de 2014		31 de diciembre de 2013	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos que devengan intereses	287.550.354	1.790.657.084	349.285.334	1.535.382.432
Instrumentos derivados de cobertura (*)	681.811	28.758.801	1.590.779	900.927
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	2.526.798	6.286.982	164.983	-
Otros pasivos financieros	-	-	2.692.425	4.479.250
Total	290.758.963	1.825.702.867	353.733.521	1.540.762.609

(*) Ver Nota 20.2.a.

(**) Ver Nota 20.2.b.

Préstamos que devengan intereses

18.1 El detalle de este rubro de corto y largo plazo al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	31 de diciembre de 2014		31 de diciembre de 2013	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos bancarios	34.908.368	158.762.494	139.167.439	144.138.738
Obligaciones no garantizadas	236.367.105	1.556.488.063	96.158.257	1.346.203.508
Obligaciones garantizadas	-	-	4.828.233	-
Arrendamiento financiero	9.905.451	39.376.602	6.527.918	42.616.954
Otros préstamos	6.369.430	36.029.925	102.603.487	2.423.232
Total	287.550.354	1.790.657.084	349.285.334	1.535.382.432

18.2 El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

- Resumen de préstamos bancarios por monedas y vencimientos.

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31/12/2014 M\$	
					Vencimiento	Total Corriente al 31/12/2014	Vencimiento							
							Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$	Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$		Más de Cinco Años M\$
Chile	US\$	6,32%	3,66%	Sin Garantía	-	1.007.362	1.007.362	-	-	-	-	-	-	-
Chile	CH\$	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1.338	-	1.338	-	-	-	-	-	-	-
Perú	US\$	3,02%	3,42%	Sin Garantía	2.472.247	8.362.913	10.855.160	38.628.554	17.850.471	16.254.959	255.432	-	-	72.989.416
Argentina	US\$	13,33%	13,02%	Sin Garantía	11.451.387	2.126.869	13.578.256	1.022.595	-	-	-	-	-	1.022.595
Argentina	\$ Arg	37,26%	37,42%	Sin Garantía	2.861.876	6.395.181	9.257.057	6.999.683	-	-	-	-	-	6.999.683
Colombia	\$ Col	7,78%	7,63%	Sin Garantía	-	209.395	209.395	-	-	-	-	-	77.750.800	77.750.800
Total					16.786.848	18.121.520	34.908.368	46.650.832	17.850.471	16.254.959	255.432	-	77.750.800	158.762.494

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31/12/2013 M\$	
					Vencimiento	Total Corriente al 31/12/2013	Vencimiento							
							Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$	Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$		Más de Cinco Años M\$
Chile	US\$	1,77%	1,77%	Sin Garantía	403.872	106.087.194	106.491.066	858.299	-	-	-	-	-	858.299
Chile	CH\$	6,00%	6,00%	Sin Garantía	-	176	176	-	-	-	-	-	-	-
Perú	US\$	2,78%	2,78%	Sin Garantía	2.676.462	2.785.037	5.461.499	8.394.485	13.644.318	14.563.037	13.182.334	-	-	49.784.174
Argentina	US\$	9,31%	9,31%	Sin Garantía	6.425.910	4.853.256	11.279.166	1.617.752	-	-	-	-	-	1.617.752
Argentina	\$ Arg	28,22%	28,22%	Sin Garantía	13.579.212	2.168.081	15.747.293	8.913.225	-	-	-	-	-	8.913.225
Colombia	\$ Col	6,95%	6,84%	Sin Garantía	-	188.239	188.239	-	-	-	-	-	82.965.288	82.965.288
Total					23.085.456	116.081.983	139.167.439	19.783.761	13.644.318	14.563.037	13.182.334	-	82.965.288	144.138.738

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los préstamos bancarios corriente y no corriente al 31 de diciembre de 2014 asciende a M\$ 189.554.750 (M\$ 257.150.881 al 31 de diciembre 2013), respectivamente. En ambos ejercicios, han sido clasificados como valores razonables nivel 2, sobre la base de los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas (ver Nota 3.g).



- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés nominal	Tipo de Amortización	12-2014											12-2013							
										Corriente		No Corriente						Corriente			No Corriente							
										Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	4,08%	3,93%	Trimestral	280.672	564.193	824.865	712.259	752.258	15.233.217	-	-	16.737.733	228.554	488.236	716.889	650.979	650.980	650.980	13.182.334	-	15.135.273	
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,07%	2,97%	Trimestral	395.746	1.137.486	1.533.232	1.516.648	1.516.648	-	-	3.033.296	984.344	1.332.520	1.332.520	1.312.459	1.312.458	1.312.456	-	-	3.937.373		
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,48%	3,40%	Trimestral	287.425	766.306	1.053.731	1.021.742	1.021.742	255.432	-	3.320.658	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edgell S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	0,76%	0,78%	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	2.099.932	-	2.099.932	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edgell S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	3,48%	3,38%	Trimestral	1.516.649	5.914.928	7.431.577	13.498.170	14.559.823	-	-	28.057.993	1.312.456	1.312.458	6.431.047	11.680.880	12.599.601	-	-	-	-	30.711.828	
Extranjero	Edgell S.A.	Perú	Extranjero	Bank Nova Scotia	Perú	US\$	0,98%	0,96%	Al Vencimiento	11.755	-	11.755	21.839.736	-	-	-	21.839.736	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	7,88%	7,73%	Al Vencimiento	-	-	55.892	-	-	-	-	20.393.652	20.393.652	-	50.016	50.016	-	-	-	-	-	21.761.387	
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	7,48%	7,54%	Al Vencimiento	-	-	153.503	-	-	-	-	57.357.148	57.357.148	-	138.223	138.223	-	-	-	-	-	61.203.901	
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	B.N.P. Paribas	E.E.U.U.	US\$	6,32%	5,98%	Semestral	-	-	1.007.362	-	-	-	-	-	-	883.679	883.679	858.299	-	-	-	-	-	858.299	
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	Banco Santander	Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	Mensual	1.338	-	1.338	-	-	-	-	-	-	-	176	176	-	-	-	-	-	-	
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	Banco Santander C.H. SA Chile	E.E.U.U.	US\$	1,56%	0,99%	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.298.605	17.298.605	-	-	-	-	-	-	
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	EDC	E.E.U.U.	US\$	1,42%	1,34%	Semestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	380.556	375.606	756.182	-	-	-	-	-	-	
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	The Bank of Tokyo-Mitsubishi, Ltd.	E.E.U.U.	US\$	1,56%	0,99%	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.298.605	17.298.605	-	-	-	-	-	-	
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	Scottabank & Trust Cayman Ltd	Cayman Islands	US\$	1,56%	0,99%	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23.316	26.206.977	26.230.293	-	-	-	-	-	-	
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	Mercantil Commercobank	E.E.U.U.	US\$	1,56%	0,99%	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.482.791	10.482.791	-	-	-	-	-	-	
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	Banco del Estado de Chile	Chile	US\$	1,56%	0,99%	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33.544.931	33.544.931	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	30,40%	30,40%	Al Vencimiento	710.351	-	710.351	-	-	-	-	-	-	798.209	-	798.209	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad	Argentina	\$ Arg	25,59%	23,00%	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	99.258	-	99.258	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	35,76%	42,24%	Al Vencimiento	-	-	800.033	853.856	-	-	-	-	853.856	-	2.530.765	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau	Argentina	\$ Arg	37,50%	44,68%	Al Vencimiento	-	-	302.809	302.809	350.571	-	-	-	350.571	-	1.075.305	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Nación Argentina	Argentina	\$ Arg	18,85%	20,57%	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	531.359	-	531.359	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Rio	Argentina	\$ Arg	32,00%	37,14%	Al Vencimiento	-	-	185.138	185.138	215.736	-	-	-	215.736	-	658.713	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank	Argentina	\$ Arg	36,00%	42,59%	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.154.665	-	1.154.665	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arg	35,00%	41,21%	Al Vencimiento	-	-	289.401	289.401	337.088	-	-	-	337.088	-	1.031.807	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	32,50%	37,81%	Al Vencimiento	-	-	955.718	955.718	1.113.199	-	-	-	1.113.199	-	3.450.479	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Credit Suisse International	Argentina	US\$	13,20%	13,92%	Trimestral	-	-	2.126.669	2.126.669	1.022.696	-	-	-	1.022.696	-	3.155.920	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	ICB Argentina	Argentina	\$ Arg	36,00%	42,59%	Trimestral	-	-	324.772	324.772	377.538	-	-	-	377.538	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Macro	Argentina	\$ Arg	33,89%	30,63%	Al Vencimiento	1.461.573	-	1.461.573	-	-	-	-	-	-	1.651.420	-	1.651.420	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Deutsche Bank	Argentina	US\$	13,35%	12,73%	Trimestral	5.725.691	-	5.725.691	-	-	-	-	-	-	1.634.992	2.426.620	4.081.620	808.876	-	-	-	-	-	808.876
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank	Argentina	US\$	13,35%	12,73%	Trimestral	2.862.848	-	2.862.848	-	-	-	-	-	-	817.499	1.213.314	2.030.813	404.438	-	-	-	-	-	404.438
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau	Argentina	US\$	13,35%	12,73%	Trimestral	2.862.848	-	2.862.848	-	-	-	-	-	-	817.499	1.213.314	2.030.813	404.438	-	-	-	-	-	404.438
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau	Argentina	\$ Arg	33,70%	29,25%	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	161.254	-	161.254	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	41,43%	36,19%	Trimestral	158.689	813.581	972.270	882.890	-	-	-	-	882.890	100.275	498.659	598.934	2.050.042	-	-	-	-	2.050.042	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	41,43%	36,19%	Trimestral	148.890	742.835	891.725	787.856	-	-	-	-	787.856	91.555	455.297	546.852	1.871.777	-	-	-	-	1.871.777	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	41,43%	36,19%	Trimestral	137.990	707.462	845.452	750.339	-	-	-	-	750.339	87.195	433.616	520.811	1.782.645	-	-	-	-	1.782.645	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	41,43%	36,19%	Trimestral	48.297	247.612	295.909	282.818	-	-	-	-	282.818	30.519	151.768	182.285	623.926	-	-	-	-	623.926	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	41,43%	36,19%	Trimestral	20.699	106.119	126.818	112.552	-	-	-	-	112.552	13.080	65.042	78.122	267.397	-	-	-	-	267.397	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	ICB Argentina	Argentina	\$ Arg	41,43%	36,19%	Trimestral	179.387	919.701	1.099.088	975.440	-	-	-	-	975.440	113.354	563.701	677.055	2.317.438	-	-	-	-	2.317.438	
Total										MS						34.908.368						158.762.494	139.167.439	144.138.738				

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



18.3 El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones No Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
					Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2014	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\$	7,55%	7,24%	Sin Garantía	10.600.825	123.527.558	134.128.383	-	-	-	-	419.950.580	419.950.580
Chile	U.F.	6,00%	5,48%	Sin Garantía	-	6.562.506	6.562.506	5.122.437	5.122.437	5.122.437	27.510.710	263.190.670	306.068.691
Perú	US\$	7,01%	6,89%	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	6,40%	6,30%	Sin Garantía	156.702	8.008	164.710	-	-	-	5.074.099	5.074.099	10.148.198
Colombia	\$ Col	6,07%	7,90%	Sin Garantía	90.659.393	-	90.659.393	-	43.326.710	55.611.108	92.241.270	593.854.561	785.033.649
Total					106.269.033	130.098.072	236.367.105	17.255.623	48.449.147	66.800.138	129.780.059	1.294.203.096	1.556.488.063

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
					Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2013	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2013
					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\$	8,11%	7,99%	Sin Garantía	9.165.715	-	9.165.715	104.458.309	-	-	-	159.088.295	263.546.604
Chile	U.F.	6,00%	5,48%	Sin Garantía	-	6.273.391	6.273.391	4.848.388	4.848.388	4.848.388	4.848.388	274.591.313	293.984.865
Perú	US\$	7,01%	6,89%	Sin Garantía	862.593	5.164.073	6.026.666	3.336.269	10.499.668	-	5.249.833	14.786.682	33.872.452
Perú	Soles	6,59%	6,48%	Sin Garantía	5.655.132	3.763.999	9.419.131	-	-	-	-	9.391.474	9.391.474
Colombia	\$ Col	7,32%	7,19%	Sin Garantía	39.022.019	26.251.335	65.273.354	68.210.526	-	46.227.482	59.334.333	571.635.772	745.408.113
Total					54.705.459	41.452.798	96.158.257	180.853.492	15.348.056	51.075.670	69.432.554	1.029.493.536	1.346.203.508

18.4 El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones Garantizadas al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones Garantizadas por monedas y vencimientos

Al 31 de diciembre de 2014 no existen obligaciones garantizadas vigentes y al 31 de diciembre de 2013 las obligaciones garantizadas son las siguientes:

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
					Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2013	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2013
					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\$	
Perú	Soles	6,25%	6,16%	Con Garantía	4.828.233	-	4.828.233	-	-	-	-	-	-
Total					4.828.233	-	4.828.233	-	-	-	-	-	-

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las obligaciones con el público corriente y no corriente, garantizadas y no garantizadas, al 31 de diciembre de 2014 asciende a M\$ 1.959.415.197 (M\$ 1.784.141.097 al 31 de diciembre de 2013). En ambos períodos, han sido clasificados como valores razonables Nivel 2, sobre la base de los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas (ver Nota 3.h).



- Individualización de Arrendamiento Financiero por Deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	12-2014										12-2013								
								Corriente			No Corriente							Corriente			No Corriente					
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	
91.081.000-4	Endesa Chile S.A.	Chile	87.509.100-K	Abengoa Chile	Chile	US\$	6,50%	-	1.470.563	1.470.563	2.427.000	-	1.566.150	1.667.950	1.776.367	10.215.436	17.652.903	-	1.193.881	1.193.881	1.271.483	1.354.129	1.442.148	1.535.887	10.930.941	16.534.588
Extranjera	Edeqel S.A.A.	Peru	Extranjera	Banco Scotiabank	Peru	US\$	1,98%	2.122.504	6.312.384	8.434.888	8.416.512	13.307.187	-	-	-	-	21.723.699	1.347.864	3.986.173	5.334.037	7.283.379	7.283.379	11.515.608	-	26.082.366	
Total										9.905.451							39.376.602			6.527.918					42.616.954	

En anexo N° 4, letra c), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a los arrendamientos financieros arriba mencionados.

- Individualización de Otros Préstamos por Deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	12-2014										12-2013								
								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	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	-	2.391.399	2.391.399	7.362.677	7.362.678	7.362.678	4.532.769	-	26.620.802	73.993.677	-	-	73.993.677	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	-	-	-	-	-	-	-	-	22.907.475	-	-	22.907.475	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	17,29%	-	3.099.889	3.099.889	-	-	-	-	-	3.249.165	2.171.469	-	5.420.634	1.447.643	-	-	-	-	1.447.643	
Extranjera	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US\$	2,33%	-	331.928	331.928	-	-	-	-	-	-	-	-	281.066	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	23,54%	32.719	-	32.719	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	975.589	-	-	-	-	975.589
Extranjera	Chinango S.A.C.	Peru	Extranjero	Banco Scotiabank	Peru	US\$	0,78%	513.495	-	513.495	9.409.123	-	-	-	-	9.409.123	635	-	635	-	-	-	-	-	-	
Total										6.369.430						36.029.925			102.603.487						2.423.232	

En anexo N° 4, letra d), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a otros préstamos arriba mencionados.



18.5 Deuda de cobertura.

De la deuda en dólares de Endesa Chile al 31 de diciembre de 2014, M\$ 761.130.114 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar (véase Nota 3.I). Al 31 de diciembre de 2013 dichos montos ascendía a M\$ 754.177.869.

El movimiento al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 en el rubro "Patrimonio total: Reservas de Coberturas" por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

RESERVAS DE COBERTURAS	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio	2.365.784	57.592.447	42.149.742
Diferencias de cambio registradas en patrimonio neto	(53.502.315)	(41.334.780)	30.348.917
Imputación de diferencias de cambio a ganancias (pérdidas)	(13.702.067)	(13.763.582)	(14.713.619)
Diferencias de conversión	308.388	(128.301)	(192.593)
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos)	(64.530.211)	2.365.784	57.592.447

18.6 Otros aspectos.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, Endesa Chile disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional por M\$ 200.530.219 y M\$ 153.458.192 respectivamente.

19. POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.

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

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

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



19.1. Riesgo de tasa de interés.

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

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

Cumpliendo la política actual de cobertura de tasa de interés, el porcentaje de deuda fija y/o protegida por sobre la deuda neta total, se situó en 67% al 31 de diciembre de 2014.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de la deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos. Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política, corresponden a swaps de tasa que fijan desde tasa variable a fija.

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

Posición neta:

	31-12-2014	31-12-2013
	%	%
Tasa de interés fijo	67%	71%
Tasa de interés variable	33%	29%
Total	100%	100%

19.2. Riesgo de tipo de cambio.

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

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos a realizar por adquisición de materiales asociados a proyectos 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 Endesa Chile 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.

19.3. Riesgo de "commodities".

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

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



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

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 31 de diciembre de 2014 habían operaciones swap vigentes por 266 mil barriles de petróleo Brent para enero 2015 y 350 mil MMBTU de gas Henry Hub para febrero 2015. Al 31 de diciembre de 2013, no habían operaciones vigentes de derivados de commodities.

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

19.4. Riesgo de liquidez.

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

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros (ver notas 18, 20 y anexo N° 4 respectivamente).

Al 31 de diciembre de 2014, el Grupo Endesa Chile presenta una liquidez de M\$ 336.628.803 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 200.530.219 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2013, el Grupo Endesa Chile tenía una liquidez de M\$ 323.807.379 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 153.458.192 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

19.5. Riesgo de crédito.

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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.

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.

19.6. Medición del riesgo.

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

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

- Deuda financiera.
- Derivados de cobertura para Deuda, Dividendos y Proyectos.

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

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

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la generación de posibles escenarios futuros (a un día) de los valores de mercado (tanto spot como a plazo) de las variables de riesgo mediante metodologías de Bootstrapping. El número de escenarios generados asegura el cumplimiento de los criterios de convergencia de la simulación. Para la simulación de los escenarios de precios futuros se ha aplicado la matriz de volatilidades y correlaciones entre las distintas variables de riesgo calculada a partir del histórico de los retornos logarítmicos del precio.

Una vez generados los escenarios de precios se calcula el valor razonable de la cartera con cada uno de los escenarios, obteniendo una distribución de posibles valores a un día. El Valor en Riesgo a un día con un 95% de confianza se calcula como el percentil del 5% de las posibles variaciones de valor razonable de la cartera en un día.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo de las posiciones anteriormente comentadas desglosado por tipo de posición se muestra en la siguiente tabla:

Posiciones financieras	Saldo al	
	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Tasa de interés	20.291.690	8.035.082
Tipo de cambio	2.632.675	2.205.128
Correlación	(3.443.888)	(3.291.060)
Total	19.480.477	6.949.150

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado durante los ejercicios 2014 y 2013 en función del inicio/vencimiento de las operaciones a lo largo de cada ejercicio.



20. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.

20.1 Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría

- a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

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 de patrimonio	-	-	-	-	-	-
Instrumentos derivados	2.958.770	-	-	-	-	1.221.342
Otros activos de carácter financiero	-	-	20.669.908	514.497.938	-	-
Total corriente	2.958.770	-	20.669.908	514.497.938	-	1.221.342
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	4.203.002	-
Instrumentos derivados	22.002	-	-	-	-	3.711.802
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	141.216.512	-	-
Total no corriente	22.002	-	-	141.216.512	4.203.002	3.711.802
Total	2.980.772	-	20.669.908	655.714.450	4.203.002	4.933.144

31 de diciembre de 2013						
	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 de patrimonio	-	-	-	-	-	-
Instrumentos derivados	2.063.414	-	-	-	-	21.128.524
Otros activos de carácter financiero	-	-	944.540	440.784.801	-	-
Total corriente	2.063.414	-	944.540	440.784.801	-	21.128.524
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	4.043.782	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	16.507
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	131.597.410	-	-
Total no corriente	-	-	-	131.597.410	4.043.782	16.507
Total	2.063.414	-	944.540	572.382.211	4.043.782	21.145.031

- b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

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



31 de diciembre de 2013				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	-	-	351.977.759	-
Instrumentos derivados	164.983	-	-	1.590.779
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	760.841.156	-
Total corriente	164.983	-	1.112.818.915	1.590.779
Préstamos que devengan interés	-	-	1.539.861.682	-
Instrumentos derivados	-	-	-	900.927
Total no corriente	-	-	1.539.861.682	900.927
Total	164.983	-	2.652.680.597	2.491.706

20.2 Instrumentos Derivados

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

La Sociedad clasifica sus coberturas en:

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

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, 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 2014				31 de diciembre de 2013			
	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:	-	16.166	14.637	582.788	-	6.692	1.215.744	892.361
Cobertura flujos de caja	-	16.166	14.637	582.788	-	6.692	1.215.744	892.361
Cobertura de tipo de cambio:	1.221.342	3.695.636	667.174	28.176.013	21.128.524	9.815	375.035	8.566
Cobertura de flujos de caja	1.221.342	3.695.636	667.174	28.176.013	21.128.524	9.815	375.035	8.566
Total	1.221.342	3.711.802	681.811	28.758.801	21.128.524	16.507	1.590.779	900.927

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

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

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
			31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	(581.259)	(2.101.413)	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(23.926.209)	20.754.738	Flujo de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre de los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.



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

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, 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 2014				31 de diciembre de 2013			
	Activo Corriente M\$	Pasivo Corriente M\$	Activo No Corriente M\$	Pasivo No Corriente M\$	Activo Corriente M\$	Pasivo Corriente M\$	Activo No Corriente M\$	Pasivo No Corriente M\$
Instrumentos derivados no cobertura	2.958.770	2.526.798	22.002	6.286.982	2.063.414	164.983	-	-

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 2014 y 2013, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

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

Derivados financieros	31 de diciembre de 2013							
	Valor razonable M\$	Valor nominal						
		Antes de 1 Año M\$	1 - 2 Años M\$	2 - 3 Años M\$	3 - 4 Años M\$	4 - 5 Años M\$	Posteriores M\$	Total M\$
Cobertura de tipo de interés:	(2.101.413)	110.136.027	6.659.398	6.659.398	9.766.945	-	-	133.221.768
Cobertura de flujos de caja	(2.101.413)	110.136.027	6.659.398	6.659.398	9.766.945	-	-	133.221.768
Cobertura de tipo de cambio:	20.754.738	229.800.552	1.041.243	-	-	-	-	230.841.795
Cobertura de flujos de caja	20.754.738	229.800.552	1.041.243	-	-	-	-	230.841.795
Derivados no designados contablemente de cobertura	1.898.431	128.427.671	-	-	-	-	-	128.427.671
Total	20.551.756	468.364.250	7.700.641	6.659.398	9.766.945	-	-	492.491.234

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.



20.3 Jerarquías del Valor Razonable

- a) Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de posición financiera se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en Notas 3.f.5.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable 31 de diciembre de 2014 y 2013:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	31-12-2014 M\$	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
		Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	4.933.144	-	4.933.144	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	2.980.772	-	2.980.772	-
Activos financieros disponibles para la venta largo plazo	331.550	331.550	-	-
Total	8.245.466	331.550	7.913.916	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	29.440.612	-	29.440.612	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	8.813.780	-	8.813.780	-
Total	38.254.392	-	38.254.392	-

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	31-12-2013 M\$	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
		Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	21.145.031	-	21.145.031	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	2.063.414	-	2.063.414	-
Activos financiero disponible para la venta largo plazo	6.468	6.468	-	-
Total	23.214.913	6.468	23.208.445	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	2.491.706	-	2.491.706	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	164.983	-	164.983	-
Total	2.656.689	-	2.656.689	-

- b) A continuación se detalla una conciliación entre los saldos de apertura y cierre, para aquellos instrumentos financieros cuya valorización a valor razonable califica como Nivel 3:

Préstamos que devengan interés de largo plazo	M\$
Saldo al 01 de enero de 2013	2.022.260
Ganancia imputada en resultado financiero	(2.022.260)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	-
Ganancia imputada en resultado financiero	-
Saldo al 31 de diciembre de 2014	-

El valor razonable del Nivel 3 ha sido determinado 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.



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

El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Acreedores comerciales	106.970.790	97.750.747	-	-
Otras cuentas por pagar	585.327.556	350.176.245	3.711.078	-
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	692.298.346	447.926.992	3.711.078	-

El detalle de los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Proveedores por compra de energía	71.502.579	74.733.982	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	35.468.211	23.016.765	-	-
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	30.076.590	33.175.985	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	283.735.659	188.337.203	-	-
Dividendos por pagar a participaciones no controladoras	182.128.890	73.127.481	-	-
Contrato Mitsubishi (LTSA)	34.214.611	24.837.227	-	-
Otras cuentas por pagar	55.171.806	30.698.349	3.711.078	-
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	692.298.346	447.926.992	3.711.078	-

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

El detalle de los pagos al día vencidos al 31 de diciembre de 2014 y 2013 se expone en anexo 7.

22. OTRAS PROVISIONES.

22.1 Provisiones

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Reclamaciones legales	23.866.779	9.025.839	388.126	738.840
Desmantelamiento, restauración (*)	-	-	28.388.046	20.267.967
Provisión proveedores y servicios	1.798.849	1.798.849	-	-
Provisión Medio Ambiente	6.689.829	12.139.002	77.383	-
Otras provisiones	5.996.531	7.377.470	-	-
Total	38.351.988	30.341.160	28.853.555	21.006.807

(*) Ver Nota 3.a.



b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Movimientos en Provisiones	Por Reclamaciones Legales M\$	Por Desmantelamiento, Restauración M\$	Otras Provisiones M\$	Total M\$
Saldo Inicial al 01 de enero de 2014	9.764.679	20.267.967	21.315.321	51.347.967
Movimientos en Provisiones				
Provisiones Adicionales	-	6.684.278	-	6.684.278
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	(164.004)	-	(528.008)	(692.012)
Provisión Utilizada	(2.361.954)	-	-	(2.361.954)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	1.205.276	62.493	1.267.769
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(110.904)	230.525	(2.071.722)	(1.952.101)
Otro Incremento (Decremento)	17.127.088	-	(4.215.492)	12.911.596
Total Movimientos en Provisiones	14.490.226	8.120.079	(6.752.729)	15.857.576
Saldo Final al 31 de diciembre de 2014	24.254.905	28.388.046	14.562.592	67.205.543

Movimientos en Provisiones	Por Reclamaciones Legales M\$	Por Desmantelamiento, Restauración M\$	Otras Provisiones M\$	Total M\$
Saldo Inicial al 01 de enero de 2013	5.576.884	19.176.517	18.921.906	43.675.307
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	5.455.657	-	9.297.563	14.753.220
Provisión Utilizada	(168.092)	-	(7.000.661)	(7.168.753)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	1.085.205	54.712	1.139.917
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(425.371)	6.245	99.135	(319.991)
Otro Incremento (Decremento)	(674.399)	-	(57.334)	(731.733)
Total Movimientos en Provisiones	4.187.795	1.091.450	2.393.415	7.672.660
Saldo Final al 31 de diciembre de 2013	9.764.679	20.267.967	21.315.321	51.347.967

23. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.

23.1 Aspectos generales

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

- Beneficios de prestación definida:

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

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

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

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

- Otros Beneficios:

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

Cesantías: Es una prestación social que se paga independientemente de que el empleado sea despedido o se retire. Este beneficio es de 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 Perú: Existe un convenio de otorgar a los trabajadores (“sujetos al convenio colectivo”) una gratificación extraordinaria por tiempo de servicios, en la oportunidad que el trabajador cumpla con acumular un período equivalente a cinco años de labor efectiva. Dicho beneficio se otorga de acuerdo a la siguiente escala:

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

- **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.

23.2 Aperturas, movimientos y presentación de estados financieros

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

	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Obligaciones post empleo	43.461.827	40.868.802
Total	43.461.827	40.868.802
Porción no corriente	43.461.827	40.868.802

- b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	39.672.411
Costo del servicio corriente	1.252.990
Costo por intereses	2.546.022
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	995.219
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	2.623.204
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(502.403)
Contribuciones pagadas	(5.471.428)
Transferencia de personal	(247.213)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	40.868.802
Costo del servicio corriente	1.306.750
Costo por intereses	3.043.960
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones	2.177.069
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por	2.503.001
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(1.864.029)
Contribuciones pagadas	(5.554.487)
Costos de servicios pasados	478.603
Transferencia de personal	(692.467)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	1.297.048
Transferencia a mantenidos para la venta	(102.423)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	43.461.827

Al 31 de diciembre de 2014, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 43,45% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (37,77% al 31 de diciembre de 2013), un 45,54% con compromisos de prestación definida otorgados por nuestra filial Emgesa, en Colombia (52,65% a 31 de diciembre de 2013), un 9,19% con compromisos de prestación definida otorgados por Grupo EASA, en Argentina (8,02% al 31 de diciembre de 2013) y un 1,82% con compromisos de prestación definida otorgados por Edegel en Perú (1,56% al 31 de diciembre 2013).



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

- c) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$	M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	1.306.750	1.252.990	1.158.442
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	3.043.960	2.546.022	2.675.565
Costo de servicio pasado	478.603	-	-
Total gasto reconocido en el estado de resultados	4.829.313	3.799.012	3.834.007
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	4.680.070	3.618.423	4.355.055
Total gasto reconocido en el estado de resultados integrales	9.509.383	7.417.435	8.189.062

23.3 Otras revelaciones

Hipótesis actuariales:

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

	Chile		Colombia		Argentina		Perú	
	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2014	31-12-2013
Tasas de descuento utilizadas	4,6%	5,4%	7,40%	7,25%	5,50%	5,50%	6,35%	6,80%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,0%	3,0%	4,00%	4,00%	0,00%	0,00%	3,00%	3,00%
Tablas de mortalidad	RV 2009	RV 2004	RV 2008	RV 2008	RV 2004	RV 2004	RV 2009	RV 2004

Sensibilización:

Al 31 de diciembre de 2014, 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\$ 3.064.996 (M\$ 2.961.820 al 31 de diciembre de 2013) en caso de un alza en la tasa, y un aumento de M\$ 3.616.170 (M\$ 3.508.902 al 31 de diciembre de 2013) en caso de una baja de la tasa.

Aportaciones Definidas

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida, se registran directamente en el rubro "gastos de personal" en el estado de resultados consolidados. Los montos registrados en Edegel por este concepto al 31 de diciembre de 2014 fue de M\$ 586.839 (M\$ 425.242 al 31 de diciembre de 2013).

Desembolso futuro

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el próximo año asciende a M\$ 6.690.715.

Duración de los compromisos

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para el Grupo Endesa corresponde a 13,93 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 5 y más años es como sigue:

Años	M\$
1	6.690.715
2	4.422.304
3	3.658.881
4	3.688.282
5	3.637.450
más de 5	22.563.282



24. PATRIMONIO TOTAL.

24.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

24.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones.

al 31 de diciembre de 2014 y 2013 el capital social de Endesa Chile, asciende a M\$ 1.331.714.085 y está representado por 8.201.754.580 acciones de valor nominal totalmente suscritas y pagadas que se encuentran admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores de Valparaíso, Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE) y Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (LATIBEX). Estas cifras no han sufrido ninguna variación durante el ejercicio 2014 y ejercicio 2013.

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

24.1.2 Dividendos.

La Junta General de Accionistas de Endesa Chile, celebrada el 15 de Abril de 2013, acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el dividendo provisorio N° 55), y un dividendo adicional, que ascendió a un total de \$21,57628. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N° 55 ya fue pagado con fecha 31 de enero de 2014, se procedió a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°56 ascendente a \$17,698562 con fecha 15 de mayo de 2014.

La Junta General de Accionistas de Endesa Chile, celebrada el 22 de Abril de 2014, aprobó como Política de Dividendos, que el directorio espera cumplir durante el ejercicio 2014, distribuir como dividendo definitivo un monto equivalente al 50% de las utilidades líquidas del ejercicio 2014. Además, tiene la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2014, de hasta un 15% de las utilidades líquidas al 30 de septiembre de 2014, según muestren los estados financieros a dicha fecha, a ser pagados en Enero de 2015.

El dividendo definitivo corresponderá al que defina la junta ordinaria de accionistas, la que se realizará durante el primer cuatrimestre del año 2015.

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

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

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
49	Provisorio	26-01-2011	6,42895	2010
50	Definitivo	11-05-2011	26,09798	2010
51	Provisorio	19-01-2012	5,08439	2011
52	Definitivo	17-05-2012	22,15820	2011
53	Provisorio	24-01-2013	3,04265	2012
54	Definitivo	09-05-2013	11,24302	2012
55	Provisorio	31-01-2014	3,87772	2013
56	Definitivo	15-05-2014	17,69856	2013

24.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión.

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 es el siguiente:

Diferencias de cambio por conversión acumuladas	31 de diciembre de 2014	31 de diciembre de 2013	31 de diciembre de 2012
	M\$	M\$	M\$
Emgesa	69.075.372	89.562.631	87.759.605
Generandes Perú	69.304.036	38.809.462	38.277.898
Gasatacama	19.881.460	11.075.533	(470.689)
Hidroeléctrica el Chocón	(53.592.631)	(46.868.871)	(34.547.702)
Endesa Argentina	(13.561.202)	(13.287.564)	(11.156.246)
Endesa Costanera	10.185.346	7.083.247	1.207.868
Endesa Brasil	(105.465.588)	(122.479.241)	(96.701.494)
GNL Quintero	(3.824.104)	(5.035.164)	(4.976.893)
Otros	(3.412.559)	(4.469.624)	(4.804.261)
TOTAL	(11.409.870)	(45.609.591)	(25.411.914)

24.3 Gestión del capital.

El objetivo de la compañía en materia de gestión de capital es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el acceso a los mercados financieros para el desarrollo de sus objetivos de mediano y largo plazo, optimizando el retorno a sus accionistas y manteniendo una sólida posición financiera.

24.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.

La compañía tiene algunas filiales que deben cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. La participación de la compañía en los activos netos restringidos al 31 de diciembre de 2014 de sus filiales Edegel y Chocón corresponden a M\$ 76.179.011 y M\$ 56.298.520, respectivamente.

24.5 Otras Reservas.

Al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, la naturaleza y destino de las Otras Reservas es el siguiente:

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

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

	Saldo al 1 de enero de 2012	Movimiento 2012	Saldo al 31 de diciembre de 2012
	M\$	M\$	M\$
Diferencias de cambio por conversión	93.661.622	(119.073.536)	(25.411.914)
Coberturas de flujo de caja	17.610.043	30.381.668	47.991.711
Remediación de activos financieros disponibles para la venta	3.283	346	3.629
Otras reservas varias	(727.247.133)	(1.192.168)	(728.439.301)
TOTAL	(615.972.185)	(89.883.690)	(705.855.875)



- **Reserva de diferencias de cambio por conversión:** Proviene fundamentalmente de las diferencias de cambio que se originan en:
 - La conversión de nuestras filiales que tienen moneda funcional distinta al peso chileno (ver Nota 2.6.3).
 - La valorización de las plusvalías surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al peso chileno (ver Nota 3.b).
- **Cobertura de flujo de caja:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (ver Nota 3.f.4).
- **Remediación de activos financieros disponibles para la venta:** Representan las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal de las Inversiones disponibles para la venta (ver Nota 3.f.1).
- **Otras reservas varias:**

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

- En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.

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

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

24.6 Participaciones no controladoras.

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

Compañías	% Particip. no controladoras	Participaciones no controladoras (%económico)				
		Patrimonio		Ganancias (Pérdidas)		
		31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Emgesa S.A. E.S.P.	73,13%	536.351.255	686.990.638	211.210.105	168.793.015	147.151.839
Generandes Perú	39,00%	116.762.865	105.507.715	22.882.930	17.074.639	13.075.545
Edegel S.A.A	16,40%	90.506.207	81.809.239	17.790.998	13.397.572	10.191.998
Chinango S.A.C.	20,00%	14.707.216	12.810.412	3.002.284	2.033.307	2.421.392
Endesa Costanera S.A.	24,32%	5.197.207	(6.822.454)	11.072.950	(7.538.477)	(14.333.072)
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	32,33%	26.841.549	26.167.780	3.538.006	3.557.468	4.654.590
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	7,35%	12.597.077	12.756.939	10.522.428	8.415.147	18.934.978
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (1)	3,79%	18.668.968	14.731.930	4.144.136	443.878	-
Endesa Eco S.A. (1)	-	-	-	-	819.958	-
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (1)	-	-	-	-	2.344.323	1.676.986
Empresa Eléctrica Pangué S.A. (1)	-	-	-	-	-	583.424
Otras	-	1.973.513	1.893.944	252.534	238.628	329.919
TOTAL		823.605.857	935.846.143	284.416.371	209.579.458	184.687.599

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



25. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.

El detalle de este rubro de las cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 es el siguiente:

Ingresos Ordinarios	Saldo al		
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Ventas de energía (1)	2.241.228.219	1.845.461.249	2.188.395.130
Generación	2.241.228.219	1.845.461.249	2.188.395.130
Clientes Regulados	926.896.789	817.439.456	608.695.003
Clientes no Regulados	933.144.208	761.751.818	1.104.083.366
Ventas de Mercado Spot	335.750.226	226.151.179	445.645.712
Otros Clientes	45.436.996	40.118.796	29.971.049
Otras ventas	11.539.550	25.273.582	30.346
Ventas de gas	5.198.158	25.261.022	-
Ventas de productos y servicios	6.341.392	12.560	30.346
Otras prestaciones de servicios	111.443.207	95.169.038	66.719.884
Peajes y transmisión	76.644.524	69.856.378	42.372.881
Arriendo equipos de medida	82.070	75.660	91.510
Servicios de ingeniería	3.427.597	5.054.266	3.800.188
Otras prestaciones	31.289.016	20.182.734	20.455.305
Total Ingresos ordinarios	2.364.210.976	1.965.903.869	2.255.145.360

Otros Ingresos de Explotación	Saldo al		
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Otros Ingresos (2)	82.323.337	61.528.111	65.239.964
Total Otros Ingresos de explotación	82.323.337	61.528.111	65.239.964

(1) Incluye M\$ 29.217.154 al 31 de diciembre 2012 derivados de los acuerdos de avenimiento, finiquito y determinación de venta de energía precio entre Endesa Chile y Compañía manufacturera de Papeles Cartones (CMPC).

(2) Incluye M\$ 39.282.571 al 31 de diciembre de 2014 (M\$ 33.846.438 al 31 de diciembre de 2013), provenientes de nuevos contratos de disponibilidad a partir de diciembre de 2012, de nuestra filial Central Costanera S.A. con CAMMESA.

26. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al		
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Compras de energía	(396.791.222)	(237.676.926)	(310.584.865)
Consumo de combustible	(406.234.484)	(307.849.013)	(732.310.177)
Gastos de transporte	(246.384.376)	(233.607.121)	(235.207.189)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(70.048.117)	(51.740.512)	(40.377.697)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(1.119.458.199)	(830.873.572)	(1.318.479.928)



27. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

La composición de esta partida al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 es la siguiente:

Gastos de personal	Saldo al		
	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$	M\$
Sueldos y salarios	(115.299.210)	(102.926.806)	(85.279.732)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(2.372.192)	(1.678.232)	(1.527.884)
Servicio seguridad social y otras cargas sociales	(16.985.150)	(18.619.863)	(15.430.170)
Otros gastos de personal	(248.283)	(224.857)	(218.446)
Total	(134.904.835)	(123.449.758)	(102.456.232)

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

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, es el siguiente:

	Saldo al		
	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$	M\$
Depreciaciones	(197.099.517)	(185.735.330)	(180.930.813)
Amortizaciones	(8.041.727)	(3.960.009)	(3.637.184)
Subtotal	(205.141.244)	(189.695.339)	(184.567.997)
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(14.519.312)	(6.458.953)	(11.117.362)
Total	(219.660.556)	(196.154.292)	(195.685.359)

(*) Pérdidas por deterioro	Saldo al		
	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$	M\$
Reversión (Pérdida) por deterioro activos financieros (ver Nota 8)	(748.748)	140.365	1.460.736
(Pérdida) por deterioro activo fijo (ver Nota 16.f.7)	(13.770.564)	(6.599.318)	(12.578.098)
Total	(14.519.312)	(6.458.953)	(11.117.362)

29. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al		
	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$	M\$
Servicios profesionales independientes y externalizados	(38.307.840)	(28.816.401)	(31.290.097)
Otros Suministros y Servicios	(23.780.017)	(17.239.304)	(15.298.444)
Primas de seguros	(24.696.966)	(19.417.837)	(16.311.933)
Tributos y tasas	(6.361.107)	(16.490.799)	(16.320.126)
Reparaciones y conservación	(14.209.243)	(13.504.679)	(12.020.436)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(607.435)	(602.805)	(718.600)
Arrendamientos y cánones	(4.464.950)	(2.581.257)	(2.519.810)
Gastos de medioambiente	(2.870.098)	(2.414.784)	(3.213.669)
Otros aprovisionamientos	(6.716.864)	(3.883.844)	(3.285.377)
Gastos de viajes	(2.650.960)	(2.168.389)	(2.492.354)
Indemnizaciones y multas	(1.695.148)	(5.977.302)	(640.344)
Total otros gastos por naturaleza	(126.360.628)	(113.097.401)	(104.111.190)



30. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).

El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al		
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Ganancia por remediación de la participación pre-existente en Gas Atacama (*)	21.546.320	-	-
Realización de la diferencia de cambio de la participación pre-existente de Gas Atacama (*)	21.006.456	-	-
Venta de líneas de transmisión Charrua	-	2.532.438	-
Otros	848.669	824.701	1.422.458
Total Otras ganancias (pérdidas)	43.401.445	3.357.139	1.422.458

(*) Ver Nota 5.e.

31. RESULTADO FINANCIERO.

El detalle del ingreso y gasto financiero al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, es el siguiente:

Ingresos Financieros	Saldo al		
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Efectivo y otros medios equivalentes	13.895.339	12.174.247	11.981.690
Otros ingresos financieros (1)	81.658.291	6.118.096	2.648.272
Total Ingresos Financieros	95.553.630	18.292.343	14.629.962

Costos Financieros	Saldo al		
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Costos Financieros	(136.828.592)	(142.666.776)	(148.468.667)
Préstamos bancarios	(17.228.923)	(18.750.691)	(22.568.037)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(126.776.309)	(103.384.143)	(105.411.446)
Valoración derivados financieros	(3.073.183)	(4.854.066)	(4.877.219)
Gastos por obligaciones por beneficios post empleo	(3.043.960)	(2.546.022)	(2.660.042)
Gastos financieros activados	41.829.814	24.518.935	23.915.042
Otros (1)	(28.536.031)	(37.650.789)	(36.866.965)
Resultado por Unidades de Reajuste (*)	13.926.117	1.001.573	(1.066.291)
Diferencias de Cambio (**)	(41.433.028)	(13.756.657)	(12.090.438)
Positivas	44.422.575	39.657.325	15.770.201
Negativas	(85.855.603)	(53.413.982)	(27.860.639)
Total Costos Financieros	(164.335.503)	(155.421.860)	(161.625.396)
Total Resultado Financieros	(68.781.873)	(137.129.517)	(146.995.434)

(1) Al 31 de diciembre de 2014 en nuestra filial Endesa 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.



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

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	Saldo al		
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Otros activos financieros (Instrumentos Derivados)	23.320.934	4.758.858	5.550.723
Otros activos no financieros	105.212	9.064	-
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-	33.883	7.754
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	8.189.573	2.640.499	2.383.296
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Intrumentos Derivados)	(17.623.602)	(6.428.167)	(8.931.305)
Otras provisiones	(66.000)	(12.564)	(74.945)
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	(1.814)
Total Resultado por Unidades de Reajuste	13.926.117	1.001.573	(1.066.291)

Diferencias de Cambio (**)	Saldo al		
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	2.580.233	2.429.118	(1.401.939)
Otros activos financieros (Instrumentos Derivados)	(6.776.673)	27.279.969	6.276.291
Otros activos no financieros	613.461	37.636	53.373
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	(8.582.298)	(3.518.849)	(420.094)
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	(1.077.140)	(3.678)	27
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Intrumentos Derivados)	(35.321.179)	(34.837.976)	(14.401.345)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	9.880.604	(2.105.672)	(779.903)
Otros pasivos no financieros	(2.750.036)	(3.037.205)	(1.416.848)
Total Diferencias de Cambio	(41.433.028)	(13.756.657)	(12.090.438)

32. IMPUESTO A LAS GANANCIAS.

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al “resultado antes de impuestos” y el gasto registrado por el citado impuesto en el estado de resultados consolidados correspondiente al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de ejercicios anteriores	Saldo al		
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(266.015.574)	(208.014.297)	(170.866.785)
Beneficio Fiscal que Surge de Activos por Impuestos No Reconocidos Previamente Usados para Reducir el Gasto por Impuesto Corriente (Créditos y/o beneficios al impuesto corriente)	13.376.346	1.698.566	-
Ajustes al Impuesto Corriente del ejercicio Anterior	(4.013.469)	(549.020)	(1.181.146)
Gasto / (ingreso) por impuestos corriente relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	(5.050.864)	-	-
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	(2.485.986)	(641.266)	(409.333)
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	(264.189.547)	(207.506.017)	(172.457.264)
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	5.363.310	2.588.119	5.410.705
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos (*)	20.673.728	10.451	(15.786.397)
Total (Gasto) / ingreso por impuestos diferidos	26.037.038	2.598.570	(10.375.692)
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(238.152.509)	(204.907.447)	(182.832.956)

(*) Ver Nota 17.d y e.

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

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	TASA %	31-12-2014 M\$	TASA %	31-12-2013 M\$	TASA %	31-12-2012 M\$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		857.125.256		768.413.684		601.855.819
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(21,00%)	(179.996.303)	(20,00%)	(153.682.737)	(20,00%)	(120.371.164)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(9,04%)	(77.448.621)	(7,61%)	(58.441.486)	(7,44%)	(44.774.217)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	12,01%	102.949.047	8,59%	66.004.129	6,56%	39.485.711
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(10,11%)	(86.673.407)	(6,31%)	(48.467.799)	(10,06%)	(60.560.721)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas (*)	2,41%	20.673.728	0,00%	10.451	(2,05%)	(15.786.397)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	(0,47%)	(4.013.469)	(0,07%)	(549.020)	(0,20%)	(1.181.146)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	(1,59%)	(13.643.484)	(1,27%)	(9.780.985)	3,38%	20.354.978
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	(6,79%)	(58.156.206)	(6,67%)	(51.224.710)	(9,81%)	(62.461.792)
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(27,79%)	(238.152.509)	(26,67%)	(204.907.447)	(29,81%)	(182.832.956)

(*) Ver Nota 17.c.

33. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.

33.1 Criterios de segmentación.

En el desarrollo de su actividad la organización de Endesa Chile se articula sobre la base del enfoque prioritario a su negocio básico, constituido por la generación de energía eléctrica.

Además la información por segmentos se ha estructurado siguiendo la distribución geográfica por país:

- Chile
- Argentina
- Perú
- Colombia

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



A continuación se presenta la información por segmentos.

33.2 Distribución por país

País	Chile		Argentina		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
ACTIVOS												
ACTIVOS CORRIENTES	595.891.466	512.434.448	56.079.003	46.128.070	329.704.908	321.118.496	121.446.537	104.859.261	(65.054.356)	(19.108.619)	1.038.057.558	965.431.656
Efectivo y equivalentes al efectivo	50.627.591	56.819.763	13.044.779	6.729.682	224.564.345	227.781.003	48.392.088	32.476.931	-	-	336.628.803	323.807.379
Otros activos financieros corrientes	4.389.709	23.956.079	-	-	20.460.311	59.042	-	121.357	-	-	24.850.020	24.136.478
Otros activos no financieros, corriente	10.766.654	2.132.598	1.436.607	2.760.874	9.272.519	7.825.842	19.564.358	24.546.032	-	-	41.040.138	37.265.346
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	317.283.266	205.148.723	31.777.379	25.025.243	53.822.823	56.083.836	30.523.540	22.584.515	-	32.682	433.407.008	308.874.999
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	113.257.285	116.669.764	7.651.647	8.699.310	8.699.310	7.818.044	13.527.398	7.413.257	(55.049.303)	(19.141.301)	81.090.930	131.909.802
Inventarios corrientes	36.871.184	14.662.964	2.121.378	2.907.560	12.342.664	15.841.374	14.435.895	12.743.147	-	-	65.771.121	46.155.045
Activos por impuestos corrientes, corriente	44.701.761	93.044.557	47.213	5.401	1.424.202	1	1.117.399	232.648	-	-	47.290.575	93.282.607
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	17.984.016	-	-	-	-	-	-	-	(10.005.053)	-	7.978.963	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	4.509.737.796	4.020.157.839	297.803.640	252.145.379	1.787.224.364	1.712.544.281	816.077.566	773.401.183	(1.211.229.025)	(961.555.502)	6.199.614.341	5.796.693.180
Otros activos financieros no corrientes	6.719.853	2.759.880	29.855	33.548	1.170.931	1.260.169	16.167	6.692	-	-	7.936.806	4.060.289
Otros activos no financieros no corrientes	42.847	41.505	1.255.693	12.151	1.075.811	-	-	-	-	1.342	2.374.351	54.998
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	139.038.803	128.087.762	2.177.709	3.509.648	-	-	-	-	141.216.512	131.597.410
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.852.154.230	1.739.823.985	2.732.534	3.246.688	-	-	48.358.845	49.066.778	(1.322.024.225)	(1.031.456.118)	581.221.384	760.681.333
Activos intangibles distintos de la plusvalía	18.851.912	21.502.573	-	-	-	-	22.960.563	9.794.606	-	-	52.451.833	56.048.545
Plusvalía	-	-	1.401.472	1.574.810	4.886.065	5.213.756	8.527.161	8.287.322	110.795.200	85.020.310	125.609.898	100.096.198
Propiedades, planta y equipo	2.621.113.892	2.249.977.196	153.233.644	117.875.481	1.707.545.357	1.618.190.483	748.536.035	706.245.785	-	-	5.230.428.848	4.692.288.945
Activos por impuestos diferidos	10.855.062	6.052.700	111.719	1.314.939	47.407.928	59.618.859	-	-	-	(15.121.036)	58.374.709	51.865.462
TOTAL ACTIVOS	5.105.619.262	4.532.592.287	353.882.643	298.273.449	2.116.929.272	2.033.662.777	937.524.103	878.260.444	(1.276.283.381)	(960.664.121)	7.237.671.899	6.762.124.836
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS												
PASIVOS CORRIENTES	661.682.705	660.163.628	140.463.117	183.233.754	500.427.460	229.570.429	95.676.184	110.158.339	(5.511.873)	55.265.285	1.392.737.593	1.238.391.435
Otros pasivos financieros corrientes	146.364.103	127.262.132	29.204.543	129.629.312	90.868.809	65.753.442	24.321.508	31.088.635	-	-	290.758.963	353.733.521
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	330.234.622	228.142.783	80.964.391	36.147.697	194.459.886	88.750.766	57.377.029	65.121.310	29.262.418	29.764.436	692.298.346	447.926.992
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	120.867.395	244.708.240	13.946.683	13.530.857	131.257.351	28.331.191	6.228.108	843.027	(34.774.291)	25.500.849	237.525.246	312.914.164
Otras provisiones corrientes	10.932.577	13.419.112	666.299	1.301.192	24.071.622	12.139.002	2.681.490	3.481.854	-	-	38.351.988	30.341.160
Pasivos por impuestos corrientes	31.480.257	31.752.582	6.819.509	1.126.669	55.331.792	32.330.315	760.776	6.173.800	-	-	94.392.334	71.383.366
Otros pasivos no financieros corrientes	16.313.502	14.878.779	8.861.692	1.498.027	4.438.000	2.265.713	4.307.273	3.449.713	-	-	33.920.467	22.092.232
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5.490.249	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.490.249	-
PASIVOS NO CORRIENTES	1.060.892.736	775.944.560	101.749.459	54.121.669	883.041.285	864.631.943	275.049.420	256.342.275	315.065	(15.121.036)	2.321.407.965	1.935.919.411
Otros pasivos financieros no corrientes	778.135.168	579.403.606	44.052.205	12.954.207	862.784.448	828.381.968	140.731.046	120.022.828	-	-	1.825.702.867	1.540.762.609
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	3.711.078	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.711.078	-
Otras provisiones no corrientes	25.161.118	17.426.844	-	-	465.509	738.840	3.226.928	2.841.123	-	-	21.068.807	-
Pasivo por impuestos diferidos	232.045.127	159.958.130	27.977.026	14.019.574	-	13.991.943	130.297.810	132.840.909	-	(15.121.036)	390.319.963	305.689.520
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	18.882.216	15.435.886	3.994.647	3.276.309	19.791.328	21.519.192	793.636	637.415	-	-	43.461.827	40.868.802
Otros pasivos no financieros no corrientes	2.958.029	3.720.094	25.725.581	23.871.579	-	-	-	-	315.065	-	28.998.675	27.591.673
PATRIMONIO NETO	3.383.043.821	3.096.484.099	111.670.067	60.918.026	733.460.527	939.460.405	566.798.499	511.759.830	(1.271.086.573)	(1.020.808.370)	3.523.886.341	3.587.813.990
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.383.043.821	3.096.484.099	111.670.067	60.918.026	733.460.527	939.460.405	566.798.499	511.759.830	(1.271.086.573)	(1.020.808.370)	2.700.280.484	2.651.967.847
Capital emitido	2.085.370.999	1.882.832.128	50.147.052	56.349.375	167.029.702	165.215.801	201.338.557	186.325.266	(1.172.172.225)	(959.008.485)	1.331.714.085	1.331.714.085
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.405.870.674	1.445.149.625	14.567.871	(15.857.261)	110.289.985	543.834.488	130.039.328	103.653.663	349.976.415	(168.568.660)	2.010.744.273	1.908.211.855
Primas de emisión	206.008.557	206.008.557	-	-	-	-	-	-	-	-	206.008.557	206.008.557
Otras reservas	(314.206.409)	(437.506.211)	46.955.144	20.425.912	456.140.840	230.410.116	235.420.614	221.780.901	(448.890.763)	106.768.775	(848.186.431)	(793.966.500)
PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	823.605.857	935.846.143
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	5.105.619.262	4.532.592.287	353.882.643	298.273.449	2.116.929.272	2.033.662.777	937.524.103	878.260.444	(1.276.283.381)	(960.664.121)	7.237.671.899	6.762.124.836



A continuación se presenta la información por segmentos.

Pais	Chile						Argentina						Colombia						Perú						Eliminaciones						Totales					
	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2012			
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES																																				
INGRESOS																																				
Ingresos de actividades ordinarias	1.236.135.812	973.139.394	1.114.619.933	1.052.653.323	131.443.285	344.177.955	753.373.023	639.503.536	580.125.143	353.794.700	283.806.401	282.124.274	(2.034.545)	(460.636)	(661.981)	2.446.534.313	2.027.431.980	2.320.385.324	2.255.145.360																	
Ingresos de ventas ordinarias	1.214.957.723	971.373.808	1.054.379.612	62.653.768	97.596.846	341.123.404	744.252.510	634.847.624	579.490.649	344.381.520	262.546.227	280.813.676	(2.034.545)	(460.636)	(661.981)	2.364.210.976	1.965.903.869	2.255.145.360	2.255.145.360																	
Ventas de servicios	1.155.805.379	860.581.278	995.304.341	51.748.523	95.315.523	341.123.404	743.649.327	634.181.459	578.373.437	290.204.990	255.382.999	273.293.947	-	-	-	2.241.228.219	1.845.461.249	2.188.395.129	2.188.395.129																	
Otras ventas	11.062.697	25.273.582	30.347	-	-	-	476.853	-	-	-	-	-	-	-	-	11.539.550	25.273.582	30.347	30.347																	
Otras prestaciones de servicios	48.089.947	85.518.949	60.044.324	10.905.245	2.281.333	-	126.330	666.165	817.212	54.356.530	7.163.238	7.519.729	(2.034.545)	(460.636)	(661.981)	111.443.207	95.169.038	66.719.884	66.719.884																	
Otros ingresos	21.178.089	1.765.586	60.240.321	42.611.555	33.846.439	3.054.551	9.120.513	4.655.912	634.494	9.413.180	21.260.174	-	-	-	-	82.333.337	61.528.111	65.239.964	65.239.964																	
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS																																				
Compras de energía	(750.216.871)	(489.895.833)	(754.085.195)	(15.204.196)	(36.478.648)	(263.316.017)	(220.302.722)	(204.419.042)	(171.963.486)	(133.734.610)	(95.079.949)	(111.084.830)	-	-	-	(1.119.458.199)	(630.873.572)	(1.318.478.928)	(1.318.478.928)																	
Consumo de combustible	(305.478.173)	(211.612.174)	(385.360.528)	(1.531.860)	(9.173.816)	(255.215.278)	(33.015.871)	(34.870.502)	(36.215.949)	(66.207.580)	(52.102.521)	(55.518.422)	-	-	-	(406.234.484)	(307.849.013)	(732.310.177)	(732.310.177)																	
Gastos de transporte	(142.831.143)	(149.447.929)	(153.277.779)	(2.765.795)	(4.541.378)	(4.899.429)	(68.739.282)	(59.719.073)	(57.311.261)	(32.048.156)	(19.898.741)	(19.718.720)	-	-	-	(246.384.378)	(233.607.121)	(235.207.189)	(235.207.189)																	
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(13.463.669)	(9.416.735)	3.962.414	(8.111.005)	(7.075.478)	(8.715.540)	(38.253.537)	(22.133.557)	(28.232.074)	(12.219.906)	(13.114.742)	(7.302.498)	-	-	-	(70.048.117)	(51.740.512)	(40.377.698)	(40.377.698)																	
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN																																				
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	16.496.173	10.625.755	8.472.680	4.717.343	2.994.025	-	5.763.278	5.001.430	4.133.468	550.306	360.712	157.020	1.673.388	-	-	29.770.488	18.981.922	12.763.198	12.763.198																	
Gastos por beneficios a los empleados	(65.259.852)	(63.696.383)	(51.668.845)	(35.160.437)	(28.253.598)	(22.122.227)	(20.155.909)	(18.284.458)	(15.935.879)	(14.320.637)	(13.215.319)	(12.729.281)	-	-	-	(134.904.835)	(123.440.758)	(102.456.232)	(102.456.232)																	
Otros gastos, por naturaleza	(66.685.460)	(60.870.533)	(60.644.597)	(13.992.507)	(13.905.970)	(14.573.635)	(24.525.494)	(20.227.858)	(21.114.679)	(21.518.324)	(18.553.676)	(18.620.260)	361.157	460.636	661.981	(126.360.628)	(113.097.401)	(104.111.190)	(104.111.190)																	
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN																																				
Gasto por depreciación y amortización	(101.304.909)	(92.641.004)	(84.531.488)	(17.588.648)	(20.870.696)	(22.693.512)	(43.831.768)	(37.656.687)	(38.448.802)	(42.416.099)	(38.526.952)	(38.894.195)	-	-	-	(205.141.234)	(189.695.339)	(184.567.997)	(184.567.997)																	
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(12.461.456)	64.138	(11.027.857)	(81.595)	-	-	(787.644)	76.227	(44.846)	(1.188.617)	(6.599.318)	(44.659)	-	-	-	(14.519.312)	(6.458.953)	(11.117.362)	(11.117.362)																	
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN																																				
RESULTADO FINANCIERO																																				
Ingresos financieros	(81.629.608)	(62.908.296)	(63.481.231)	49.186.699	(36.683.640)	(27.319.008)	(34.612.887)	(26.968.562)	(38.994.215)	(7.267.238)	(8.116.368)	(16.900.095)	5.541.161	(2.452.651)	(300.885)	(68.781.873)	(137.129.517)	(146.995.434)	(146.995.434)																	
Costos financieros	2.029.191	3.544.993	5.440.056	81.828.144	2.824.892	2.981.596	11.360.916	5.192.631	11.243.116	5.932.631	535.379	1.235.495	(230.170)	(219.816)	(219.816)	95.553.630	95.553.630	146.629.962	146.629.962																	
Resultados por Unidades de Reajuste	(73.879.175)	(77.522.891)	(66.781.258)	(11.071.561)	(18.723.405)	(19.897.247)	(44.883.364)	(38.653.807)	(43.919.634)	(6.994.942)	(7.996.843)	(18.090.344)	-	-	-	230.170	219.816	(146.629.962)	(146.629.962)																	
Diferencias de cambio	(23.705.741)	10.068.029	(1.073.738)	(21.368.884)	(20.785.127)	(10.403.357)	(1.090.439)	442.129	(267.212)	(808.125)	(1.029.037)	(45.246)	5.541.161	(2.452.651)	(300.885)	(41.433.028)	(13.756.657)	(12.090.438)	(12.090.438)																	
Positivos	30.901.975	26.215.267	7.585.430	13.670.821	15.593.040	8.137.994	1.172.568	740.030	407.595	904	618	3.196	(1.323.693)	(2.891.630)	(364.014)	44.222.575	39.657.325	15.770.201	15.770.201																	
Negativos	(54.607.716)	(16.147.238)	(8.659.188)	(35.040.705)	(36.378.167)	(18.541.351)	(2.263.007)	(297.901)	(674.807)	(809.029)	(1.029.655)	(48.442)	6.864.854	438.979	63.129	(85.855.603)	(53.413.982)	(27.860.639)	(27.860.639)																	
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	906.599	109.165.914	123.917.501	(153.554)	144.312	(24.718)	-	-	-	6.432.056	10.036.957	11.120.211	-	-	-	7.185.101	119.347.183	135.012.994	135.012.994																	
Otras ganancias (pérdidas)	42.651.567	2.513.924	92.012	622.942	725.672	581.061	74.183	310.238	187.055	52.753	(192.695)	562.330	-	-	-	43.401.445	3.357.139	1.422.458	1.422.458																	
Resultado de Otras Inversiones	42.651.567	67.385	78.184	668.100	725.672	579.029	-	-	-	-	-	-	-	-	-	43.319.667	793.057	657.213	657.213																	
Resultados en Ventas de Activos	-	2.446.539	13.828	(45.158)	-	2.032	74.183	310.238	187.055	52.753	(192.695)	562.330	-	-	-	81.778	2.564.082	765.245	765.245																	
GANANCIA (PÉRDIDA), antes de impuestos																																				
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(61.858.485)	(58.646.152)	(46.417.808)	(21.104.876)	(9.988.962)	(7.526.935)	(126.163.972)	(106.510.265)	(97.813.166)	(29.025.176)	(30.762.068)	(31.275.247)	-	-	-	(238.152.509)	(204.907.447)	(182.832.956)	(182.832.956)																	
GANANCIA (PÉRDIDA) procedente de operaciones continuadas																																				
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	156.744.710	261.850.824	185.505.005	56.506.674	(9.874.220)	(31.817.036)	288.830.088	230.824.559	201.230.611	111.350.114	83.157.725	64.405.168	5.541.161	(2.452.651)	(300.885)	618.972.747	563.506.237	419.022.863	419.022.863																	
GANANCIA (PÉRDIDA)																																				
Ganancia (Pérdida) Atribuibiles a	156.744.710	261.850.824	185.505.005	56.506.674	(9.874.220)	(31.817.036)	288.830.088	230.824.559	201.230.611	111.350.114	83.157.725	64.405.168	5.541.161	(2.452.651)	(300.885)	618.972.747	563.506.237	419.022.863	419.022.863																	
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora																334.556.376	353.926.779	234.335.264	234.335.264																	
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras																284.416.371	209.579.458	184.687.599	184.687.599																	

Pais	Chile						Argentina						Colombia						Perú						Eliminaciones						Totales					
	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2012	31-																										



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

34.1 Garantías directas

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos			Saldo pendiente al			Liberación de garantías					
	Nombre	Relación		Tipo	Moneda	Valor Contable	Moneda	31-12-2014	31-12-2013	2015	Activos	2016	Activos	2017	Activos
Mitsubishi	Endesa Costanera S.A.	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	16.050.998	M\$	73.177.119	73.830.430	-	-	-	-	-	-
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera S.A.	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	5.901.285	M\$	3.033.750	3.147.660	-	-	-	-	-	-
Banco de la Nación Argentina	Endesa Costanera S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes. de CAMMESA	M\$	-	M\$	-	521.832	-	-	-	-	-	-
Citibank N.A.	Endesa Chile	Acreedor	Prenda	Deposito en Cta. Cte.	M\$	788.775	M\$	702.470	796.448	-	-	-	-	-	-
Banco Santander (Agente de garantía)	G.N.L. Quintero	Asociada	Prenda	Acciones	M\$	-	M\$	-	102.302.517	-	-	-	-	-	-

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos ascendía a M\$ 21.952.283 y M\$ 35.100.296, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2014 Endesa Chile tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 714.390.637 (M\$ 657.570.340 al 31 de diciembre de 2013).

34.2 Garantías Indirectas

Acreedor de la Garantía	Deudor		Activos Comprometidos			Saldo pendiente al			Liberación de garantías				
	Nombre	Relación	Tipo de Garantía	Tipo Moneda	Valor Contable	Moneda	31-12-2014	31-12-2013	2015	Activos	2016	Activos	2017
Bonos y Créditos Bancarios	Chinango SAC.	Filial	Aval	M\$	-	M\$	-	4.692.397	-	-	-	-	-



34.3 Litigios y arbitrajes

A la fecha de presentación de estos estados financieros consolidados, los principales litigios o arbitrajes en los que son partes las sociedades del Grupo son los siguientes:

a) Juicios pendientes Endesa Chile y Filiales:

1. En el año 2005 se interpusieron tres demandas en contra de Endesa Chile, el Fisco y la Dirección General de Aguas (DGA), las cuales actualmente se substancian en un solo procedimiento judicial, solicitándose en ellas se declare la nulidad de derecho público de la Resolución de la DGA N° 134, que constituye en favor de Endesa Chile un derecho de aprovechamiento de aguas no consuntivo para llevar a cabo el proyecto de la central hidroeléctrica Neltume, ello, con indemnización de perjuicios. En subsidio, se demanda la indemnización de daños y perjuicios supuestamente causados a los demandantes por la pérdida de su calidad de propietarios riberaños del lago Pirehueico 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 aún se encuentran pendientes de vista.
2. Durante el año 2010 se iniciaron 3 procesos judiciales indemnizatorios en contra de Endesa Chile, promovidos por supuestos afectados por la crecida del río Bío Bío, en la VIII Región de Chile, en que se reprocha a la compañía perjuicios atribuibles a la mala operación de la central hidroeléctrica Ralco, durante dicha inundación. Estos tres juicios fueron acumulados, encontrándose actualmente dictada sentencia de primera instancia que niega lugar a la demanda en todas sus partes, sentencia que fue apelada, y respecto de aquel recurso, a la fecha no se ha producido su vista. La obligación de acreditar la relación de causalidad entre la operación de la central hidroeléctrica Ralco, durante las inundaciones, y el daño que ellos aducen haber experimentado como consecuencia de la supuesta mala operación de la Central recaía en los demandantes. Respecto al estado procesal, con fecha 27 de marzo de 2012, se dictó sentencia de primera instancia que rechaza la demanda en todas sus partes. La demandante, interpuso recurso de apelación, respecto del cual, con fecha 12 de marzo de 2013 la Corte de Apelaciones ordenó el trámite de complementar la sentencia, pues hubo excepciones y defensas que no se resolvieron en el fallo de 1ra. instancia. Con fecha 2 de mayo de 2013, el tribunal de primera instancia dictó la sentencia complementaria, referida a excepciones y defensas que no fueron resueltas en el fallo primitivo. Posteriormente, con fecha 14 de julio de 2014, la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Concepción rechazó el recurso de apelación interpuesto por la demandante, y confirmo con ello la sentencia de primera instancia denegando la demanda. En su contra, la parte demandante interpuso recurso de casación en el fondo para ante la Corte Suprema, recurso que a la fecha se encuentra pendiente de resolución.

La cuantía de estos tres procesos que actualmente están vigentes en contra de Endesa Chile asciende a la suma de M\$ 14.610.043. Cabe señalar que la totalidad del monto demandado está cubierto por una póliza de seguro.

3. En los meses de julio y septiembre de 2010, Ingeniería y Construcción Madrid S.A. y Transportes Silva y Silva Limitada respectivamente, en forma separada, demandaron a Endesa Chile y a la Dirección General de Aguas (DGA), la nulidad de la resolución administrativa DGA. 134 que otorgó el derecho de aprovechamiento de aguas a Endesa Chile para la central hidroeléctrica Neltume. Asimismo, Ingeniería y Construcción Madrid S.A. y Transportes Silva y Silva Limitada respectivamente interpusieron cada una acciones en contra de la resolución administrativa DGA. 732 que autorizó el traslado del punto de captación de dichos derechos, aduciendo vicios de nulidad de derecho público. En el fondo, la pretensión de los demandantes es la obtención de un pago por su derecho de aguas ubicado en el área de influencia de las obras hidráulicas de la futura Central Neltume. Endesa Chile ha rechazado estas pretensiones, sosteniendo que las demandantes estarían haciendo un ejercicio abusivo de una acción judicial, para impedir la construcción de la Central con el objeto de obtener el pago de una compensación económica. En cuanto al estado procesal de estos juicios, cabe señalar que el juicio de Ingeniería y Construcción Madrid S.A (Rol 7036-2010) se encuentra vencido el término probatorio, y citadas las partes a oír sentencia. En el otro juicio, (Rol 6705-2010), que solicita la nulidad de la resolución DGA 732, con fecha 12 de marzo de 2012, se dictó sentencia que declaró abandonado el procedimiento. Posteriormente, con fecha 27 de junio de 2012, Ingeniería y Construcción Madrid, volvió a presentar una demanda similar ante otro Tribunal (Rol C-15156-2012),



proceso en el cual se encuentra terminado el período de discusión y el período ordinario de prueba, existiendo únicamente diligencias periciales pendientes. El día 26 de noviembre de 2014 el Tribunal, a falta de acuerdo entre las partes designó perito, quien a la fecha no ha aceptado tal designación.

Con respecto a la causa Rol N°16025-2012 en el cual se impugna la Resolución DGA 134, se declaró abandonado el procedimiento. En el otro juicio Rol N°17916-2010, igualmente se solicitó el abandono del procedimiento, sin embargo, esta solicitud fue denegada. En contra de dicha resolución, se interpuso recurso de apelación, recurso que fue acogido con fecha 10/05/2013, declarando abandonado el procedimiento. Resolución que ha quedado firme y ejecutoriada. Cuantía indeterminada.

4. Con fecha 24 de mayo de 2011, Endesa Chile fue notificada de una demanda de nulidad de derecho público, deducida por 19 propietarios riberanos del lago Pirihueico, en contra de la Resolución 732 DGA, que autorizó el traslado de la captación de derechos de aguas de la Central Neltume, desde el desagüe del lago Pirihueico a 900 metros aguas abajo en el río Fui. Solicitan que se anote la sentencia de nulidad al margen de la escritura pública a que se redujo la resolución DGA 732, que aprobó el traslado de la captación; que se ordene cancelar la inscripción de dicha escritura en el registro de aguas, para el caso que se hubiere practicado; y que se condene al Fisco de Chile; a la DGA y a Endesa Chile al pago de los perjuicios que se hubieren causado a los demandantes como consecuencia de la resolución impugnada, pidiendo se reserve el derecho para pedir la especie y monto de los perjuicios en un proceso judicial posterior. La demanda no tiene cuantía, pues han pedido que se determine en otro juicio, una vez declarada la nulidad de la resolución administrativa. A la fecha, se encuentra terminado el período 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.

Posteriormente se realizaron peritajes hidráulicos y de tasación. También se notificó la resolución de la I. Corte de Apelaciones de Santiago que incorporó punto de prueba, rindiéndose prueba documental por parte de Endesa consistente en: (i) Informe en derecho elaborado por don Cristián Maturana Miquel, (ii) Informe en derecho elaborado por don Luis Simón Figueroa, (iii) Informe de ingeniería elaborado por don Guillermo Cabrera, (iv) actualización de informe de transacción de predios de la zona elaborado por don Armando Illanes; Finalmente se acompañaron otros documentos relativos al EIA y se rindió prueba testimonial tanto por parte de Endesa como de los demandantes. A la fecha se encuentra finalizado el término probatorio ordinario y especial.

5. Con fecha 24 de octubre de 2012, Endesa Chile demandó a Minera Lumina Copper Chile (MLCC) ante un tribunal arbitral para que éste declare la terminación del contrato de compraventa de potencia y energía eléctrica celebrado entre Endesa y MLCC, con fecha 22 de junio de 2010, fundado en el hecho de que el cumplimiento de la obligación de suministro y venta de potencia y energía eléctrica en favor de MLCC ha pasado a imponer a Endesa un grado de cumplimiento muy oneroso rompiendo con ello el equilibrio de las prestaciones económicas de ambas partes. En subsidio, se solicita al Tribunal Arbitral, revisar y/o ajustar la prestación de MLCC y, en subsidio de esto último, se solicita se declare la obligación de MLCC de pagar por la energía y potencia eléctrica suministrada por Endesa al costo que esta última deba asumir por servir el contrato. Por último, se solicita que se condene a la demandada al pago de todos los perjuicios que Endesa experimente con ocasión de la ejecución del contrato. El juicio arbitral se sustancia ante el Juez Árbitro Arturo Yrarrázabal. En cuanto al estado procesal, el día 13 de agosto se recibió la causa a prueba. Las partes suspendieron de común acuerdo el procedimiento desde el día 23 de agosto hasta el 27 de septiembre, ambos inclusive. El término probatorio venció el día 29 de Noviembre de 2013.

Con fecha 4 de Junio de 2014 fueron presentadas las observaciones a la prueba. El árbitro citó a las partes a oír sentencia con fecha 9 de junio de 2014. En el mes de octubre de 2014 las partes alcanzaron un avenimiento que puso fin a la contingencia.

Terminada.

6. El procedimiento arbitral que se ventila ante la Cámara Internacional de Comercio (ICC), en adelante la Cámara, se enmarca en el Contrato Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina de suministro, llave en mano, de una planta de generación térmica a carbón, ubicada en Coronel, Octava Región de Chile, suscrito en julio de 2007 entre Endesa Chile y el Consorcio formado por: Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile Compañía Limitada, Tecnimont SpA, Tecnimont do Brasil Construcao e Administracao de Projetos Ltda., Slovenske Energeticke Strojarne a.s. (SES) e Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada.

Derivado de los graves incumplimientos del Consorcio, al no terminar las obras conforme a los términos y condiciones pactadas y dentro del plazo estipulado en el Contrato y sus documentos complementarios, con fecha 16 de octubre de 2012 Endesa Chile procedió, con estricto cumplimiento a las condiciones que autoriza el Contrato para tal efecto, a cobrar las boletas de garantía y, en particular, las emitidas por Banco Santander Chile por USD 93.992.554, equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 57.029.982 y Credit Agricole por USD 18.940.295.,



equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$11.492.024 Hasta esta fecha Endesa Chile solo ha podido cobrar las boletas emitidas por el Banco Santander Chile. Seguidamente al cobro de las aludidas boletas, Endesa Chile interpuso ante la Cámara (Rol 19015/CA) una solicitud de arbitraje para obtener el cumplimiento forzado al Contrato más indemnización de perjuicios y, en subsidio, la terminación del mismo también con indemnización de perjuicios. En ambos casos, Endesa Chile se reservó el derecho a litigar sobre el monto y cuantía de los perjuicios en una etapa posterior. Endesa Chile fundó su demanda en los graves incumplimientos incurridos por el Consorcio, entre los que se encuentran: el incumplimiento grave de la fecha contractual del término de las obras, la falta de pago a subcontratistas y proveedores, lo que ha obligado a Endesa Chile a tener que asumir parte de sus compromisos, todo ello con el fin de evitar una situación de paralización total de la obra; incumplimiento grave del cronograma de las etapas intermedias de control pactadas; incumplimiento del plazo de entrega de las obras "Open Book"; así como falta de cumplimiento de las normas de seguridad y medio ambiente pactadas y de las normas administrativas prescritas para la gestión del Contrato, entre otros graves incumplimientos de igual entidad.

Por su parte, SES inició acciones ante la Cámara (Rol 1924/CA) solicitando se declarara ilegal el cobro de las boletas de garantía efectuado por Endesa Chile.

Con fecha 4 de enero de 2013 Endesa Chile notificó al Consorcio el término anticipado del Contrato por incumplimiento grave de sus obligaciones, todo ello conforme a las normas prescritas en el Contrato.

En cuanto al estado procesal, en el mes de enero 2013, los integrantes del Consorcio SES- TECNIMONT, por separado, han procedido a contestar la solicitud de arbitraje de Endesa Chile y junto con ello, han demandado reconvenzionalmente a Endesa Chile por un importe de aprox. USDMM1.294, equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 785.134.500, en el caso de Tecnimont, y USDMM15, equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 9.101.250 en el caso de SES. Con fecha 26 de marzo de 2013, Endesa Chile contestó las demandas reconvenzionales interpuestas en su contra, solicitando el rechazo de las mismas por ser inadmisibles e improcedentes.

En cuanto al procedimiento iniciado por SES (Rol 1924/CA), se consolidó con el procedimiento arbitral precedentemente descrito.

Con fecha 21 de junio de 2013, a solicitud del Tribunal arbitral, las partes presentaron de manera clara y precisa los fundamentos de sus propuestas de procedimiento secuencial o simultáneo y sus respectivas versiones del cronograma. Con fecha 2 de julio de 2013, se aprobó la orden de procedimiento que establece las reglas procesales en virtud de las cuales se substanciará el proceso. Con fecha 2 de diciembre de 2013 las partes intercambiaron memoriales de demanda. Por su parte, Endesa Chile solicitó mediante este Memorial de Demanda que el tribunal arbitral declare el incumplimiento contractual de las demandadas, imputable a dolo o negligencia grave de su parte o, en subsidio, a culpa grave, y se reconozca el término del contrato por la causal de "Incumplimiento del Contratista". Fundado en lo anterior, solicita se declare ajustada a derecho la presentación a cobro de las boletas bancarias de garantía realizada por Endesa Chile y pide la condena de las demandadas a multas y perjuicios, los cuales en total ascienden a USD 373.269.376, equivalentes a aprox. M\$226.481.193.

Las partes presentaron documentos, los que fueron objetados. A instancias del Tribunal Arbitral, las partes solucionaron las objeciones planteadas reemplazando los documentos o efectuando las complementaciones de ser necesario. Con fecha 2 de mayo de 2014 ambas partes presentaron sus memoriales de contestación. El tribunal arbitral ordena prorrogar todo el calendario procesal, fijándose la presentación de los memoriales de réplica para el día 15 de enero de 2015.

Con fecha 21 de junio de 2013, a solicitud del Tribunal arbitral, las partes presentaron de manera clara y precisa los fundamentos de sus propuestas de procedimiento secuencial o simultáneo y sus respectivas versiones del cronograma. Con fecha 2 de julio de 2013, se aprobó la orden de procedimiento que establece las reglas procesales en virtud de las cuales se substanciará el proceso. Con fecha 2 de diciembre de 2013 las partes intercambiaron memoriales de demanda. Por su parte, Endesa Chile solicitó mediante este Memorial de Demanda que el tribunal arbitral declare el incumplimiento contractual de las demandadas, imputable a dolo o negligencia grave de su parte o, en subsidio, a culpa grave, y se reconozca el término del contrato por la causal de "Incumplimiento del Contratista". Fundado en lo anterior, solicita se declare ajustada a derecho la presentación a cobro de las boletas bancarias de garantía realizada por Endesa Chile y pide la condena de las demandadas a multas y perjuicios, los cuales en total ascienden a USD 373.269.376, equivalentes a aprox. \$226.481.193.888.



Las partes presentaron documentos, los que fueron objetados. A instancias del Tribunal Arbitral, las partes solucionaron las objeciones planteadas reemplazando los documentos o efectuando las complementaciones de ser necesario. Con fecha 2 de mayo de 2014 ambas partes presentaron sus memoriales de contestación. El tribunal arbitral ordena prorrogar todo el calendario procesal, fijándose la presentación de los memoriales de réplica para el día 15 de enero de 2015. (ver Nota 39.4)

7. 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\$43.852.856 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 réplica en la demanda principal y su réplica de demanda reconvenzional. Con fecha 1 de octubre de 2014, Celta presentó su réplica 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.

8. Con fecha 22 de agosto de 2013, las empresas Endesa Chile, Pehuenche y San Isidro interpusieron ante la Corte de Apelaciones de Santiago reclamo de ilegalidad eléctrico en contra de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), por la dictación del oficio ORD N° 7230, de fecha 7 de agosto de 2013, que invocando sus facultades interpretativas y de fiscalización dictaminó que los excesos de consumo por sobre el suministro contratado en que incurran las empresas distribuidoras, respecto de las generadoras que se obligaron mediante licitación a efectuar el suministro, deben ser cubiertos con los excedentes licitados de las demás empresas generadoras para con sus distribuidoras, para cuyo efecto las distribuidoras excedentarias, pueden ceder sus excedentes a las distribuidoras deficitarias, con prescindencia de la voluntad del generador respectivo, lo que es contrario a Derecho y excede las facultades y atribuciones de la SEC, dando origen con ello a una resolución ilegal. En cuanto al estado procesal, en los 3 reclamos de ilegalidad se solicitó se declare una Orden de No Innovar, la que fue denegada en los reclamos de San Isidro y Pehuenche y otorgada en cambio en el reclamo de Endesa Chile. Con ello, se suspenden los efectos agraviantes del ORD SEC impugnado. Finalmente, se resolvió ordenar la vista una en pos de la otra, por lo que los efectos de la Orden de No Innovar se comunican a todas las compañías. Posteriormente con fecha 10 de abril de 2014 se dictó sentencia que rechaza el reclamo eléctrico interpuesto, por considerar que éste había sido interpuesto fuera del plazo legal. En contra de dicha resolución se presentó recurso de apelación para ante la Corte Suprema, la que con fecha 08 de julio de 2014, acoge el recurso interpuesto y establece que el reclamo eléctrico se interpuso dentro de plazo ordenando acto seguido a la ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago pronunciarse sobre el fondo del reclamo. A la fecha, pendiente de resolverse por la Corte de Apelaciones.
9. 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 a la fecha se encuentra pendiente de resolverse.

Por otro lado, en diciembre de 2013, sindicatos de pescadores y de recolectoras de algas y actividades conexas de Coronel, entre otros, interpusieron dos acciones constitucionales en contra de Endesa Chile ante la Corte de Apelaciones de Concepción. El primero de ellos se fundamenta en que Endesa Chile estaría operando la Unidad II de la Central Térmica Bocamina sin contar con las apropiadas autorizaciones ambientales, y el segundo, que Endesa Chile no tendría operativa la Planta desulfurizadora para el funcionamiento de la Unidad I de la Central Bocamina. En el primero de estos recursos se obtuvo por los demandantes una orden de no innovar, la cual ordena detener el funcionamiento de la Unidad Generadora II de la Central Termoeléctrica Bocamina. Endesa Chile, por su parte, solicitó el alzamiento de esta orden de no innovar, petición que fue rechazada por la Corte. Asimismo, presentó su contestación en ambos recursos, aportando los antecedentes para su rechazo. Con fecha 29 de mayo de 2014 se dictó fallo que acoge el recurso de protección interpuesto, e impone a Endesa una serie de exigencias tendientes a evitar que el funcionamiento de la Central Bocamina genere daños ambientales. En su contra, se presentó recurso de apelación para ante la Corte Suprema chilena, la que con fecha seis de noviembre de 2014, dicta un fallo que si bien confirma la decisión apelada, esto es, confirme la resolución que acogió los recursos de protección, contiene ciertas “declaraciones” que son favorables a la compañía. En definitiva, reconoce que la central Bocamina II cuenta con una RCA, y los cambios introducidos a ella, deben ser aprobados por medio de un EIA.

10. 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\$ 750.000.000. 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, solicitó 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.
11. 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 declarar 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, el cual se encuentra pendiente de resolución. Respecto del período 2000 y 2001: Edegel pagó el equivalente a 5 mm € y provisionó el equivalente a 1 mm €. Además, la apelación de



Edegel, se encuentra pendiente de resolución por el TF. Se espera que sea resuelto en 2014 – 2015. Las próximas actuaciones: Respecto de 1999, a la espera que el PJ resuelva el recurso de nulidad presentado. Y a la espera que el TF resuelva la apelación parcial presentada. 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. El TF emitió resolución sobre la apelación de Edegel pero aún no ha sido notificada. La Cuantía total S./122.556.694 (aprox. M\$ 24.877.783), que se desglosa en Cuantía Activa S/59.819.819 (MM\$ 12.142.825) y Cuantía Pasiva: S/ 62.736.874 (aprox. M\$12.734.958).

12. Se ha interpuesto una Acción de Grupo por habitantes del municipio de Garzón basados en que, como consecuencia de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se han visto disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el censo socioeconómico del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. EMGESA rechaza estas pretensiones fundado en que el censo socioeconómico cumplió con todos los criterios metodológicos, dándose espacio y tiempo para que todos los interesados tuviesen oportunidad de registrarse en el mismo; los demandantes son no residentes; y, para esta tipología de personas, las compensaciones sólo se prevén para quienes sus ingresos provienen mayoritariamente de su actividad en el Área de Influencia Directa del Proyecto El Quimbo; y que la compensación no debe ir más allá del "primer eslabón" de la cadena productiva y basarse en los indicadores de estado de los ingresos de cada persona afectada. Cabe señalar que se presentó una demanda paralela por 38 habitantes del municipio de Garzón por la cual solicitan compensaciones por verse afectados por el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo al no haberseles incluido en el censo socio-económico realizado. En cuanto al estado procesal, se llevó a cabo audiencia de conciliación, que resultó fracasada. El tribunal decretó auto de pruebas, encontrándose actualmente el juicio 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 94 mil millones de pesos colombianos (aprox. M\$ 23.500.000).
13. La Corte Constitucional de Colombia, en virtud de sus facultades para revisar expedientes de acciones de tutela ya fallados en primera y segunda instancia, seleccionó siete procesos de tutela relacionados al Proyecto El Quimbo, los cuales habían sido resueltos todos a favor de Emgesa, y en los cuales los demandantes pretendían compensación por parte del Proyecto, alegando pertenecer a gremios tales como pescadores artesanales, transportadores, paleros, maestros de obras, constructores y contratistas. Consecuencia de la revisión de estos expedientes, acumulados en un solo proceso, la Corte Constitucional dictó la sentencia T-135, notificada a Emgesa con fecha 11 de febrero de 2014, la cual parte de la base de que la forma cómo se elaboró el Censo en el Proyecto Quimbo habría violado el principio de la participación ciudadana previa. Si bien la Sentencia no ataca la validez de la Licencia Ambiental, ella amplía el ámbito de aplicación de la misma, haciéndola aplicable a un universo potencialmente mayor de afectados. Por todo lo anterior, la Corte revocó los fallos de tutela revisados, ordenando en su lugar la inclusión y el otorgamiento de los beneficios previstos en la Licencia Ambiental a los demandantes, y ordenó, como medida de protección a las personas que encuentren en similar situación a la de los demandantes, la realización de un nuevo censo que contemple los postulados previstos para tal efecto en esta sentencia, respetando especialmente el derecho a la participación efectiva de los habitantes de la zona. Contra la referida sentencia, Emgesa presentó el pasado 14 de febrero de 2014 una Petición de Aclaración ante la propia Corte Constitucional la cual, si bien supone acatar la Sentencia, solicita al tribunal se aclaren o delimiten los efectos de la misma, especialmente sus efectos económicos. Con fecha 6 de marzo de 2014 se presentó por Emgesa a la Corte un escrito por el cual se pone en conocimiento de ésta las actuaciones que está llevando a cabo la empresa para el cumplimiento del fallo, entre las cuales se encuentran: haber incluido a los siete accionantes favorecidos por la Corte Constitucional dentro del censo del Proyecto Quimbo, la realización de jornadas informativas y de entrevistas socioeconómicas por parte de Emgesa con estas personas, la conformación de un equipo multidisciplinario para el desarrollo de una propuesta metodológica estructurada para el acatamiento del fallo de la Corte, y la presentación de un cronograma básico de las actividades a desarrollar por la empresa para el cumplimiento de los fines indicados. La Corte Constitucional se pronunció sobre la Petición de Aclaración solicitada por Emgesa, declarándola improcedente, por cuanto a su juicio, en la sentencia T-135 se encuentra fijado de manera clara el alcance de los derechos fundamentales tutelados. Igualmente, la Corte considera que, al tratarse de un proceso en el que se acumularon siete demandas de tutela, el competente para verificar el cumplimiento de la Sentencia es quien falló en primera instancia el primero de los procesos acumulados, esto es, la Sala Civil, Familia del Tribunal Superior del Distrito de Neiva. Este tribunal será el encargado de llevar a cabo las audiencias públicas solicitadas por Emgesa para verificar el cumplimiento del fallo. No quedan recursos pendientes. Este proceso es de cuantía indeterminada.



b) Juicios pendientes en Asociadas y Negocios Conjuntos:

Enel Brasil S.A. y Filiales

- Ampla Energía S.A.

1. En Brasil, Basilus S/A Serviços, Empreendimentos e Participações (sucesora de Meridional S/A Serviços, Empreendimentos e Participações a partir de 2008) es la titular de los derechos litigiosos que adquirió a las constructoras Mistral y CIVEL, que mantenían un contrato de obra civil con Centrais Elétricas Fluminense S.A. (CELFL). Este contrato fue rescindido con anterioridad al proceso de privatización de CELFL. Dado que los activos de CELFL fueron traspasados a Ampla en el proceso de privatización, Basilus (antes Meridional) demandó en el año 1998 a Ampla, estimando que el traspaso de los referidos activos se había hecho en perjuicio de sus derechos. Ampla sólo adquirió activos de CELFL, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la rescisión del contrato de obra civil. En marzo de 2009, los Tribunales resolvieron dando la razón a la demandante, por lo que Ampla y el Estado de Río de Janeiro interpusieron los correspondientes recursos. El 15 de diciembre de 2009 el Tribunal de Justicia Estadual acepta el recurso y anula el fallo favorable obtenido por la demandante, acogiendo la defensa de Ampla. Basilus interpuso un recurso contra esa resolución, el cual no fue admitido. En julio de 2010, la demandante interpuso un nuevo recurso (“de Agravo Regimental”) ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ), que fue igualmente desestimado a finales de agosto de 2010. En vista de esta decisión, la actora interpuso un “Mandado de Segurança”, asimismo rechazado. En junio de 2011, ella ofreció un recurso de Embargo de Declaração (con el objeto de aclarar una supuesta omisión del Tribunal en la decisión del Mandado de Segurança), que no fue acogido. Contra esta decisión se ofreció Recurso Ordinario ante el Superior Tribunal de Justicia (STJ) en Brasilia. El 28 de marzo de 2012 el Ministro Relator decidió el Recurso Ordinario favorablemente a la demandante. Ampla y el Estado de Río de Janeiro ofrecieron Agravo Regimental contra la decisión del Ministro, los cuales fueron acogidos por la primera sala del STJ con fecha 28 de agosto de 2012, determinándose que los recursos ordinarios en Mandado de Segurança sean sometidos a decisión por el tribunal en pleno y no por un solo ministro. La parte demandante impugnó esta decisión. La decisión del día 28 de agosto de 2012 fue publicada el 10 de diciembre de 2012, habiendo sido presentados Embargos de Declaração por Ampla y el Estado de Río de Janeiro para subsanar un error existente en la publicación de la misma, con objetivo de evitar divergencias futuras. El 27 de mayo de 2013 los Embargos de Declaração presentados por Ampla y el Estado del Río de Janeiro fueron aceptados y corregido el error. En consecuencia, el proceso se encuentra en segunda instancia con fallo favorable a Ampla y existen recursos pendientes ante el Superior Tribunal de Justicia. La cuantía de este juicio asciende aproximadamente a R\$ 1.096 millones (aprox. M\$ 250.359.280).
2. Acta levantada por la administración tributaria por supuesto pago de dividendos en exceso a lo debido. La administración Tributaria argumenta que la amortización total de la plusvalía (mayor valor) realizada por Enel Brasil S.A., ahora denominada Enel Brasil, en el año 2009 contra las cuentas de patrimonio, debería haber ocurrido en cuentas de resultado. Con ello, el procedimiento realizado sería inadecuado y en realidad se habría generado un lucro mayor, y por consecuencia, una 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 Enel Brasil S.A. (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). La compañía ha presentado defensa en la primera instancia administrativa. La contingencia no está provisionada. Se está a la espera de la decisión de primera instancia administrativa. La cuantía asciende a R\$212 millones (aprox. M\$ 48.427.160).
3. 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 agravio 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\$ 48.896) 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. En los



procesos restantes, está pendiente se dicte sentencia de primera instancia. La cuantía de todos los litigios se estima en aprox. R\$166 millones (aprox. M\$ 37.919.380).

4. En diciembre de 2001 la Constitución Federal brasileña fue modificada con la finalidad de someter la venta de energía eléctrica a tributación por la Contribución Financiera a la Seguridad Social (COFINS), que es un tributo que recae sobre los ingresos. La Constitución establece que los cambios legislativos referentes a contribuciones sociales entran en vigor a los 90 días de su publicación, por lo que Ampla empezó a tributar por este impuesto a partir de abril de 2002. La Administración Tributaria brasileña notificó Acta a Ampla por entender que la *vacatio legis* (entrada en vigencia diferida) de 90 días se refiere exclusivamente a normas con rango de Ley pero no es de aplicación a las normas constitucionales, cuyas modificaciones entran en vigor de forma inmediata. En noviembre de 2007 el recurso presentado en la segunda instancia administrativa (Consejo de Contribuyentes) fue decidido en contra de Ampla. En octubre de 2008 Ampla presentó recurso especial que no fue aceptado. El 30 de diciembre de 2013, Ampla fue notificada de la decisión que no aceptó el argumento de Ampla que el pago de la COFINS no era debido en el período de diciembre de 2001 a marzo de 2002 por haberse previsto en la Constitución de que los cambios legislativos entran en vigor a los 90 días de su publicación. Ampla presentó acción judicial con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permitirá seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada un 20%, y no más en un 30%, por lo que la garantía fue reducida a una cantidad equivalente a 44 mm €). Ampla presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. La ejecución fiscal fue presentada por la Hacienda y Ampla presentó su defensa en julio de 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la ya constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. La cuantía asciende a R\$142 millones (aprox. M\$ 32.437.060).
5. Tras ganar, en definitiva, en 2010 el litigio relativo a la inmunidad de COFINS, en el cual la Hacienda Pública intentaba revocar, mediante una acción rescisoria, una sentencia firme y ejecutoriada de agosto de 1996 a favor de Ampla que la amparaba para no pagar COFINS (hasta 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. Se espera nueva decisión de primera instancia judicial. Importe solicitado por Ampla a devolver R\$ 161 millones (aprox. M\$ 36.777.230).
6. En 1998, para financiar la adquisición de Coelce, Ampla realizó una emisión en el exterior de deuda a largo plazo a través de títulos denominados Fixed Rate Notes (FRNs) que se acogió a un régimen fiscal especial por el cual estaban exentos de tributación en Brasil los intereses percibidos por los suscriptores no residentes cuando la deuda se emitía con un vencimiento mínimo de 8 años. En 2005 la Administración Tributaria brasileña notificó a Ampla un Acta en la que declara la no aplicación del régimen fiscal especial, al entender que se habían producido implícitamente amortizaciones anticipadas antes del cumplimiento del plazo, debido a que Ampla había obtenido financiación en Brasil que destinó a financiar a los suscriptores de los FRNs. En opinión de Ampla, se trata de dos operaciones independientes y jurídicamente válidas. La no aplicación del régimen supone que Ampla habría incumplido la obligación de retener el impuesto e ingresarlo sobre los intereses pagados a los suscriptores no residentes. El Acta fue recurrida y en 2007 el Consejo de Contribuyentes la anuló. Sin embargo, la Administración Tributaria brasileña recurrió esta decisión ante la Cámara Superior de Recursos Fiscales, última instancia administrativa y el 6 de noviembre de 2012 falló en contra de Ampla. La decisión fue notificada a Ampla el 21 de diciembre de 2012 y el 28 de diciembre de 2012 Ampla procedió a presentar un recurso de aclaración al mismo órgano, con el objetivo de que se aclare en una resolución final los puntos contradictorios del fallo y que se incorporen al mismo los argumentos de defensa relevantes que fueron omitidos. El 15 de octubre de 2013 Ampla fue intimada de la decisión que rechazó el recurso de aclaración ("Embargo de Declaración") presentado el 28 de diciembre de 2012. Con ello, Ampla presentó acción judicial cautelar con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le 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 el 30% de anterior, por lo que la garantía fue reducida a una cantidad equivalente a 331 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 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). La cuantía asciende a R\$1.068 millones (aprox. M\$ 243.963.240).

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

El Consejo Pleno (órgano especial del Consejo de Contribuyentes, última instancia administrativa) dictó el fallo el 9 de mayo de 2012 en contra de Ampla. Este fallo fue notificado el 29 de agosto de 2012. Ampla solicitó a la Hacienda Pública Estadual la revisión de la decisión a través de un procedimiento especial de revisión sobre la base del principio de equidad, ante el Gobernador del Estado de Río de Janeiro. El recurso no ha sido aún resuelto, por lo que la deuda tributaria debería estar suspendida. Sin embargo, el Estado de Río de Janeiro ha inscrito la deuda en el registro público como si fuera exigible, lo que ha obligado a aportar el 12 de noviembre de 2012 una garantía de 101 mm € (293 mm reales) con objeto de suspenderla y seguir percibiendo fondos públicos. El 4 de junio de 2013, en decisión de segunda instancia se aceptó recurso presentado por la Hacienda Pública del Estado de Río de Janeiro en contra de la garantía presentada por Ampla. En septiembre de 2013, Ampla presentó carta de fianza para sustituir el seguro de garantía rechazado por el tribunal. Sin embargo, Ampla reiteró al abogado del Estado la solicitud de revisión que sigue pendiente de manifestación. A pesar de lo anterior, la Hacienda presentó ejecución fiscal y Ampla presentó su defensa. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la ya constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. La cuantía asciende a R\$269 millones (aprox. M\$ 61.447.670).

- Cien

1. En octubre de 2009 Tractebel Energía S.A. demandó a CIEN basado en el supuesto incumplimiento del “Contrato de Compra y Venta de 300 MW de Potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina” entre CIEN y Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (Gerasul – actualmente Tractebel Energía) celebrado en 1999. Tractebel pide la condena de CIEN al pago de multa rescisoria de R\$117.666.976 (aprox. M\$ 26.878.667) 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. Esta suspensión fue decretada por el plazo de un año.
2. En el año 2010 fue notificada a CIEN una demanda interpuesta por Furnas Centrais Eletricas S.A., en razón del supuesto incumplimiento por parte de CIEN del contrato de Compra de Potencia Firme con Energía Asociada para adquisición de 700 MW de potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina, el cual fuera suscrito en 1998 con una vigencia de 20 años a partir de junio de 2000. En su demanda, Furnas solicita se condene a CIEN a pagar R\$520.800.659 (aprox. M\$ 118.966.495), 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 ha recurrido esta sentencia. Por otra parte, en relación con los documentos presentados por CIEN en lengua extranjera, el juez de primer grado determinó la retirada de estos del juicio, decisión que fue confirmada por la 12ª Cámara Civil del Tribunal de Justicia. CIEN ha presentado un recurso especial contra esta última resolución, el cual deberá ser juzgado por el Tribunal Superior de Justicia. Adicionalmente CIEN recibió de Furnas una comunicación, no en sede judicial, indicando que en caso de rescisión por incumplimiento de CIEN, tienen derecho a adquirir el 70% de la Línea I.

- **Coelce.**

1. En el año 1982, y en el marco de un proyecto de ampliación de la red de suministro de energía eléctrica de zonas rurales en Brasil, financiado principalmente por órganos financieros internacionales (BID), Companhia Energética do Ceará S.A. (COELCE), entonces propiedad del Estado de Ceará, firmó contratos de utilización del sistema eléctrico con 13 cooperativas, las cuales habían sido creadas a instancias del Gobierno y por exigencias de estos órganos financieros para efectos de implementar este proyecto. Estos contratos establecían la obligación de COELCE de pago de un arriendo mensual actualizable con la inflación, responsabilizándose a COELCE de la operación y mantenimiento de estos activos. Estos contratos se suscribieron por plazo indefinido y, dadas las circunstancias de la creación de las electrificadoras rurales, así como del entonces carácter público de COELCE, no quedó en ellos establecida una clara identificación de las redes que eran objeto del contrato, toda vez que las mismas se han repuesto y ampliado desde la época, confundiendo estos activos con los de propiedad de la compañía. Desde el año 1982 hasta junio 1995 COELCE pagó regularmente el arriendo por la utilización del sistema eléctrico a las cooperativas, actualizado mensualmente por el índice de inflación correspondiente. Sin embargo, a partir de junio de 1995, COELCE, siendo aún propiedad estatal, decidió no continuar actualizando el valor de los pagos como tampoco realizar los ajustes que procedían. En 1998 COELCE fue privatizada, oportunidad en la cual pasó a formar parte del Grupo Enersis, y siguió pagando el arriendo de las redes a las cooperativas del modo que se venía haciendo hasta antes de su privatización, esto es, sin actualizar los valores de los arriendos. Consecuencia de lo anterior, algunas de estas cooperativas han interpuesto acciones judiciales en contra de Companhia Energética do Ceará S.A., entre las cuales destacar las dos acciones iniciadas por Cooperativa de Eletrificacao Rural do V do Acarau Ltda (Coperva) y las interpuestas por Coperca y Coerce. La defensa de Coelce se basa fundamentalmente en que no es procedente la actualización de las rentas, ya que los activos carecerían de valor al tener una vida útil muy prolongada, atendida la depreciación de los mismos; o, alternativamente, en el caso que los activos tuviesen algún valor, en que éste sería muy bajo, dado que Coelce es la que ha realizado la sustitución, ampliación y mantenimiento de los mismos. El importe total de estos juicios con Coperva corresponde a aprox. R\$161.742.815 (aprox. M\$36.946.911). 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 4 de abril de 2014 se pronunció sentencia de primera instancia, la cual juzgó improcedentes los pedidos de Coperva. En contra de esta sentencia la demandante interpuso embargos de declaración, los que fueron rechazados. Coperva presentó recurso de apelación, el cual está pendiente de resolverse. Por otra parte, en el caso de Coperca, se inició una Acción de Revisión en 2007 por la cual se pretende reajustar el valor del arriendo de sus líneas de distribución (región central del Estado de Ceará), para que éste se calcule en un 1% del valor del bien alquilado, estimado por Coperca en R\$ 15.6 millones (aprox. M\$ 3.563.508). Este proceso se encuentra en primera instancia, sin haberse iniciado todavía la etapa probatoria, y su cuantía es de R\$87.843.275 (aprox. M\$ 20.066.039). 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\$101.127.109 (aprox. M\$ 23.100.466). Este proceso, al igual que COPERCA, no ha sido impulsado por la demandante y se encuentra en primera instancia.



- Endesa Fortaleza.

1. A fines del año 2002 Endesa Fortaleza interpuso acción judicial contra la Unión Federal, con el objetivo que se reconociera que los bienes importados para las unidades turbogeneradoras correspondían al ítem “Otros Grupos Electrógenos” para así poder acceder a la tasa del 0% por Impuesto a la Importación (II) y por Impuesto sobre Productos Industrializados (IPI). Endesa Fortaleza obtuvo una resolución incidental a su favor en la acción principal que le permitió importar los bienes en la aduana con la tasa del 0%, pero previo depósito judicial del importe de los impuestos. Endesa Fortaleza ha obtenido resoluciones favorables en vía administrativa y del Superior Tribunal de Justicia (Brasilia) (en la acción principal). En 2002 Endesa Fortaleza presentó acción judicial (incidental) que trata del incremento del tipo del impuesto de importación aplicable al grupo electrógeno (de 0% para 14%). En esta acción CGTF también obtuvo éxito en la primera y segunda instancias. La Hacienda Pública ha vuelto a recurrir. Se obtuvo decisión judicial definitiva afirmativa a favor de CGTF, lo cual permitirá la recuperación de depósito judicial de MM€ 27 (aprox. M\$ 20.347.991). En diciembre de 2014, CGTF recuperó el monto de MM€ 25,3 (MMR\$80 - aprox. M\$ 18.274.400) depositado en la acción judicial y aguarda recuperación del valor remanente de MM€ 1 (MMR\$3 - aprox. M\$ 685.290). Terminado favorable a Endesa Fortaleza.
2. 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). La segunda instancia administrativa confirmó la validez de las compensaciones de créditos resultantes del cambio de régimen de PIS/COFINS. La hacienda Pública todavía podrá presentar recurso especial a la Cámara Superior de Recursos Fiscales. La cuantía asciende a R\$85 millones aprox. (Aprox. M\$ 19.416.550).

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

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

34.4 Restricciones financieras

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

1) Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Endesa Chile contienen cláusulas de cross default. La línea de crédito bajo ley chilena, que Endesa Chile suscribió en febrero de 2013 estipulan que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del Deudor no haciendo referencia a sus filiales, es decir de Endesa Chile. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de esta línea debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una deuda debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas y además deben incluirse otras condiciones adicionales como por ejemplo la expiración de periodos de gracia. Cabe señalar, que esta línea de crédito no ha sido desembolsada, y su vencimiento es en febrero de 2016. 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 sus filiales, por lo que el cross default sólo se puede originar en otra deuda propia. 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 periodos de gracia (si existieran), y la notificación formal de la intención de acelerar la deuda por parte de acreedores que representen más del 50% del monto adeudado o comprometido en el contrato. A esta fecha, esta línea de crédito se encuentra no desembolsada.

En los bonos de Endesa Chile registrados ante la Securities and Exchange Commission (“SEC”) de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados “Yankee Bonds”, el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de Endesa Chile, o de cualquiera de sus filiales chilenas, por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$ 30 millones, o su



equivalente en otras monedas. El aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben exigirlo los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds. Adicionalmente, los eventos de quiebra o insolvencia de filiales en el extranjero no tienen efectos contractuales en los Yankee Bonds de Endesa Chile. El Yankee Bond de Endesa Chile de mayor plazo vence en febrero de 2097. Los otros vencimientos de Yankee Bonds son en 2015, 2024, 2027 y 2037. Para el caso específico del Yankee Bond con vencimiento en 2024 (emitido en abril 2014), el umbral que da origen a cross default aumentó a US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas.

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

2) Covenants Financieros

Los covenants financieros son compromisos contractuales sobre ratios financieros con umbrales de niveles mínimos o máximos, según sea el caso, que la empresa se obliga a satisfacer en momentos determinados de tiempo (trimestralmente, anualmente, etc.). La mayoría de los covenants financieros que tiene el Grupo Endesa Chile limita el nivel de endeudamiento y evalúa 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.

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

Serie H

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, Otros pasivos financieros, no corrientes y Otras obligaciones garantizadas por el Emisor o sus filiales, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras y el Patrimonio Total. Al 31 de diciembre de 2014, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,37.

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 2014, el Patrimonio de Endesa Chile fue de \$ 2.700.280 millones.

- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Se debe mantener un Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros mayor o igual a 1,85. La cobertura de gastos financieros es el cociente entre: i) el Resultado bruto de explotación, más Ingresos financieros y dividendos recibidos de empresas asociadas, y, ii) los Gastos financieros; ambos ítems referidos al período de cuatro trimestres consecutivos que terminan al cierre del trimestre que se está informando. Al 31 de diciembre de 2014, la relación mencionada fue de 9.72.
- Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas: Se debe mantener una Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas menor o igual a cien millones de dólares. La Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas es la diferencia entre: i) la suma de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A., y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A.; y ii) la suma de Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente, Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A., y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A. Al 31 de diciembre de 2014, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue negativa en US\$ 330,29 millones, indicando que Enersis S.A. es un acreedor neto de Endesa Chile, no un deudor neto.



Serie M

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, y Otros pasivos financieros, no corrientes, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras y Patrimonio Total. Al 31 de diciembre de 2014, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,37.
- 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 2014, el covenant financiero más restrictivo era la Razón de Endeudamiento, correspondiente a la línea de crédito bajo ley chilena que vence en febrero de 2016.

En Perú, la deuda de Edegel incluye los siguientes covenants: Razón de Endeudamiento y Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA). Al 31 de diciembre de 2014, el covenant financiero más restrictivo de Edegel era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente al arrendamiento financiero con el Banco Scotiabank, con vencimiento en marzo de 2017.

En Argentina, Endesa Costanera tiene un solo covenant que es el de Deuda Máxima, correspondiente al crédito del Credit Suisse First Boston International con vencimiento en febrero de 2016. Por su parte, la deuda de El Chocón incluye covenants de Deuda Máxima, Patrimonio Neto Consolidado, Cobertura de Intereses, Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA) y Razón de Apalancamiento. En el caso de El Chocón, al 31 de diciembre de 2014, el covenant Cobertura de Intereses (EBITDA/Gastos financieros) se encontraba en incumplimiento, correspondiente al préstamo con Standard Bank, Deutsche Bank e Itaú, que vence en febrero de 2016. La compañía está gestionando con los acreedores el respectivo waiver. Lo anterior no representa riesgo de cross default u otro incumplimiento para Endesa Chile.

En Colombia, la deuda de Emgesa no está sujeta al cumplimiento de covenants financieros, situación que también aplica a la deuda del resto de compañías del Grupo 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 2014 y 2013, ni Endesa Chile ni ninguna de sus filiales se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros, con la excepción de nuestras filiales argentinas de generación Hidroeléctrica El Chocón al cierre de 2014, como se menciona más arriba, y Endesa Costanera al cierre de 2013.

Endesa Costanera no había efectuado los pagos de las cuotas semestrales por un préstamo de proveedor con Mitsubishi Corporation desde marzo de 2012, por un total de US\$ 107,1 millones, incluyendo capital e intereses. Después de un largo período de negociaciones, el 27 de octubre de 2014 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 30/09/14 por US\$ 66 millones; la reprogramación de los vencimientos del capital de US\$ 120,6 millones 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. La condición precedente para la efectividad del acuerdo firmado era que Endesa Costanera S.A. efectúe un pago de US\$ 5.000.000 de la deuda vencida, dentro de los 15 días hábiles siguientes a la firma del acuerdo, el cual fue realizado el día 14 de noviembre de 2014.

Lo anterior no representa riesgo de cross default u otro incumplimiento para Endesa Chile.



34.5 Otra Información

Endesa Costanera.

- El 26 de marzo de 2013 se publicó la Res.95/13 de la Secretaría de Energía que introdujo importantes cambios en el régimen de remuneración de los generadores y en otros aspectos que hacen al funcionamiento del mercado eléctrico mayorista. El 23 de mayo de 2014 se publicó la Res.529/14 de la Secretaría de Energía la que, entre otros aspectos, actualizó el régimen de remuneración de los generadores, reemplazando a tal efecto, los Anexos I, II, III de la Res.95/13 e incorporó un nuevo esquema de Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes que se determina mensualmente y su cálculo es en función de la energía total generada. Dichos montos tendrán como destino el financiamiento de mantenimientos mayores sujetos a aprobación de la SE. No obstante, nuestra filial argentina Endesa 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. Endesa Costanera espera revertir la situación actual en la medida en que exista una resolución favorable de los pedidos realizados al Gobierno Nacional de Argentina.

Centrales Hidroeléctricas de Aysén.

- Con fecha 9 de Julio de 2014 el Comité de Ministros mediante: (i) Res. Ex N°569 resolvió el proceso de invalidación y (ii) Res. Ex. N°570 resolvió los recursos de reclamación presentados por las personas naturales, las organizaciones ciudadanas y el proponente del Proyecto Hidroeléctrico Aysén, en contra de la resolución exenta N°225/2011 de la Comisión de Evaluación de la Región de Aysén del General Carlos Ibañez del Campo (RCA del proyecto).

Dichas acuerdos y resoluciones fueron notificadas a Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. con fecha 14 de Julio de 2014. Dado que son reclamables dentro del plazo de 30 días contados desde su notificación ante el Tribunal Ambiental, Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. se encuentra evaluando y analizando las diferentes acciones y alternativas legales a seguir.

Por otra parte, al 31 de diciembre de 2014, continúa pendiente la resolución que debe tomar la Dirección General de Aguas respecto a la solicitud de derechos de agua solicitados por Hidroaysén. (ver nota 39.2.).



35. DOTACIÓN.

La distribución del personal de Endesa Chile, incluyendo la información relativa a las filiales y aquellas sociedades de negocio conjunto, en los cinco países donde está presente el Grupo en Latinoamérica, al 31 de diciembre de 2014 y 2013, era la siguiente:

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

País	31-12-2013				Promedio del año
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	38	1.033	86	1.157	1.171
Argentina	5	505	19	529	513
Perú	7	237	16	260	262
Colombia	6	543	14	563	551
Total	56	2.318	135	2.509	2.497



36. SANCIONES.

Las sanciones recibidas por autoridades administrativas son las siguientes:

a) Endesa Chile y filiales

1. Endesa Chile

- Renta del AT 2011: La multa corresponde a un Giro emitido por el Servicio de Impuestos Internos (SII) producto de una fiscalización al correcto uso del crédito por impuestos pagados en el exterior por rentas de fuente extranjera, en la cual se detectó diferencias en la determinación de la renta neta de fuente extranjera y por tanto, correspondía un menor monto de crédito a utilizar por tales rentas extranjeras en relación con lo declarado en su oportunidad en la Declaración Anual de Impuestos AT 2011. Multa de Ch\$ \$82.923.124.
Terminada y pagada (mayo 2014).
- Durante el ejercicio 2011 la sociedad fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con una multa por el black out del 14 de marzo de 2010, por un monto de 1.380 U.T.A. (Unidad Tributaria Anual), equivalentes a M\$ 683.315. Endesa Chile ha deducido el recurso de reclamación eléctrica correspondiente ante la Corte de Apelaciones de Santiago, la cual con fecha 18.01.2013 rechazó este recurso, confirmando la multa. En contra de dicha resolución, Endesa Chile presentó recurso de apelación ante la Corte Suprema, la que con fecha 20 de noviembre de 2013, rechazó el recurso interpuesto, y confirmó la sanción aplicada, rebajando su cuantía a 1.246 U.T.A., equivalentes a M\$ 616.964.
Terminada y pagada.
- En el ejercicio 2012 se emitió Giro del Servicio de Impuestos Internos (SII) por el uso excesivo como crédito de contribuciones por el Año Tributario 2010, estableciéndose intereses y multas por un monto de M\$ 13.151, la cual fue pagada el 28.03.2013.
Terminada y pagada.
- Durante el ejercicio 2012 la sociedad fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) por el black out de 24.09.2011 con una multa de 1.200 U.T.A. (Unidad Tributaria Anual). Endesa Chile dedujo recurso de reposición administrativa ante la misma SEC, el que fue denegado por Resolución Exenta N° 703, de 25 de marzo de 2013, confirmándose con ello la multa aplicada. Posteriormente, se interpuso recurso de reclamación eléctrica ante la Corte de Apelaciones de Santiago, recurso Rol 2262-2013. La Corte de Apelaciones, al conocer el reclamo interpuesto, confirmó la multa impuesta por la SEC, pero rebajó su cuantía de 1200 UTA, a 400 UTA. En contra de dicha resolución, Endesa presentó recurso de apelación ante la Corte Suprema, respecto del cual dicha Corte procedió a confirmar el fallo apelado, dejando vigente la multa por 400 UTA (aprox. M\$ 203.059).
Terminada y pagada.
- 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\$ 2.592.



- En el mes de septiembre de 2013, Endesa fue notificada del ORD N° 603 de la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA), que inicia el procedimiento sancionatorio y formula cargos en contra de Endesa, Titular del Proyecto Ampliación Central Bocamina Segunda Unidad, por una serie de infracciones a la normativa ambiental e instrumento de regulación ambiental (RCA). El procedimiento sancionatorio, tiene como antecedente la inspección realizada por personal de la SMA efectuada los días 13 y 14 de febrero, y 19, 26 y 27 de marzo de 2013, a las instalaciones de la Central termoeléctrica Bocamina, dicha autoridad constató una serie de infracciones a la Resolución Exenta N° 206, de 2 de agosto de 2007 ("RCA N° 206/2007), aclarada por las Resoluciones Exentas N° 229, de 21 de agosto de 2007 (RCA N° 229/2007) y N° 285, de 8 de octubre de 2007 (RCA N° 285/2007), que califican ambientalmente al proyecto en comento. Las infracciones objeto de la formulación de cargos consisten principalmente en : (i) No contar con un canal de descarga del sistema de refrigeración, que penetre en el mar 30 metros desde el borde de la playa; (ii) No tener operativo el Desulfurizador de Bocamina I; (iii) No remitir la información solicitada por el funcionario de la Superintendencia, relativa a los registros históricos de reporte de emisiones en línea (CEMs) desde el inicio de la operación hasta la fecha; (iv) Superar el límite CO para Bocamina I impuesto en la RCA de Bocamina II durante el mes de enero 2013; (v) El cierre acústico perimetral de Bocamina I presenta fallas y aperturas entre paneles; (vi) Emitir ruidos por encima de lo establecido en la normativa; (vii) No contar con las barreras tecnológicas que impidan la entrada masiva de Biomasa en la bocatoma de la central.

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

Con fecha 11 de agosto de 2014, la SMA dictó resolución N° 421 que aplica sanción a Endesa, por los incumplimientos ambientales materia del proceso sancionatorio, aplicando una multa de 8.640,4 UTA (aprox. M\$ 4.478.976). En su contra, Endesa presentó reclamo de ilegalidad ante el Tercer Tribunal Ambiental de Valdivia, el que a la fecha se encuentra pendiente de resolverse.

- 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.



2. Pehuenche

- Durante el ejercicio 2011 la sociedad fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con una multa por el black out del 14 de marzo de 2010, por un monto de 602 U.T.A, equivalentes a M\$ 298.084. Pehuenche ha deducido el recurso de reclamación eléctrica correspondiente ante la Corte de Apelaciones de Santiago, la cual con fecha 18.01.2013 rechazó este recurso, confirmando la multa. En contra de dicha resolución, Pehuenche presentó recurso de apelación para ante la Corte Suprema, la cual con fecha 20 de noviembre de 2013 rechazó el recurso interpuesto y confirmó la multa aplicada, rebajando su cuantía a 421 U.T.A., equivalentes a M\$ 208.461.

Terminada y pagada.

- 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 Trichahue 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 Trichahue 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. Hidroeléctrica El Chocón S.A.

- Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, Hidroeléctrica el Chocón (HECSA) fue multada por la Autoridad Jurisdiccional de las Cuencas de los ríos Limay, Neuquén y Negro (AIC) por incumplimiento de ciertas obligaciones del Contrato de Concesión por un monto de M\$ 3.069 pesos argentinos (aprox. M\$ 217.766). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo por lo que dichas sentencia no se encuentra firme. Asimismo, el mencionado organismo impuso a HECSA una multa de M\$ 43 pesos argentinos (aprox. M\$ 3.051) por incumplimiento del deber de informar. Con fecha 11 de junio de 2014 se pagaron \$ 58,91 pesos argentinos (aprox. M\$ 4) por concepto de intereses punitivos por esta sanción.
- Para el ejercicio 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\$ 1.419). 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\$ 781). 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\$ 213).



4. Endesa 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\$ 47.949 pesos argentinos (aprox. M\$ 3.402.299). 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\$ 3.619). 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\$ 2.843). 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\$ 7.238). Su pago se efectuó con fecha 20 de noviembre de 2014.

5. Edegel S.A.A.

- En el mes de abril de 2011, Edegel S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación del Impuesto a la Renta del año 2006, por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2014 de S/.10.162.561 (aprox. M\$ 2.062.942). La apelación presentada se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En febrero de 2012, SUNAT ordenó a Edegel S.A.A. el pago de S/. 38.433.190,24 (aprox. M\$ 7.597.565) por concepto de tributo omitido, intereses y multas en relación a un proceso de fiscalización, originado en enero de 2006, sobre el Impuesto a la Renta del año 1999. Al respecto, Edegel S.A.A. pagó el importe requerido por SUNAT y presentó una demanda contencioso-administrativa, la cual se encuentra pendiente de resolución.
- En agosto de 2012, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 18.250 (5 Unidades Impositivas Tributarias - UIT) (aprox. M\$ 3.704) por las siguientes infracciones: (i) transgresiones a la CCIT: cumplimiento del correcto cálculo de indicadores y monto de compensación por calidad de tensión primer semestre 2011; (ii) no haber cumplido con el plazo para entrega de información de calidad del producto, para el mismo período; y (iii) haber reportado archivos de extensión RDI y RIN vacíos.
- 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\$ 1.391) 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\$ 40.789) 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\$ 8.261) (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\$ 19.404) 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 setiembre 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.
- 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 31 de diciembre de 2014 de S/. 9.384.971 (aprox. M\$ 1.905.095). 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\$ 97.661) 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\$ 90) 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\$ 67).
 - 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\$ 805) 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\$ 603).
 - 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\$ 7.510) (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 31 de diciembre de 2014 de S/. 1.695.331 (aprox. M\$ 344.142). La reclamación presentada se encuentra pendiente de resolución por SUNAT.
 - 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 2014 de S/. 13.515,23 (aprox. M\$ 2.743). Scotiabank Perú S.A.A. presentó la impugnación respectiva en enero de 2014.
 - 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’.
 - 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\$ 409).
 - 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\$ 65.315). Dicha multa ha sido aceptada por Edegel, motivo por el cual procedió con efectuar el pago de la misma.

6. Chinango S.A.C.

- En octubre de 2010, Chinango fue sancionada por la Municipalidad Distrital de San Ramón con una multa referida al Impuesto de Alcabala que gravó la transferencia de determinados activos en la Reorganización Simple llevada a cabo entre Edegel S.A.A. y Chinango S.A.C. y que entró en vigencia el 31 de mayo de 2009. La multa actualizada al 31 de diciembre de 2014 asciende a S/. 1.786.533 (aprox. M\$ 362.656). La reclamación presentada se encuentra pendiente de resolución.
- En el mes de mayo de 2012, Chinango S.A.C. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 40.150 (aprox. M\$ 7.937) (11 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por las siguientes infracciones: (i) no haber cumplido con el plazo para la entrega de información referida a la calidad de producto, respecto a los archivos fuente – NTCSE; y (ii) por haber reportado los archivos RIN y CI1 con errores (información no veraz) de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas. Dicha multa fue cancelada.
- En el mes de agosto de 2012, Chinango S.A.C. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 18.250 (aprox. M\$ 3.608) (5 Unidades



Impositivas Tributarias - UIT) por las siguientes infracciones: (i) transgresiones al indicador CCIT; (ii) no haber cumplido con el plazo de entrega de información; y (iii) haber remitido 2 reportes RIN y RD vacíos. Dicha multa fue cancelada.

- En el mes de agosto de 2012, Chinango S.A.C. fue sancionada por el Tribunal de apelaciones y sanciones el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente S/. 29.200 (aprox. M\$ 5.772) (8 Unidades Impositivas Tributarias - UIT), al declarar infundado el recurso de apelación interpuesto por Chinango S.A.C. contra la Resolución de Gerencia General N° 014801, la cual impuso una sanción por incumplimiento del Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica ("NTCSE"), correspondiente al primer semestre 2010 y la confirmó en todos sus extremos. Dicha multa fue cancelada.
- 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\$ 76.232), 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, 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\$ 771) 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 lo 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 lo 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\$ 366) (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. \$ 2.456), 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\$ 9.906).
- 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\$ 122.542), 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. interpondrá el recurso de apelación respectivo.



7. Emgesa.

- Mediante Resolución 10 de agosto de 2012 el Instituto Colombiano de Antropología e Historia –ICANH- impuso una sanción a la compañía de 200 salarios mínimos legales mensuales vigentes, Col\$ 113.340.000 (aprox. M\$ 28.744), por considerar que no se dio cumplimiento a la normativa y a los procedimientos establecidos en caso de hallazgos arqueológicos como los ocurridos entre los días 3 al 6 de abril de 2011 en zona del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo. En contra de la resolución antes mencionada, Emgesa presentó recurso, sin embargo el ICANH, mediante Resolución 149 del 22 de octubre de 2012, confirmó la sanción.

b) Asociadas y negocios conjuntos.

1 Enel Brasil S.A. y Filiales.

1.1 Ampla Energía S.A..

- Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, la sociedad fue sancionada con 1 multa por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por medición consumo de energía por un monto de M\$ 2.863 reales (aprox. M\$ 653.989). Durante 2011 fue sancionada con 3 multas por violación de los indicadores de telemarketing y tarifas de venta energía por un valor de M\$ 7.079 de reales (aprox. M\$ 1.617.041). Adicionalmente al 31 de diciembre de 2012 Ampla fue sancionada con una multa por la Secretaria de Receita Federal por incumplimiento de obligaciones fiscales por un monto de M\$ 7.478 reales (aprox. M\$ 1.708.183). La compañía ha presentado los recursos de reclamación respectivos.
- 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\$ 6.809.591). 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\$ 36.037). En el año de 2012, habían sido recibidas solamente 2 sanciones en un total de \$ 3.557.786 reales (aprox. M\$ 812.697), por los cuales hemos pagado \$ 2.112.600 reales (aprox. M\$ 530.159).
- 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\$ 27.457). 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\$ 16.641). (*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\$ 17.457).
- 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\$ 5.535). 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\$ 4.760), 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\$ 4.983.770). 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\$ 886.957). En 2013, Ampla ha sido sancionada 7 veces, especialmente por la calidad del servicio en un total de € 9.368.747 (aprox. M\$ 6.907.545), por los cuales ha pagado € 843.869 (aprox. M\$ 622.181). 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\$59.177). 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. 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\$ 26.498). 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\$14.617).

(*) 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\$ 490.718), contra las cuales ha presentado recursos administrativos. Solamente un recurso ha sido juzgado y por el que Ampla ha pagado € 1.958 (aprox. M\$ 1.443). En 2013, habían sido recibidas 4 sanciones en un total de € 7.616 (aprox. M\$ 5.615), 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\$ 46), los demás aún no han sido juzgados. En 2013, Ampla ha sido sancionada con 1 multa, por un monto de € 641 ya pagado.

1.2 Coelce.

- Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, la sociedad fue sancionada con 2 multas por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por incumplimientos de norma técnicas por un monto de M\$ 689 reales (aprox. M\$ 157.387).
- 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\$ 7.966.942). 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\$ 90.257). En el año de 2012, habían sido recibidas 24 sanciones en un total de \$ 53.810.352 reales (aprox. M\$ 12.291.781), por los cuales hemos pagado \$ 707.423 reales (aprox. M\$ 177.529) 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\$ 4.988). 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\$ 3.990). En el año de 2012, habían sido recibidas 2 sanciones en un total de \$ 12.953 reales (aprox. M\$ 3.251), 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\$ 2.433). 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\$ 6.416.527). Coelce ha pagado € 16.319 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\$ 8.064.734). 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\$1.045.900).

- 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\$18.242), por supuesto incumplimiento de plazos y damnificación de aparatos. Coelce ha presentado 3 recursos administrativos y ha pagado 1 sanción al valor de € 933. 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\$ 5.323). 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\$2.363) por las sanciones del año de 2013.

1.3 Cien.

- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 1 multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por una cuestión formal (falta de presentación de documentación) por un monto de \$ 32.136 reales (aprox. M\$ 7.340). 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 o cualquier otra autoridad fiscalizadora. 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\$ 7.446). 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. \$ 45.521) 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).

2. Transquillota.

- En el ejercicio 2012 la sociedad Transquillota en la cual Endesa Chile participa en un 50% y en el otro 50% participa Colbún, fue auditada por el Servicio de Impuestos Internos (SII) por un Programa de acreditación de gastos, considerando el SII que ciertas partidas como la depreciación por Activo Fijo no se había efectuado en la forma debida. Debido a lo anterior se presentó reconsideración administrativa de la Revisión de la Actuación Fiscalizadora (RAF) explicando las diferencias, acogándose las explicaciones de la empresa y rebajándose los intereses y multas a pagar al monto de M\$ 19.208 el cual fue pagado con fecha 27.03.2013. Endesa Chile sólo participa en un 50% del pago, estos es, de M\$ 9.604.
Terminado y pagado.

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



37. MEDIO AMBIENTE.

Los gastos ambientales al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Proyecto	Saldo al		
		31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Endesa Chile S.A.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.) y centrales termoeléctricas.	1.894.105	1.996.818	2.298.344
Edegel S.A.	Monitoreos ambientales, gestión de residuos, mitigaciones, Investigación y desarrollo, protección de radiaciones, reducción de vibraciones y restauraciones.	975.993	417.966	915.325
Total		2.870.098	2.414.784	3.213.669



38. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES.

El detalle de la información financiera resumida al 31 de diciembre de 2014 y 2013, bajo Normas Internacionales de Información Financiera es el siguiente:

CONSOLIDADO RESUMIDO DEL GRUPO ENDESA DESGLOSADO POR FILIAL												
Estados financieros	31 de diciembre de 2014											
	Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Total Pasivos	Ingresos Ordinarios	Costos Ordinarios	Ganancia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral total	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	75.414.557	209.069.274	284.483.831	(59.142.217)	(53.952.811)	(113.095.028)	227.886.302	(84.724.022)	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)	(141.767.621)	318.959.142	(229.058.776)	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)	(5.498.826)	10.484.435	(4.653.716)	5.830.719	(12.156)	5.818.563
Endesa Argentina S.A.	separado	1.924.047	42.081.267	44.005.314	(749.815)	-	(749.815)	340.599	-	340.599	(5.299.756)	(4.959.157)
Endesa Costanera S.A.	separado	31.868.372	154.649.134	186.517.506	(108.956.607)	(56.967.994)	(165.924.601)	75.204.382	(29.671.728)	45.532.654	3.989.198	49.521.852
Hidroinvest S.A.	separado	562.612	14.962.217	15.524.829	(423.843)	-	(423.843)	-	(2.811)	(2.811)	(1.868.145)	(1.870.956)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	22.930.536	137.891.546	160.822.082	(31.540.350)	(46.058.232)	(77.598.582)	30.178.802	(19.141.980)	11.036.822	(8.763.212)	2.273.610
Southern Cone Power Argentina S.A.	separado	4.162	753.403	757.565	(3.229)	-	(3.229)	-	(4.919)	(4.919)	(94.023)	(98.942)
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	329.672.209	1.782.307.979	2.111.980.188	(500.414.812)	(883.041.284)	(1.383.456.096)	753.455.621	(464.634.223)	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)	-	(3.148.425)	46.503.610	-	46.503.610	12.303.680	58.807.290
Edegel S.A.A.	separado	110.164.628	720.449.664	830.614.292	(85.724.692)	(235.667.176)	(321.391.868)	319.399.578	(213.260.179)	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)	(46.815.683)	34.656.130	(19.644.709)	15.011.421	3.041.428	18.052.849
Grupo Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Consolidado	197.276.197	216.893.717	414.169.914	(33.603.748)	(45.037.585)	(78.641.333)	113.074.006	(89.858.398)	23.215.608	51.288.697	74.504.305
Grupo Generandes Perú	Consolidado	121.446.538	816.077.565	937.524.103	95.676.185	(275.049.420)	(179.373.235)	353.847.452	(242.497.338)	111.350.114	23.990.135	135.340.249
Grupo Endesa Argentina	Consolidado	56.074.841	297.050.238	353.125.079	140.459.888	(101.749.459)	38.710.429	105.281.293	(48.769.700)	56.511.593	(5.660.609)	50.850.984



CONSOLIDADO RESUMIDO DEL GRUPO ENDESA DESGLOSADO POR FILIAL

	31 de diciembre de 2013											
	Estados financieros	Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Total Pasivos	Ingresos Ordinarios	Costos Ordinarios	Ganancia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral total
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Endesa Eco S.A.	separado	-	-	-	-	-	-	48.938.968	(24.522.864)	24.416.104	-	24.416.104
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	33.988.505	217.379.509	251.368.014	(35.867.416)	(41.936.800)	(77.804.216)	192.839.780	(78.347.987)	114.491.793	(13.866)	114.477.927
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	separado	-	-	-	-	-	-	211.140.517	(157.918.033)	53.222.484	-	53.222.484
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	74.282.837	428.366.270	502.649.107	(173.508.052)	(25.716.898)	(199.224.950)	74.083.557	(66.581.674)	7.501.883	5.793	7.507.676
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	separado	12.248.481	10.007.003	22.255.484	(3.182.462)	(4.599.826)	(7.782.288)	10.301.994	(4.155.242)	6.146.752	9.435	6.156.187
Endesa Argentina S.A.	separado	1.796.454	47.229.472	49.025.926	(811.271)	-	(811.271)	2.541.610	-	2.541.610	(8.696.980)	(6.155.370)
Endesa Costanera S.A.	separado	30.153.983	112.614.109	142.768.092	(162.244.700)	(9.452.339)	(171.697.039)	94.887.720	(118.255.734)	(23.368.014)	7.442.633	(15.925.381)
Hidroinvest S.A.	separado	528.995	16.812.785	17.341.780	(369.837)	-	(369.837)	20.354	-	20.354	(3.526.947)	(3.506.593)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	14.903.801	132.833.440	147.737.241	(21.069.801)	(45.717.551)	(66.787.352)	36.686.734	(25.681.727)	11.005.007	(16.110.208)	(5.105.201)
Southern Cone Power Argentina S.A.	separado	7.901	846.585	854.486	(1.209)	-	(1.209)	-	(14.112)	(14.112)	(178.479)	(192.591)
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	321.051.970	1.707.315.179	2.028.367.149	(229.533.581)	(864.631.943)	(1.094.165.524)	639.770.439	(408.981.567)	230.788.872	8.255.648	239.044.520
Generandes Perú S.A.	separado	214.375	202.971.423	203.185.798	(10.853)	-	(10.853)	33.470.743	-	33.470.743	450.172	33.920.915
Edegel S.A.A.	separado	97.736.569	678.847.872	776.584.441	(98.497.242)	(220.222.435)	(318.719.677)	256.345.889	(175.933.003)	80.412.886	(6.517.312)	73.895.574
Chinango S.A.C.	separado	7.048.693	104.913.829	111.962.522	(11.790.622)	(36.119.840)	(47.910.462)	27.707.823	(17.541.290)	10.166.533	(1.599.071)	8.567.462
Grupo Generandes Perú	consolidado	104.859.262	773.401.182	878.260.444	110.158.341	(256.342.275)	(146.183.934)	283.613.705	(200.901.785)	82.711.920	(9.871.336)	72.840.584
Grupo Endesa Argentina	consolidado	46.120.168	251.298.793	297.418.961	183.232.544	(54.121.669)	129.110.875	131.443.285	(141.303.392)	(9.860.107)	(10.906.856)	(20.766.963)



39. HECHOS POSTERIORES.

- 1) Con fecha 9 de Enero de 2015, Empresa Nacional de Electricidad S.A. y su filial Compañía Eléctrica de Tarapacá S.A concretaron la venta, a Temsa Fondo de Inversión Privado, del 100% de sus participaciones en Sociedad Concesionaria Túnel El melón S.A.. El precio de la transacción ascendió a M\$ 25.000.000. y como resultado de esta operación el Grupo Endesa Chile reconocerá en 2015 una utilidad neta de aproximadamente M\$ 4.207.150.
- 2) En mayo de 2014 el Comité de Ministros revocó la RCA del proyecto Hidroaysén. Como es de público conocimiento esta decisión ha sido recurrida ante los tribunales de Valdivia y Santiago. Recientemente, el 28 de enero, Endesa Chile tomó conocimiento que se ha denegado 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 manifiesta su voluntad de continuar defendiendo 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 tendientes a este fin. Endesa Chile mantiene el convencimiento que los recursos hidráulicos de la región de Aysén son importantes para el desarrollo energético del país.

Sin embargo, en 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 estamos en condiciones de prever. El proyecto no se encuentra en el portfolio de proyectos inmediatos de Endesa.

En consecuencia, la compañía ha decidido registrar una provisión por el deterioro de su participación en Hidroaysén S.A. por un monto de 69.066 millones de pesos (aproximadamente 121 millones de dólares), que afecta el resultado neto de la compañía del ejercicio 2014.

- 3) El proyecto Punta Alcalde cuenta con Resolución de Calificación Ambiental (RCA) aprobada para el proyecto de generación (ratificada con medidas adicionales por la Corte Suprema en enero 2014). Para completar su tramitación ambiental, es necesaria la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) asociado a la línea de transmisión.

El equipo de Ingeniería de Endesa Chile, con el apoyo de nuestros expertos en tecnología de carbón, han estudiado las posibilidades de adaptar Punta Alcalde para que sea un proyecto rentable y tecnológicamente más sustentable. La conclusión alcanzada es que tales adaptaciones implicarían modificaciones mayores a la RCA aprobada de difícil tramitación.

Por lo tanto, la compañía ha decidido detener el desarrollo del proyecto Punta Alcalde y el proyecto de transmisión asociado Punta Alcalde-Maitencillo, a la espera de poder despejar la incertidumbre respecto de su rentabilidad, provisionando el valor de activos no recuperables.

En consecuencia, la compañía ha decidido registrar una provisión por deterioro del proyecto por un monto de 12.582 millones de pesos (aproximadamente 22 millones de dólares), que afecta el resultado neto de la compañía del ejercicio 2014 en 9.184 millones de pesos.

- 4) Con fecha 17 de octubre de 2012, Endesa Chile interpuso ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (CCI), en adelante la Corte, una solicitud de arbitraje en contra de la empresa chilena Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile y Compañía Limitada"; la empresa italiana "Tecnimont SpA"; la empresa brasileña Tecnimont do Brasil Construcao e Administracao de Projetos Ltda."; la empresa eslovaca "Slovenske Energeticke Strojarne a.s." ("SES"); y la empresa chilena "Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada", en adelante todos colectivamente denominados "el Consorcio", con el objeto de exigir el íntegro y oportuno cumplimiento de las obligaciones pactadas por el Consorcio al amparo del Contrato Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina, contrato ACB-003.06., suministro llave en mano de una planta de generación térmica a carbón, en adelante el Contrato de Construcción. Se hace presente que esta información fue comunicada, en carácter de hecho esencial a esa Superintendencia, en la misma fecha precitada.

Con fecha 29 de enero de 2013 se informó a esa Superintendencia, en carácter de hecho esencial, que Endesa Chile había sido notificada por parte de la Secretaría Técnica de la citada



Corte, que los integrantes del Consorcio, por separado habían procedido a contestar la solicitud de arbitraje de Endesa Chile que contenía sus pretensiones y que junto con ello habían demandado reconventionalmente a Endesa Chile por un monto de US\$ MM 1.294, en el caso de las empresas Tecnimont y por un monto de US\$ MM 15, en el caso de las empresas SES.

En sesión ordinaria de fecha 29 de enero de 2015, el Directorio de Empresa Nacional de Electricidad S.A. ha aceptado y aprobado los términos y todos sus elementos de la esencia, de su naturaleza y los meramente accidentales del documento denominado "Transacción, Finiquito y Cancelación Condicionales", en adelante la Transacción, por el cual todas las partes que firman dicho documento (Empresa Nacional de Electricidad S.A. y el Consorcio) ponen término al arbitraje singularizado precedentemente y se otorgan un amplio finiquito recíproco de las obligaciones generadas al amparo del Contrato de Construcción. Se deja constancia que dicha aceptación y aprobación del Directorio de Endesa Chile de la Transacción, se ha acordado en la medida que se cumplan debida y oportunamente las condiciones suspensivas que se pactan en dicho instrumento, dentro de las cuales se cuenta que todos y cada uno de los directorios y/o órganos de administración de las sociedades que conforman el Consorcio hayan aceptado y aprobado expresamente los términos de la Transacción y todos sus elementos de su esencia, de su naturaleza y los meramente accidentales. Conforme a los términos de la Transacción, en caso de no verificarse, en tiempo y forma, las condiciones suspensivas a que se encuentra supeditada ésta quedará de pleno derecho sin valor alguno al haber fallado las condiciones pactadas para su exigibilidad.

Finalmente, se hace presente que, como consecuencia de la Transacción, los efectos financieros para Endesa Chile y el proyecto Bocamina II, en particular, corresponden al reconocimiento de una mayor inversión de US\$ MM 125.

No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 1 de enero de 2015 y la fecha de emisión de los estados financieros.



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

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

Corresponden a porcentajes de control.

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación al 31/12/2014			% Participación al 31/12/2013			Relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
76.003.204-2	Central Eólica Canela S.A.	Peso Chileno	0,00%	75,00%	75,00%	0,00%	75,00%	75,00%	Filial	Chile	Promoción y Desarrollo Proyectos de Energía Renovables
Extranjera	Chinango S.A.C.	Nuevos Soles	0,00%	80,00%	80,00%	0,00%	80,00%	80,00%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Peso Chileno	96,21%	0,00%	96,21%	96,21%	0,00%	96,21%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
Extranjera	Distrielec Inversora S.A.	Peso Argentino	0,89%	0,00%	0,89%	0,89%	0,00%	0,89%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjera	Edegel S.A.A	Nuevos Soles	29,40%	54,20%	83,60%	29,40%	54,20%	83,60%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Peso Colombiano	26,87%	0,00%	26,87%	26,87%	0,00%	26,87%	Filial	Colombia	Generación de Energía Eléctrica.
Extranjera	Emgesa Panama S.A.	Dólar	0,00%	26,87%	26,87%	0,00%	26,87%	26,87%	Filial	Colombia	Compra Venta de Energía Eléctrica
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Peso Chileno	92,65%	0,00%	92,65%	92,65%	0,00%	92,65%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
Extranjera	Endesa Argentina S.A.	Peso Argentino	99,66%	0,34%	100,00%	99,66%	0,34%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Peso Argentino	24,85%	50,82%	75,67%	24,85%	50,82%	75,67%	Filial	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad
78.932.860-9	GasAtacama S.A.	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Explotación, Generación, Transmisión, Distribución de Energía Eléctrica y Gas Natural
96.830.980-3	GasAtacama Chile S.A.	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Administración de Sociedades
78.952.420-3	Gasoducto Atacama Argentina S.A.	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Explotación de Transporte de Gas Natural
77.032.280-4	Gasoducto TalTal S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Transporte, Comercialización y Distribución de Gas Natural
Extranjera	Generandes Perú S.A.	Nuevos Soles	61,00%	0,00%	61,00%	61,00%	0,00%	61,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
76.676.750-8	GNL Norte S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Producción, Transporte y Distribución de Energía y Combustible



Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación al 31/12/2014			% Participación al 31/12/2013			Relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Peso Argentino	2,48%	65,19%	67,67%	2,48%	65,19%	67,67%	Filial	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjera	Hidroinvest S.A.	Peso Argentino	41,94%	54,15%	96,09%	41,94%	54,15%	96,09%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjera	Ingendesa do Brasil Ltda.	Real	1,00%	99,00%	100,00%	1,00%	99,00%	100,00%	Filial	Brasil	Consultora de Ingeniería de Proyectos
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (*)	Dólar	50,00%	50,00%	100,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Filial	Chile	Generación de Energía y Transporte de Gas Natural
96.905.700-K	Progas S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	50,00%	Filial	Chile	Adquisición, Producción, Transporte y Distribución Comercial de Gas Natural
96.671.360-7	Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.	Peso Chileno	99,99%	0,01%	100,00%	99,99%	0,01%	100,00%	Filial	Chile	Ejecución, Construcción y Explotación del Túnel El Melón
Extranjera	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Peso Colombiano	0,00%	94,95%	94,95%	0,00%	94,95%	94,95%	Filial	Colombia	Administración de Puertos
Extranjera	Southern Cone Power Argentina S.A.	Peso Argentino	98,00%	2,00%	100,00%	98,00%	2,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjera	Termoeléctrica José de San Martín S.A.	Peso Argentino	0,00%	20,86%	20,86%	0,00%	20,86%	20,86%	Filial	Argentina	Construcción y Explotación de una Central de Ciclo combinado
Extranjera	Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.	Peso Argentino	0,00%	20,86%	20,86%	0,00%	20,86%	20,86%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica

(*) Ver Nota 2.4.1 y 5.

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



ANEXO N° 2 VARIACIONES DEL PERIMETRO DE CONSOLIDACIÓN:

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

Incorporación al perímetro de consolidación durante los ejercicios 2014 y 2013.

Sociedad	%Participación al 31 de diciembre de 2014				%Participación al 31 de diciembre de 2013			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (*)	50,00%	50,00%	100,00%	Integración global	0,00%	0,00%	0,00%	-
GasAtacama S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global	0,00%	0,00%	0,00%	-
GasAtacama Chile S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global	0,00%	0,00%	0,00%	-
Gasoducto TalTal S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global	0,00%	0,00%	0,00%	-
Gasoducto Atacama Argentina S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global	0,00%	0,00%	0,00%	-
GNL Norte S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global	0,00%	0,00%	0,00%	-
Progas S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global	0,00%	0,00%	0,00%	-

(*) Ver Nota 2.4.1 y 5.

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



ANEXO N° 3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS:

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

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación al 31/12/2014			% Participación al 31/12/2013			Relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Peso Chileno	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
Extranjera	Distrilec Inversora S.A.	Peso Argentino	0,89%	0,00%	0,89%	0,89%	0,00%	0,89%	Asociadas	Argentina	Sociedad de Cartera
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Dólar	42,50%	0,00%	42,50%	42,50%	0,00%	42,50%	Asociadas	Chile	Sociedad de Cartera
Extranjera	Enel Brasil	Real	34,64%	4,00%	38,64%	34,64%	4,00%	38,64%	Asociadas	Brasil	Sociedad de Cartera
Extranjera	Endesa Cemsas S.A.	Peso Argentino	0,00%	45,00%	45,00%	0,00%	45,00%	45,00%	Argentina	Argentina	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica
76.418.940-K	GNL Chile.S.A.	Dólar	33,33%	0,00%	33,33%	33,33%	0,00%	33,33%	Asociadas	Chile	Promover proyecto para suministro de gas licuado
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Dólar	20,00%	0,00%	20,00%	20,00%	0,00%	20,00%	Asociadas	Chile	Desarrollo, Diseño, Suministro de un Terminal de Regasificación de Gas Natural Licuado
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (*)	Dólar	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Negocio Conjunto	Chile	Generación de Energía y Transporte de Gas Natural
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

(*) Ver Nota 2.4.1 y 5.



ANEXO N° 4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA:

Este anexo corresponde a la Nota 18 "Otros pasivos financieros".

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

a) Préstamos bancarios

- Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos.

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Corriente			No Corriente								
					Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2014 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\$	Total No Corriente al 31-12-2014 M\$	Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2013 M\$	Vencimiento			Total No Corriente al 31-12-2013 M\$				
					Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$								Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$		Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		
Chile	US\$	6,32%	5,98%	No	20.269	1.020.576	1.040.845	-	-	-	-	-	-	842.850	106.843.174	107.686.024	892.825	-	-	-	-	-	892.825	
Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	No	582	-	582	-	-	-	-	-	-	7	-	7	-	-	-	-	-	-	-	
Perú	US\$	3,01%	2,93%	No	2.914.574	8.998.364	12.910.938	40.274.383	18.781.256	16.391.794	256.394	-	75.703.827	3.056.656	4.148.020	7.204.676	10.047.517	14.963.210	15.340.751	13.282.260	-	-	53.633.738	
Argentina	US\$	13,33%	13,03%	No	2.808.939	12.054.341	14.863.280	1.039.398	-	-	-	-	1.039.398	3.542.419	8.408.627	11.951.046	1.641.372	-	-	-	-	-	-	1.641.372
Argentina	\$ Arg	34,36%	35,13%	No	4.667.574	8.107.262	12.774.836	7.968.912	188.784	-	-	-	8.157.696	14.276.066	4.487.398	18.763.464	6.898.796	4.852.373	-	-	-	-	-	11.751.169
Colombia	\$ Col	8,29%	8,13%	No	1.401.291	4.203.875	5.605.166	10.766.379	15.367.075	14.619.719	13.872.363	48.015.897	102.641.433	1.431.306	4.293.917	5.725.223	5.725.223	11.271.083	16.244.420	15.481.057	65.954.840	-	114.676.623	
Total					11.813.229	35.382.418	47.195.647	60.049.072	34.337.115	31.011.513	14.128.757	48.015.897	187.542.354	23.148.304	128.179.136	151.327.440	25.205.733	31.086.666	31.585.171	28.763.317	65.954.840	-	182.595.727	



b) Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas

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

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Corriente			No Corriente						
					Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2014 MS	Vencimiento			Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2013	Vencimiento		Vencimiento			Total No Corriente al 31-12-2013 MS			
					Uno a Tres Meses MS	Tres a Doce Meses MS		Uno a Dos Años MS	Dos a Tres Años MS	Tres a Cuatro Años MS	Cuatro a Cinco Años MS	Más de Cinco Años MS		Uno a Tres Meses MS	Tres a Doce Meses MS	Uno a Dos Años MS	Dos a Tres Años MS	Tres a Cuatro Años MS		Cuatro a Cinco Años MS	Más de Cinco Años MS	
Chile	US\$	7,43%	7,24%	No	9.028.616	144.138.509	153.167.125	25.547.239	25.547.239	25.547.239	25.547.239	733.419.902	835.608.858	5.738.678	17.216.036	22.954.714	124.912.501	13.505.570	13.505.570	13.505.570	399.525.039	564.954.250
Chile	U.F.	6,00%	5,48%	No	8.377.677	30.005.314	38.382.991	37.771.918	37.771.918	46.672.611	46.672.611	4.444.068	5.444.068	21.021.997	26.466.905	26.466.905	26.064.680	25.663.263	25.261.848	24.860.432	394.573.848	496.424.071
Perú	US\$	6,70%	6,59%	No	4.424.492	1.630.232	6.054.724	14.072.738	1.443.269	17.173.013	5.691.115	15.382.941	43.743.076	64.265	7.018.782	7.668.407	5.278.029	12.212.120	1.274.164	6.226.685	18.288.999	43.280.007
Perú	Soles	6,40%	6,30%	No	159.918	479.754	639.672	639.671	639.671	5.986.014	5.986.014	10.345.168	13.285.877	10.345.168	13.285.877	10.345.168	13.285.877	591.993	591.993	1.012.183	12.980.159	12.980.159
Colombia	US\$	8,67%	8,45%	No	80.341.828	48.241.503	128.583.331	64.323.005	104.159.054	113.765.973	140.860.988	1.179.957.966	28.242.856	68.050.619	96.300.882	51.702.168	120.534.353	106.354.371	95.600.862	106.354.371	720.650.133	1.094.941.887
Total					102.332.531	224.495.312	326.827.843	142.353.571	168.990.109	183.666.670	227.057.947	1.937.348.972	2.659.417.269	50.420.065	117.627.943	168.048.008	277.481.556	103.675.116	136.254.439	151.539.061	1.543.630.202	2.212.580.374

- Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreditadora	Nombre del Acreditador	País Acreditadora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés	Tasa nominal	Garantía	12-2014										12-2013									
										Corriente		Total Corriente	No Corriente					Total No Corriente	Corriente			Total Corriente	No Corriente					Total No Corriente	
										Menos de 90 días	Corriente más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		Total No Corriente
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,25%	6,16%	Si	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.724.809	4.724.809	296.731	296.731	296.731	296.731	296.731	5.739.263	6.056.179		
Extranjero	Edogel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,30%	6,59%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	74.183	222.548	296.731	296.731	296.731	296.731	296.731	296.731	6.252.994		
Extranjero	Edogel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,41%	6,31%	No	80.157	240.472	320.629	320.629	320.629	320.629	320.629	5.880.850	7.163.366	73.816	221.447	295.263	295.263	295.263	295.263	295.263	4.872.930	6.053.980		
Extranjero	Edogel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,38%	6,26%	No	79.781	239.282	319.043	319.042	319.042	319.042	5.265.385	6.222.511	84.859	3.866.220	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edogel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,80%	6,75%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.408.901	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edogel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	6,44%	6,34%	No	91.749	275.246	366.995	366.994	366.994	366.994	366.994	9.039.318	10.507.294	80.999	242.996	323.995	323.995	323.994	323.995	323.994	323.994	8.198.326	9.494.304	
Extranjero	Edogel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	9,20%	9,00%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	111.647	5.408.008	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edogel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	7,93%	7,78%	No	91.899	275.698	367.597	367.597	367.597	367.597	4.989.648	6.092.459	81.132	243.395	324.527	324.526	324.527	324.526	324.527	324.526	4.318.583	5.614.689		
Extranjero	Edogel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	7,25%	7,13%	No	3.881.082	-	3.881.082	-	-	-	-	-	-	57.826	173.478	231.304	3.359.046	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edogel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,73%	6,63%	No	95.816	287.449	383.265	383.265	383.265	383.265	6.296.355	6.296.355	84.990	253.749	338.309	338.309	338.309	338.309	338.309	338.309	5.791.150			
Extranjero	Edogel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,09%	6,00%	No	86.777	260.331	347.108	347.108	347.108	347.108	6.333.114	6.333.114	76.610	229.829	306.439	306.438	306.439	306.438	306.439	306.438	5.485.204	5.791.442		
Extranjero	Edogel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,57%	6,47%	No	93.536	280.869	374.226	374.225	374.225	6.103.969	6.852.419	73.816	221.449	295.266	295.266	295.266	295.266	295.266	295.266	5.772.090	6.993.154			
Extranjero	Edogel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5,80%	5,78%	No	83.413	250.839	334.492	334.492	334.492	334.492	6.323.623	7.641.435	82.995	247.784	330.379	330.379	330.379	330.379	330.379	330.379	5.282.006	6.274.052		
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos A5	Colombia	\$ Col	5,54%	5,43%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13.616.326	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos A10	Colombia	\$ Col	8,97%	8,59%	No	53.979.516	-	53.979.516	-	-	-	-	-	-	-	929.183	2.817.550	3.766.732	57.903.035	-	-	-	-	-	
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos A102	Colombia	\$ Col	8,87%	8,59%	No	10.281.812	-	10.281.812	-	-	-	-	-	-	-	178.890	536.671	715.561	11.029.149	-	-	-	-	-	
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B-103	Colombia	\$ Col	8,99%	8,99%	No	982.211	2.946.634	3.928.845	3.928.846	3.928.846	43.805.925	-	-	-	-	734.499	2.203.498	2.937.997	2.937.997	46.956.691	-	-	-	-	
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B10	Colombia	\$ Col	9,44%	9,31%	No	892.562	2.447.687	3.330.249	3.330.250	3.330.250	3.330.250	41.216.421	-	-	-	51.807.171	824.131	2.412.392	3.296.524	3.296.524	3.296.524	44.205.339	52.731.837		
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B15	Colombia	\$ Col	9,96%	9,61%	No	316.557	949.671	1.266.228	1.266.228	1.266.228	1.266.228	19.363.519	-	-	-	47.428.431	297.055	891.166	1.188.221	1.188.222	1.188.222	1.188.222	21.276.616	26.029.504	
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B3-09	Colombia	\$ Col	9,10%	8,80%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	382.915	25.929.967	26.312.882	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B99-09	Colombia	\$ Col	9,77%	9,43%	No	1.213.148	3.639.445	4.852.593	4.852.593	4.852.593	58.216.407	-	-	-	6.792.993	1.153.945	3.461.835	4.615.780	4.615.779	4.615.780	62.205.978	-	-		
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B12	Colombia	\$ Col	9,97%	9,62%	No	509.026	1.527.019	2.036.025	2.036.026	2.036.026	25.961.808	-	-	-	1.941.999	1.941.999	1.941.999	1.941.999	1.941.999	1.941.999	29.449.526	37.217.522			
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	No	591.018	1.743.234	2.334.252	2.334.252	2.334.252	2.334.252	25.362.714	-	-	-	34.659.962	4.486.961	13.640.983	17.847.844	2.497.535	2.497.536	2.497.535	2.497.536	39.740.589	
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos quimbo	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	No	4.175.756	12.527.267	16.703.023	16.703.023	16.703.023	182.262.097	-	-	-	249.074.189	624.384	1.947.841	17.947.841	17.947.841	17.947.841	213.793.324	285.584.788			
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	7,30%	7,11%	No	1.246.095	3.738.285	4.984.380	4.984.380	4.984.380	91.102.169	-	-	-	111.039.689	1.100.769	3.302.308	4.403.077	4.403.078	4.403.078	44.037.947	117.048.783			
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	7,42%	7,22%	No	845.071	2.533.012	3.382.483	3.382.482	3.382.482	3.382.482	77.827.476	-	-	-	91.308.004	753.246	2.259.137	3.012.983	3.012.983	3.012.983	31.912.983	91.738.223		
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	\$ Col	8,83%	8,55%	No	1.843.223	5.529.669	7.372.892	7.372.892	7.372.892	7.372.892	134.542.069	-	-	-	164.033.637	1.648.116	4.944.349	6.592.465	6.592.465	6.592.465	143.514.560	169.884.424		
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	\$ Col	8,06%	7,82%	No	703.731	2.111.194	2.814.926	2.814.926	2.814.926	40.827.900	-	-	-	49.272.678	616.960	1.850.879	2.467.839	2.467.838	2.467.839	43.453.010	53.324.362			
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B6-11	Colombia	\$ Col	8,06%	7,82%	No	228.103	684.309	912.412	912.412	912.412	12.333.669	-	-	-	15.970.905	199.927	799.903	799.903	799.903	799.903	14.084.549	17.284.161			
Extranjero	Empesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	\$ Col	7,95%	7,73%	No	743.130	2.229.390																		



c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero

- Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero por Deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés efectiva	12-2014										12-2013							
								Corriente			No Corriente							Corriente			No Corriente				
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
91.081.000-Extranjera	Empresa Nacional de Electricidad S.A. Edeqel S.A.A.	Chile	87.509.100-K	Abengoa Chile Banco Scotiabank	Chile	US\$	6,50%	652.199	1.957.446	2.609.645	2.611.991	2.614.490	2.617.151	2.619.984	12.287.815	22.751.431	581.073	1.742.183	2.323.256	2.320.387	2.317.331	2.314.078	2.310.611	13.024.032	22.286.439
		Peru	Extranjera		Peru	US\$	1,98%	2.250.920	6.692.173	8.943.093	8.781.527	13.384.629	-	-	-	22.166.156	1.486.952	4.421.036	8.907.988	7.757.609	7.612.090	11.585.284	-	-	26.954.983
Total								MS		11.552.738						44.917.587			8.231.244						49.241.422

d) Otras Obligaciones.

- Individualización de Otras Obligaciones.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés efectiva	12-2014										12-2013								
								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	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	9.523	1.850.404	1.859.927	671.565	670.617	669.670	808.784	23.886.776	26.707.412	72.176.231	-	72.176.231	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.242.057	-	2.242.057	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	17,29%	1.097.278	1.294.252	2.391.530	-	-	-	-	-	-	922.114	2.556.048	3.478.162	1.528.787	-	-	-	-	-	1.528.787
Extranjera	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US\$	2,33%	952	168.039	168.991	-	-	-	-	-	-	767	145.344	146.111	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	23,54%	127.042	381.125	508.167	7.769.157	1.945.985	-	-	-	9.715.142	48.246	144.738	192.984	784.122	343.815	-	-	-	-	1.127.937
Total								MS		4.928.615						36.422.554			78.235.545						2.656.724	



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

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

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

ENDESA S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

**Estados de Situación Financiera Consolidados
al 31 de Diciembre de 2014 y 2013**

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			32.565.577	14.961.313
	Dólares	Pesos chileno	124.074	2.627.445
	Dólares	Pesos Colombianos	342.438	13.145
	Dólares	Nuevo sol peruano	21.216.886	11.839.569
	Dólares	Peso Argentino	564.885	481.154
	Peso Argentino	Dólares	4.206.734	-
	Pesos chileno	Dólares	6.110.560	-
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			14.039.935	28.384.147
	Dólares	Pesos chileno	14.039.935	28.384.147
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			46.605.512	43.345.460
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			46.605.512	43.345.460
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			568.650.823	684.780.866
	Dólares	Pesos chileno	27.794.762	138.667.414
	Peso argentino	Peso chileno	1.979.132	2.400.103
	Reales	Nuevo sol peruano	56.886.006	57.354.100
	Reales	Peso chileno	481.990.923	486.359.249
Plusvalía			94.462.005	88.651.527
	Nuevo sol peruano	Peso chileno	88.241.039	81.661.135
	Peso Argentino	Peso chileno	6.220.966	6.990.392
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			663.112.828	773.432.393
TOTAL ACTIVOS			709.718.340	816.777.853



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

			31-12-2014									31-12-2013									
			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\$	M\$	No Corriente	M\$	M\$	Corriente	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
PASIVOS																					
Otros pasivos financieros	Dólares		22.110.484	179.508.084	201.618.568	92.998.841	62.441.500	52.398.867	34.923.516	784.957.434	1.027.720.158	88.212.425	149.941.202	238.153.627	152.850.240	50.610.321	44.019.849	35.325.134	430.838.070	713.643.614	
	Dólares	Pesos chileno	9.701.084	147.116.531	156.817.615	28.159.230	28.161.729	28.164.390	28.167.223	745.707.717	868.360.289	7.162.601	125.801.393	132.963.994	128.125.713	15.822.901	15.819.647	15.816.182	412.549.071	588.133.514	
	Dólares	Soles	9.589.986	18.318.769	27.908.755	63.128.648	33.609.154	23.564.807	5.947.509	15.362.941	141.613.059	3.088.350	15.585.838	18.674.188	23.083.155	34.787.420	28.200.202	19.508.952	18.288.999	123.868.728	
	Dólares	Peso Argentino	2.819.414	14.072.784	16.892.198	1.710.963	670.617	669.670	808.764	23.866.776	27.746.810	77.961.474	8.553.971	86.515.445	1.641.372	-	-	-	-	1.641.372	
TOTAL PASIVOS			22.110.484	179.508.084	201.618.568	92.998.841	62.441.500	52.398.867	34.923.516	784.957.434	1.027.720.158	88.212.425	149.941.202	238.153.627	152.850.240	50.610.321	44.019.849	35.325.134	430.838.070	713.643.614	



ANEXO N°6 DETALLE DE INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE FECHA 03 DE FEBRERO DE 2012:

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

a) **Estratificación de la cartera.**

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

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

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al											
	31-12-2013											
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
Cuentas Comerciales bruto	203.773.215	751.245	157.913	69.022	70.393	21.226.096	1.050	118	845	3.093.213	229.143.110	125.349.056
Provisión de deterioro	(215.507)	-	-	-	-	(55.494)	-	-	-	(2.423.973)	(2.694.974)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	83.724.115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	83.724.115	6.248.354
Provisión de deterioro	(1.297.252)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.297.252)	-
Total	285.984.571	751.245	157.913	69.022	70.393	21.170.602	1.050	118	845	669.240	308.874.999	131.597.410



- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	Saldo al 31-12-2014						Saldo al 31-12-2013					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$
al día	395	321.415.800	-	-	395	321.415.800	310	203.773.215	-	-	310	203.773.215
Entre 1 y 30 días	150	6.649.258	-	-	150	6.649.258	50	751.245	-	-	50	751.245
Entre 31 y 60 días	98	2.333.183	-	-	98	2.333.183	16	157.913	-	-	16	157.913
Entre 61 y 90 días	50	613.491	-	-	50	613.491	14	69.022	-	-	14	69.022
Entre 91 y 120 días	49	228.410	-	-	49	228.410	9	70.393	-	-	9	70.393
Entre 121 y 150 días	34	77.466	-	-	34	77.466	12	21.226.096	-	-	12	21.226.096
Entre 151 y 180 días	58	265.238	-	-	58	265.238	4	1.050	-	-	4	1.050
Entre 181 y 210 días	7	65.525	-	-	7	65.525	5	118	-	-	5	118
Entre 211 y 250 días	6	136.823	-	-	6	136.823	4	845	-	-	4	845
superior a 251 días	122	3.653.609	-	-	122	3.653.609	52	3.093.213	-	-	52	3.093.213
Total	969	335.438.803	-	-	969	335.438.803	476	229.143.110	-	-	476	229.143.110

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 31-12-2014		Saldo al 31-12-2013	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	5	186.025	5	223.563
Total	5	186.025	5	223.563

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



c) Provisiones y castigos.

Provisiones y castigos	Saldo al		
	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	748.748	(140.365)	(1.460.736)
Castigos del ejercicio	-	(411.830)	(271.908)
Recuperos del ejercicio	-	-	-
Total	748.748	(552.195)	(1.732.644)

d) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al					
	31-12-2014		31-12-2013		31-12-2012	
	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
Provisión deterioro y recuperos:						
Número de operaciones	181	181	24	124	10	26
Monto de las operaciones M\$	748.748	748.748	(159.544)	(140.365)	(815.265)	(1.460.736)



ANEXO N°6.1 DETALLE DE INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES:

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

a) **Estratificación de la cartera.**

- Por antigüedad de los Cuentas comerciales:

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



Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al 31-12-2013											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 Generación y transmisión	203.773.215	751.245	157.913	69.022	70.393	21.226.096	1.050	118	845	3.093.213	229.143.110	125.349.056	
-Grandes Clientes	178.104.188	751.245	157.913	69.022	70.393	21.226.096	1.050	118	845	3.093.213	203.474.083	-	
-Clientes Institucionales	22.542.434	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22.542.434	125.349.056	
-Otros	3.126.593	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.126.593	-	
Provision Deterioro	(215.507)	-	-	-	-	(55.494)	-	-	-	(2.423.973)	(2.694.974)	-	
Servicios no facturados	146.445.453	-	-	-	-	-	-	-	-	-	146.445.453	1.510.879	
Servicios facturados	57.327.762	751.245	157.913	69.022	70.393	21.226.096	1.050	118	845	3.093.213	82.697.657	123.838.177	
Total Cuentas Comerciales Brutos	203.773.215	751.245	157.913	69.022	70.393	21.226.096	1.050	118	845	3.093.213	229.143.110	125.349.056	
Total Provisión Deterioro	(215.507)	-	-	-	-	(55.494)	-	-	-	(2.423.973)	(2.694.974)	-	
Total Cuentas Comerciales Netos	203.557.708	751.245	157.913	69.022	70.393	21.170.602	1.050	118	845	669.240	226.448.136	125.349.056	



- Por tipo de cartera:

Tipos de cartera	Saldo al										
	31-12-2014										
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total cartera bruta M\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN											
Cartera no repactada	321.415.800	6.649.258	2.333.183	613.491	228.410	77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	335.438.803
-Grandes Clientes	288.234.785	6.649.258	2.333.183	563.008	228.410	77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	302.207.305
-Clientes Institucionales	31.379.347	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.379.347
-Otros	1.801.668	-	-	50.483	-	-	-	-	-	-	1.852.151
Total cartera bruta	321.415.800	6.649.258	2.333.183	613.491	228.410	77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	335.438.803

Tipos de cartera	Saldo al										
	31-12-2013										
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total cartera bruta M\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN											
Cartera no repactada	203.773.215	751.245	157.913	69.022	70.393	21.226.096	1.050	118	845	3.093.213	229.143.110
-Grandes Clientes	178.104.188	751.245	157.913	69.022	70.393	21.226.096	1.050	118	845	3.093.213	203.474.083
-Clientes Institucionales	22.542.434	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22.542.434
-Otros	3.126.593	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.126.593
Total cartera bruta	203.773.215	751.245	157.913	69.022	70.393	21.226.096	1.050	118	845	3.093.213	229.143.110



ANEXO N°6.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA:

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

País	Colombia				Peru				Argentina				Chile				Total				
	31.12.2014		31.12.2013		31.12.2014		31.12.2013		31.12.2014		31.12.2013		31.12.2014		31.12.2013		31.12.2013				
	Energía y peajes	Potencia	Energía y peajes	Potencia	Energía y peajes	Potencia	Energía y peajes	Potencia	Energía y peajes	Potencia	Energía y peaje	Potencia	Energía y peajes	Potencia	Energía y potencia	Potencia	Energía y peajes	Potencia	Energía y peajes	Potencia	
BALANCE																					
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	7.786.508	-	13.456.841	-	5.368.119	1.066.736	4.951.544	2.134.415	-	-	-	-	30.645.060	5.030.017	17.240.768	3.364.415	43.799.687	6.096.753	35.649.152	5.498.830	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	40.601.712	-	38.659.559	-	17.278.485	3.882.644	12.182.345	4.158.171	4.480.943	2.247.911	9.700.852	3.817.585	88.822.807	10.403.137	75.669.872	7.535.000	151.183.947	16.533.692	136.212.628	15.510.756	
Total Activo estimado	48.388.220	-	52.116.399	-	22.646.604	4.949.380	17.133.889	6.292.586	4.480.943	2.247.911	9.700.852	3.817.585	119.467.867	15.433.154	92.910.640	10.899.415	194.983.634	22.630.445	171.861.780	21.009.586	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.284.266	-	-	-	10.284.266	-	-	-	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	7.649.456	-	6.624.845	-	3.678.805	208.310	1.532.078	5.133	600.929	6.529	1.668.713	110.013	44.165.832	3.334.071	61.643.367	1.928.835	56.095.022	3.548.911	71.469.003	2.043.982	
Total Pasivo estimado	7.649.456	-	6.624.845	-	3.678.805	208.310	1.532.078	5.133	600.929	6.529	1.668.713	110.013	54.450.098	3.334.071	61.643.367	1.928.835	66.379.288	3.548.911	71.469.003	2.043.982	
Ventas de Energía	54.137.539	-	50.812.335	-	22.846.244	4.468.362	17.235.999	6.140.336	4.586.523	2.405.065	10.371.211	4.283.230	106.840.736	15.433.154	89.504.578	10.899.415	188.411.042	22.306.581	167.924.124	2.043.982	
Compra de Energía	7.769.885	-	5.989.034	-	3.641.295	206.188	1.495.015	5.009	623.093	7.326	1.872.252	123.432	38.974.833	3.334.071	65.049.429	1.928.835	51.009.106	3.547.585	74.405.730	2.043.982	



ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO DE PROVEEDORES:

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

Proveedores con pagos al día	Saldo al				Saldo al			
	31-12-2014				31-12-2013			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	-	99.765.926	-	99.765.926	-	75.858.538	21.892.209	97.750.747
Entre 31 y 60 días	-	6.067.846	-	6.067.846	-	-	-	-
Total	-	105.833.772	-	105.833.772	-	75.858.538	21.892.209	97.750.747

Proveedores con plazos vencidos	Saldo al				Saldo al			
	31-12-2014				31-12-2013			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Más de 180 días	-	1.137.018	-	1.137.018	-	-	-	-
Total	-	1.137.018	-	1.137.018	-	-	-	-