

ENDESA AMÉRICAS S.A. Y FILIALES

Estados Financieros Consolidados al 30 de junio de 2016 y por el periodo comprendido entre el 1 de marzo de 2016 (fecha de su creación) y el 30 de junio de 2016.

(Con el Informe de los Auditores Independientes)

ENDESA AMÉRICAS S.A. Y FILIALES

CONTENIDO

Informe de los Auditores Independientes

Estados de Situación Financiera Intermedio Consolidados

Estados de Resultados Integrales Intermedios Consolidados

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Intermedio

Estados de Flujos de Efectivo Intermedios Consolidados

Notas a los Estados Financieros Intermedios 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
Endesa Américas S.A.:

Informe sobre los estados financieros consolidados

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados intermedios adjuntos de Endesa Américas S.A. y filiales, que comprenden el estado consolidado de situación financiera al 30 de junio de 2016 al 1 de marzo de 2016 (fecha de su creación) y los correspondientes estados consolidados intermedios de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el periodo comprendido entre el 1 de marzo de 2016 y el 30 de junio de 2016 y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados intermedios.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración de la Compañía es responsable por la preparación y presentación razonable de la información financiera intermedia de acuerdo con NIC 34 incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB). Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados intermedios a base de nuestra auditoría. No auditamos los estados financieros consolidados de la filial Endesa Argentina S.A. y filiales, cuyos estados financieros reflejan un total de activos que constituyen un 10,90% y un 10,99% de los activos totales consolidados al 30 de junio de 2016 y 1 de marzo de 2016, respectivamente, y un 10,11% de los ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por naturaleza por el periodo comprendido entre el 1 de marzo de 2016 y el 30 de junio de 2016. Adicionalmente, no hemos auditado los estados financieros de ciertas asociadas, reflejadas en los estados financieros consolidados intermedios bajo el método de la participación, las cuales representan en su conjunto un activo total por M\$534.850.522 al 30 de junio de 2016 y un resultado neto devengado (utilidad) por M\$25.562.551 por el periodo comprendido entre el 1 de marzo de 2016 y el 30 de junio de 2016. Estos estados financieros fueron auditados por otros auditores, cuyos informes nos ha sido proporcionado y nuestra opinión, en lo que se refiere a los montos incluidos de dichas filiales y asociadas, se basan únicamente en los informes de esos otros auditores. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados intermedios 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 intermedios. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados intermedios, 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 intermedios 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 intermedios.

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

Opinión

En nuestra opinión, basada en nuestra auditoría y en los informes de los otros auditores, los estados financieros consolidados intermedios mencionados en el primer párrafo, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Endesa Américas S.A. y filiales al 30 de junio de 2016 y 1 de marzo de 2016 (fecha de su creación) y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el periodo comprendido entre el 1 de marzo de 2016 y el 30 de junio de 2016 de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Otros asuntos, Estado consolidado intermedio de resultados integrales por el periodo comprendido entre el 1 de abril y el 30 de junio de 2016

Con fecha 27 de julio de 2016, emitimos un informe de revisión del estado consolidado intermedio de resultados integrales por el periodo comprendido entre el 1 de abril y el 30 de junio de 2016, de acuerdo con NIC 34 incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Cristián Maturana R.'

Cristián Maturana R.
Santiago, 5 de agosto de 2016

KPMG Ltda.

ENDESA AMÉRICAS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES
Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios, Clasificados
al 30 de junio y 01 de marzo de 2016
(En miles de pesos)

	Nota	30-06-2016	01-03-2016
ACTIVOS			
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	<u>5</u>	113.637.683	211.252.436
Otros activos financieros, corrientes	<u>6</u>	3.330.959	4.026.343
Otros activos no financieros, corrientes		8.182.421	11.065.826
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, corrientes	<u>7</u>	228.027.444	211.703.393
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	<u>8</u>	66.707.642	54.507.295
Inventarios	<u>9</u>	27.095.115	22.562.325
Activos por impuestos, corrientes	<u>10</u>	1.486.536	1.180.380
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		448.467.800	516.297.998
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros, no corrientes	<u>6</u>	1.491.012	577.719
Otros activos no financieros, no corrientes		1.130.895	2.764.889
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, no corrientes	<u>7</u>	218.201.571	220.651.649
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	<u>11</u>	534.850.522	438.747.045
Activos intangibles distintos de la plusvalía	<u>12</u>	31.531.661	28.938.862
Plusvalía	<u>13</u>	96.566.275	94.270.450
Propiedades, planta y equipo	<u>14</u>	2.632.392.915	2.464.778.942
Activos por impuestos diferidos	<u>15</u>	15.731.766	16.403.221
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		3.531.896.617	3.267.132.777
TOTAL ACTIVOS		3.980.364.417	3.783.430.775
PATRIMONIO Y PASIVOS			
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros, corrientes	<u>16</u>	250.285.611	198.963.253
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	<u>19</u>	268.138.188	238.547.183
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	<u>8</u>	59.695.554	57.977.586
Otras provisiones, corrientes	<u>20</u>	41.728.577	67.049.521
Pasivos por impuestos, corrientes	<u>10</u>	43.364.451	69.623.615
Otros pasivos no financieros corrientes		1.806.926	1.797.957
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		665.019.307	633.959.115
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros, no corrientes	<u>16</u>	925.445.179	908.367.472
Otras cuentas por pagar, no corrientes	<u>19</u>	35.396.432	37.652.705
Otras provisiones, no corrientes	<u>20</u>	58.871.199	33.922.532
Passivo por impuestos diferidos	<u>15</u>	150.982.120	153.726.524
Provisiones por beneficios a los empleados, no corrientes	<u>21</u>	22.515.863	19.308.134
Otros pasivos no financieros, no corrientes		17.730.977	17.547.660
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		1.210.941.770	1.170.525.027
TOTAL PASIVOS		1.875.961.077	1.804.484.142
PATRIMONIO			
Capital emitido	<u>22</u>	778.936.764	778.936.764
Ganancias acumuladas		1.329.144.560	1.297.590.577
Primas de emisión		120.497.065	120.497.065
Otras reservas	<u>22</u>	(946.124.191)	(1.051.304.606)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		1.282.454.198	1.145.719.800
Participaciones no controladoras	<u>22</u>	821.949.142	833.226.833
TOTAL PATRIMONIO		2.104.403.340	1.978.946.633
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		3.980.364.417	3.783.430.775

ENDESA AMÉRICAS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES
Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza
Por los períodos de cuatro y tres meses terminados al 30 de junio de 2016
(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	Cuatro meses terminados al 30-06-2016	Tres meses terminados al 30-06-2016 (No Auditado)
Ingresos de actividades ordinarias	<u>23</u>	439.608.741	306.549.785
Otros ingresos	<u>23</u>	26.683.232	18.203.938
Total de Ingresos Operacionales		466.291.973	324.753.723
Materias primas y consumibles utilizados	<u>24</u>	(168.410.349)	(110.070.418)
Margen de Contribución		297.881.624	214.683.305
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		963.352	912.510
Gastos por beneficios a los empleados	<u>25</u>	(25.832.218)	(19.741.778)
Gasto por depreciación y amortización	<u>26</u>	(35.395.486)	(26.759.274)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del período	<u>26</u>	114.573	119.096
Otros gastos, por naturaleza	<u>27</u>	(26.291.365)	(22.141.063)
Resultado de Explotación		211.440.480	147.072.796
Otras ganancias (pérdidas)		40.617	492.451
Ingresos financieros	<u>28</u>	10.717.000	6.876.998
Costos financieros	<u>28</u>	(51.847.433)	(40.137.591)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	<u>11</u>	25.562.551	18.965.775
Diferencias de cambio	<u>28</u>	(6.960.901)	3.598.577
Resultado por unidades de reajuste	<u>28</u>	15	15
Ganancia antes de impuestos		188.952.329	136.869.021
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	<u>29</u>	(55.731.434)	(50.676.392)
GANANCIA		133.220.895	86.192.629
Ganancia atribuible a			
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora		67.958.011	39.924.850
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	<u>22</u>	65.262.884	46.267.779
GANANCIA		133.220.895	86.192.629
Ganancia por acción básica			
Ganancia por acción básica en operaciones continuadas	\$/acción	8,29	4,87
Ganancia por acción básica	\$/acción	8,29	4,87
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	8.201.755	8.201.755
Ganancias por acción diluidas			
Ganancia diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$/acción	8,29	4,87
Ganancia diluida por acción	\$/acción	8,29	4,87
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	8.201.755	8.201.755

ENDESA AMÉRICAS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES
Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza
Por los períodos de cuatro y tres meses terminados al 30 de junio de 2016
(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	Cuatro meses terminados al 30-06-2016	Tres meses terminados al 30-06-2016 (No Auditado)
Ganancia		133.220.895	86.192.629
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	<u>21</u>	(1.349.033)	(1.349.033)
Otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		(1.349.033)	(1.349.033)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Ganancias por diferencias de cambio de conversión		168.911.249	56.659.495
Ganancias por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		845.643	82.903
Ganancias por coberturas de flujos de efectivo		5.520.155	2.903.456
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultado		(33.582)	(33.356)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		(762.517)	(289.474)
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		174.480.948	59.323.024
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		173.131.915	57.973.991
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		517.815	517.815
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		517.815	517.815
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		(1.510.020)	(856.936)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		(1.510.020)	(856.936)
Total Otro resultado integral		172.139.710	57.634.870
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		305.360.605	143.827.499
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		172.840.811	89.336.763
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		132.519.794	54.490.736
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		305.360.605	143.827.499

ENDESA AMÉRICAS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estado de Cambio en el Patrimonio Neto Intermedios Consolidado
Por el período de cuatro meses terminados al 30 de junio de 2016
(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	Total Otras reservas				
Saldo Inicial al 01-03-2016	778.936.764	120.497.065	(263.741.101)	(8.696.789)	-	(118.662)	(778.748.054)	(1.051.304.606)	1.297.590.577	1.145.719.800	833.226.833	1.978.946.633
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									67.958.011	67.958.011	65.262.884	133.220.895
Otro resultado integral			103.320.160	2.365.939	(297.615)	227.258	(732.942)	104.882.800		104.882.800	67.256.910	172.139.710
Resultado integral										172.840.811	132.519.794	305.360.605
Dividendos									(36.106.413)	(36.106.413)	(143.797.485)	(179.903.898)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	297.615	-	-	297.615	(297.615)	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	103.320.160	2.365.939	-	227.258	(732.942)	105.180.415	31.553.983	136.734.398	(11.277.691)	125.456.707
Saldo Final al 30-06-2016	778.936.764	120.497.065	(160.420.941)	(6.330.850)	-	108.596	(779.480.996)	(946.124.191)	1.329.144.560	1.282.454.198	821.949.142	2.104.403.340

ENDESA AMÉRICAS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES
Estados de Flujo de Efectivo Consolidados Intermedios Directo
Por el período de cuatro meses terminado al 30 de junio de 2016
(En miles de pesos)

	Nota	Cuatro meses terminados al
		30-06-2016
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		496.533.658
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		1.270.090
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		5.287.278
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(223.736.360)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(27.968.285)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(170.573)
Otros pagos por actividades de operación		(27.211.020)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)		
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(85.239.769)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(6.169.954)
Flujos de efectivo netos procedentes de actividades de operación		132.595.065
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		
Préstamos a entidades relacionadas		(11.978.442)
Cobros de entidades relacionadas		16.937.574
Compras de propiedades, planta y equipo		(57.177.812)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuto financiera		(1.195.794)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuto financiera		1.534
Dividendos recibidos		916.602
Intereses recibidos		6.580.060
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión		(45.916.278)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		
Total importes procedentes de préstamos		52.799.350
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		52.799.350
Cobros procedentes de préstamos de entidades relacionadas		44.184.249
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(24.436.286)
Pagos de préstamos		(66.908.003)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(4.679.489)
Dividendos pagados		(160.752.949)
Intereses pagados		(30.911.606)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(318.047)
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación		(191.022.781)
Disminución en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(104.343.994)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		6.729.241
Disminución neta de efectivo y equivalentes al efectivo		(97.614.753)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	5	211.252.436
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	5	113.637.683

ENDESA AMÉRICAS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

Índice

1.	ANTECEDENTES GENERALES DE ENDESA AMÉRICAS S.A.	9
1.1	Actividades del Grupo	10
2.	BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS.....	11
2.1.	Bases de preparación.....	11
2.2.	Nuevos pronunciamientos contables	12
2.3.	Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas	13
2.4.	Sociedades filiales	14
2.5.	Sociedades asociadas.....	15
2.6.	Principios de consolidación y combinaciones de negocio.....	15
3.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS.....	17
a)	Propiedades, planta y equipo.....	17
b)	Plusvalía	18
c)	Activos intangibles distintos de la plusvalía	19
d)	Deterioro del valor de los activos no financieros	19
e)	Arrendamientos	20
f)	Instrumentos financieros	21
g)	Medición del valor razonable.....	24
h)	Inversiones contabilizadas por el método de la participación	25
i)	Inventarios	25
j)	Provisiones	25
K)	Conversión de saldos en moneda extranjera	26
l)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	27
m)	Impuesto a las ganancias.....	27
n)	Reconocimiento de ingresos y gastos	28
o)	Ganancia (pérdida) por acción	29
p)	Dividendos	29
q)	Estado de flujos de efectivo	29
4.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	30
4.1	Marco regulatorio:.....	30
5.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	42
6.	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	42
7.	CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	43
8.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS	44
9.	INVENTARIOS.....	48
10.	ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES.....	49
11.	INVERSIONES CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	50
12.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA	52
13.	PLUSVALÍA.....	54
14.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO	55
15.	IMPUESTOS DIFERIDOS	59
16.	OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	62
17.	POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	71
18.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS	74
19.	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR	77
20.	PROVISIONES	78
21.	OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	79
22.	PATRIMONIO TOTAL.....	81
23.	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS POR NATURALEZA.....	84
24.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.....	84

25. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	85
26. GASTOS POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS POR DETERIORO.....	85
27. OTROS GASTOS POR NATURALEZA	86
28. RESULTADOS FINANCIERO.....	86
29. IMPUESTO A LAS GANANCIAS.....	87
30. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.....	88
31. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS.	91
32. DOTACIONES	105
33. SANCIONES	105
34. MEDIO AMBIENTE	108
35. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE ENTIDADES CONSOLIDADAS	109
36. HECHOS POSTERIORES.....	110
ANEXO N° 1 ENTIDADES QUE COMPONEN EL GRUPO	111
ANEXO N° 2 SOCIEDADES ASOCIADAS	112
ANEXO N° 3 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA.....	113
ANEXO N° 4 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA	120
ANEXO N° 5 DETALLE DE INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE FECHA 03 DE FEBRERO DE 2012	122
ANEXO N° 5.1 DETALLE DE INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES.....	125
ANEXO N° 5.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJES	127
ANEXO N° 6 DETALLE VENCIMIENTO DE PROVEEDORES.....	128

ENDESA AMÉRICAS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
AL 30 DE JUNIO DE 2016 Y POR EL PERÍODO DE CUATRO MESES TERMINADOS A ESA FECHA
(En miles de pesos)

1. ANTECEDENTES GENERALES DE ENDESA AMÉRICAS S.A.

Con fecha 28 de abril de 2015, Empresa Nacional de Electricidad S.A. (en adelante "Endesa Chile") informó a la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (en adelante "SVS") mediante un hecho esencial que su directorio resolvió, por la unanimidad de sus miembros, iniciar los trabajos de análisis de una reorganización societaria ("reorganización") tendiente a la separación de las actividades de generación y distribución de energía en Chile del resto de las actividades desarrolladas fuera de Chile, cuyo objetivo sería resolver ciertas duplicidades y redundancias que derivaban de la compleja estructura societaria de Enersis Américas S.A. (antes denominada como Enersis S.A.) y sus filiales Endesa Chile y Chilectra S.A. ("Chilectra") y la generación de valor para todos sus accionistas, manteniendo los beneficios derivados de la pertenencia al Grupo Enel SpA.

En el mismo hecho esencial, el directorio de Endesa Chile informó que había acordado iniciar los estudios tendientes a analizar una posible reorganización societaria, consistente en la división de la compañía para la segregación de los negocios en Chile y fuera de Chile, y eventualmente una futura fusión de estos últimos en una sola sociedad.

Con fecha 27 de julio de 2015, en cumplimiento de lo previsto en los artículos 9 y 10 de la Ley N° 18.045 sobre el Mercado de Valores y de lo establecido en la Norma de Carácter General N°30 de la SVS, Endesa Chile mediante hecho esencial informó a la misma SVS que su directorio había resuelto, por la unanimidad de sus miembros, que de aprobarse el llevar a cabo la separación de las actividades de generación y distribución en Chile del resto de actividades desarrolladas fuera de Chile por el Grupo, tal reorganización se llevaría a cabo a través de los siguientes pasos:

- a. Dividir Endesa Chile y Chilectra, mediante la creación de dos nuevas sociedades denominadas Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A., (en adelante, "Endesa Américas" y "Chilectra Américas", respectivamente). Cada una de las sociedades continuadoras de la división, Endesa Chile y Chilectra, conservarían la totalidad del negocio que actualmente desarrollan en Chile. Es decir, se asignaría la parte del patrimonio conformada, entre otros, por los activos, pasivos y autorizaciones administrativas correspondientes, que cada una de las sociedades escindidas tienen actualmente en Chile. Por su parte, a las sociedades que nacen de la división, es decir, Endesa Américas y Chilectra Américas, se les asignaría el patrimonio correspondiente al negocio internacional (fundamentalmente, participaciones accionariales en sociedades domiciliadas en Argentina, Brasil, Colombia y Perú). Las nuevas sociedades Endesa Américas y Chilectra Américas cotizarían en los mercados bursátiles donde actualmente lo hacen, respectivamente, Endesa Chile y Chilectra, y en el caso de Endesa Américas, además, se sometería a lo dispuesto en el Título XII del D.L. 3.500 de 4 de noviembre de 1980.
- b. Dividir Enersis Américas S.A. ("Enersis Américas"), mediante la creación de una nueva sociedad denominada Enersis Chile S.A., ("Enersis Chile"). A la sociedad continuadora de la división, Enersis Américas, se le asignarían las participaciones e inversiones en las sociedades Endesa Américas y Chilectra Américas, y eventuales pasivos que se asignarían al negocio escindido. De esta manera, la nueva sociedad Enersis Chile sería la sociedad holding del negocio chileno radicado en Endesa Chile y Chilectra, y la sociedad continuadora Enersis Américas conservaría la calidad de sociedad holding del negocio internacional comprendiendo la participación de Endesa Américas y Chilectra Américas. La nueva sociedad Enersis Chile cotizaría en los mercados bursátiles donde actualmente lo hace Enersis Américas, y se sometería a lo dispuesto en el Título XII del D.L. 3.500 de 4 de noviembre de 1980.
- c. Con posterioridad a la materialización de las divisiones referidas precedentemente, se llevaría a cabo una fusión por absorción de Endesa Américas y Chilectra Américas, en Enersis Américas. El resultado final sería que la sociedad que resulte continuadora luego de la fusión, ésta es, Enersis Américas, desarrollaría directamente el negocio internacional y Enersis Chile, en forma indirecta mediante la propiedad de las acciones de sus filiales Endesa Chile y Chilectra, desarrollaría el negocio nacional chileno, lo que, en su caso, representaría una amplia simplificación respecto de la actual estructura.

En Junta Extraordinaria de Endesa Chile celebrada el 18 de diciembre de 2015, los accionistas aprobaron la división de Endesa Chile en dos sociedades, surgiendo de esta división la nueva sociedad anónima abierta Endesa Américas S.A., regida por el Título XII del D.L. 3500, a la que se le asignaron las participaciones societarias y activos y pasivos asociados de Endesa Chile fuera de Chile, e incorporándose en ella la totalidad de los accionistas de Endesa Chile en la misma proporción que les corresponde en el capital de Endesa Chile por un número de acciones igual al que tenían en la sociedad dividida (relación 1 a 1); permaneciendo en la sociedad dividida Endesa Chile la totalidad del respectivo negocio que actualmente desarrolla en Chile, incluyendo la parte del patrimonio conformada

por los activos, pasivos y autorizaciones administrativas en Chile no asignados expresamente a Endesa Américas en la División.

Como parte del acuerdo de división, se acordó asimismo (i) la disminución del capital de Endesa Chile producto de la división desde la suma de \$ 1.331.714.085.130, dividido en 8.201.754.580 acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal, a la nueva suma de \$ 552.777.320.871, dividido en 8.201.754.580 acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal; (ii) establecer el capital de Endesa Américas, correspondiente al monto en que se disminuyó el capital de Endesa Chile, dividido en 8.201.754.580 acciones ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal; y (iii) la distribución del patrimonio social entre Endesa Chile y Endesa Américas, asignándose a Endesa Américas los activos y delegándose los pasivos según lo señalado en la referida junta.

Por su parte, se aprobaron los estatutos de Endesa Américas, la que desde su entrada en vigencia se sometió en forma anticipada y voluntariamente a las normas establecidas en el artículo 50 Bis de la Ley de Sociedades Anónimas relativas a la elección de directores independientes y creación de Comité de Directores.

En cumplimiento de lo acordado por la Junta Extraordinaria de Accionistas de Endesa Chile celebrada el 18 de diciembre de 2015, el Directorio de Endesa tomó conocimiento de la circunstancia de haberse cumplido la condición suspensiva a que se hallaba sujeta la división de Endesa y que ha dispuesto el otorgamiento de la escritura pública que declara cumplida la referida condición suspensiva, denominada "Escritura de Cumplimiento de Condición de División de Empresa Nacional de Electricidad S.A.". En consecuencia y de conformidad a lo aprobado en la mencionada Junta, la división de Endesa Chile se hizo efectiva a contar del 01 de marzo de 2016, fecha a partir de la cual la nueva sociedad Endesa Américas comenzó su existencia y se verificó la disminución de capital y demás reformas estatutarias de la actual Endesa Chile. Las acciones en que se divide el capital social de Endesa Américas se distribuyeron liberadas de todo pago a los accionistas de Endesa Chile con derecho a recibirlas el 21 de abril de 2016.

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

La preparación de estos estados financieros consolidados de Endesa Américas no incluye ninguno de los efectos que eventualmente podrían originarse como resultado de la potencial fusión antes mencionada.

1.1 Actividades del Grupo

Endesa Américas S.A. (en adelante, la "Sociedad Matriz" o la "Sociedad") y sus entidades filiales, integran el Grupo Endesa Américas (en adelante "Endesa Américas" o el "Grupo").

Endesa Américas 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 (SVS), desde el 13 de abril de 2016 y en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica (SEC) desde el 31 de marzo de 2016. Adicionalmente, sus acciones transan en la Bolsa de Comercio de Santiago, en la Bolsa Electrónica de Chile, en la Bolsa de Valores de Valparaíso y en la New York Stock Exchange desde el 21 de abril de 2016.

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

La Sociedad fue constituida bajo la razón social de Endesa Américas S.A. el 19 de enero de 2016. Para efectos tributarios la sociedad opera bajo Rol Único Tributario 76.536.351-9.

Al 30 de junio de 2016 la dotación del Grupo alcanzó los 1.323 trabajadores. En promedio la dotación del Grupo durante el período de cuatro meses terminados al 30 de junio de 2016 fue de 1.321. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica, ver Nota 32.

La Sociedad tiene por objeto principal explotar la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, pudiendo para tales efectos obtener, adquirir y gozar las concesiones y mercedes respectivas.

Tiene también como objeto prestar servicios de consultoría en todos los ámbitos y especialidades de la ingeniería y de la gestión de empresas; adquirir, diseñar, construir, mantener y explotar obras de infraestructura civiles o

hidráulicas directamente relacionadas con concesiones de obras públicas; explotar los bienes que conforman su activo; realizar inversiones, desarrollar proyectos y efectuar operaciones o actividades en el campo energético y en aquellas actividades o productos relacionados directamente con la energía; realizar inversiones, desarrollar proyectos y efectuar operaciones o actividades en procesos industriales en que la energía eléctrica sea esencial, determinante y tenga un uso intensivo en dichos procesos.

Además, la Sociedad puede invertir en bienes inmuebles y en activos financieros, títulos o valores mobiliarios, derechos en sociedades y documentos mercantiles en general, siempre y cuando se relacionen con el objeto social, pudiendo adquirirlos, administrarlos y enajenarlos.

En el cumplimiento de su objeto social, la sociedad podrá actuar directamente o a través de sociedades filiales o coligadas, tanto en el país como en el extranjero.

2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

2.1. Bases de preparación

Los estados financieros consolidados intermedios de Endesa Américas al 30 de junio de 2016, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 27 de julio de 2016, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), siguiendo los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) N° 34 "Información financiera intermedia".

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

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Endesa Américas y sus filiales al 30 de junio de 2016 y 01 de marzo de 2016, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por el período de cuatro meses terminados al 30 de junio de 2016.

Estos estados financieros consolidados intermedios se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método del costo, con excepción, de acuerdo a NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable, y de aquellos activos no corrientes u grupos en desapropiación disponibles para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios, que se registran al menor entre el valor contable y el valor razonable menos los costos de venta (ver Nota 3).

Los presentes estados financieros consolidados intermedios han sido preparados a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad y sus filiales. Cada entidad prepara sus estados financieros siguiendo los principios y criterios contables en vigor en cada país, por lo que en el proceso de consolidación se han introducido los ajustes y reclasificaciones necesarios para homogeneizar entre sí tales principios y criterios para adecuarlos a las NIIF.

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

Tal como se describe en Nota 1, Endesa Américas es una sociedad de reciente creación y representa una continuación de un negocio ya existente, específicamente de las actividades fuera de Chile que anteriormente desarrollaba la sociedad relacionada Endesa Chile, y cuyas participaciones societarias y activos y pasivos asociados le fueron transferidos con fecha 01 de marzo de 2016. Al tratarse de una operación bajo control común, Endesa América ha considerado en sus balances de apertura los mismos saldos que anteriormente formaban parte de los estados financieros consolidados de Endesa Chile, en lo relativo a sus actividades fuera de Chile.

2.2. Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 01 de enero de 2017 y siguientes:

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

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
Enmienda a NIC 12: Reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas <i>El objetivo de las enmiendas a NIC 12 "Impuesto a las Ganancias" es aclarar la contabilización de activos por impuestos diferidos procedentes de pérdidas no realizadas relacionadas con instrumentos de deuda medidos a valor razonable.</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2017.
Enmienda a NIC 7: Iniciativa sobre información a revelar <i>Las modificaciones a NIC 7 "Estado de Flujos de Efectivo" forman parte de la iniciativa del IASB para mejorar la presentación y revelación de información en los estados financieros. Estas modificaciones introducen requerimientos adicionales de revelación a cerca de las actividades de financiación del estado de flujos de efectivo.</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2017.
NIIF 9: Instrumentos Financieros <i>Corresponde a la versión final de la norma, publicada en julio de 2014, y completa el proyecto del IASB de reemplazar a la NIC 39 "Instrumentos financieros: reconocimiento y medición". Este proyecto fue dividido en tres etapas: Fase 1 - Clasificación y medición de los activos y pasivos financieros: introduce un enfoque lógico para la clasificación de los activos financieros, basado en las características del flujo de efectivo y en el modelo de negocio. Este nuevo modelo también resulta en un único modelo de deterioro para todos los instrumentos financieros. Fase 2 - Metodología del deterioro de valor: con el objetivo de reconocer las pérdidas crediticias de manera oportuna, la norma exige a las entidades dar cuenta de las pérdidas crediticias esperadas desde el momento en que los instrumentos financieros son reconocidos en los estados financieros. Fase 3 - Contabilidad de coberturas: establece un nuevo modelo que está orientado a reflejar una mejor alineación entre la contabilidad y la gestión de los riesgos. Se incluyen además mejoras en las revelaciones requeridas. <i>Esta versión final de la NIIF 9 reemplaza a las versiones anteriores de la norma.</i></i>	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2018.
NIIF 15: Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes <i>Esta nueva norma y las aclaraciones posteriores emitidas por el IASB, son aplicables a todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros. Su objetivo es mejorar la comparabilidad de la información financiera, proporcionando un nuevo modelo para el reconocimiento de ingresos y requerimientos más detallados para contratos con elementos múltiples. A demás exige un mayor desglose de información. Esta norma reemplazará a la NIC 11 "Contratos de Construcción" y NIC 18 "Ingresos de Actividades Ordinarias", y a las interpretaciones relacionadas con ellas (CINIIF 13, CINIIF 15, CINIIF 18 y SIC 31).</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2018.
Enmienda a NIIF 15: Aclaración de requerimientos <i>Enmienda emitida con el objetivo de clarificar los requisitos de la NIIF 15 "Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes" y proporcionar un alivio transitorio adicional para las compañías que están implementando el nuevo estándar.</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2018.

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Enmienda a NIIF 2: Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones</p> <p><i>Estas modificaciones especifican los requerimientos contables respecto a: i) los efectos de las condiciones de irrevocabilidad de la concesión, y de las condiciones distintas a la irrevocabilidad, en la medición de los pagos basados en acciones liquidados en efectivo; ii) transacciones de pagos basados en acciones con características de liquidación neta en la retención de las obligaciones tributarias; y iii) modificación de los términos y condiciones de un pago basado en acciones que cambia su clasificación de transacción liquidada en efectivo a transacción liquidada con instrumentos de patrimonio.</i></p>	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2018.
<p>NIIF 16: Arrendamientos</p> <p><i>Establece la definición de un contrato de arrendamiento y especifica el tratamiento contable de los activos y pasivos originados por estos contratos desde el punto de vista del arrendador y arrendatario. La nueva norma no difiere significativamente de la norma que la precede, NIC 17 "Arrendamientos", con respecto al tratamiento contable desde el punto de vista del arrendador. Sin embargo, desde el punto de vista del arrendatario, la nueva norma requiere el reconocimiento de activos y pasivos para la mayoría de los contratos de arrendamientos.</i></p>	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2019.
<p>Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos</p> <p><i>La enmienda corrige una inconsistencia existente entre la NIIF 10 "Estados Financieros Consolidados" y la NIC 28 "Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos" respecto al tratamiento contable de la venta y aportaciones entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto.</i></p> <p><i>El IASB decidió aplazar la fecha de aplicación efectiva de esta enmienda de manera indefinida, en espera del resultado de su proyecto de investigación sobre el método de participación.</i></p>	Aplazada indefinidamente

El Grupo está evaluando el impacto que tendrá la NIIF 9, la NIIF 15 y la NIIF16 en la fecha de su aplicación efectiva. La Administración estima que el resto de enmiendas pendientes de aplicación no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados de Endesa Américas.

2.3. Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

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

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

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

- En un acuerdo de concesión de servicios, determinación de si un concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador, a quién y a qué precio, factores esenciales para la aplicación de CINIIF 12 "Acuerdos de Concesión de Servicios".
- 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.j.1 y 21).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.c).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.g y 18).
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver Anexo 5.2).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.j).
- 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 sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados (ver Nota 3.m).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.

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

2.4. Sociedades filiales

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

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

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

Las entidades filiales se consolidan por integración global, tal como se describe en la Nota 2.6.

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

2.4.1 Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%

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

2.5. Sociedades asociadas

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

La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la asociada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto sobre ésta. En la evaluación de la existencia de influencia significativa se consideran los derechos de voto potenciales ejercitables o convertibles en la fecha de cierre de cada periodo, teniendo en cuenta igualmente los derechos de voto potenciales poseídos por Endesa Américas o por otra entidad. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que el Grupo posee el 20% o más del poder de voto de la asociada.

Las entidades asociadas se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la Nota 3.h.

En el Anexo N°2 *Sociedades Asociadas* de los presentes estados financieros consolidados intermedios, se describe la relación de Endesa Américas con cada una de dichas sociedades.

2.6. Principios de consolidación y combinaciones de negocio

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

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

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

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

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

Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, el Grupo informará valores provisionales para los elementos cuyo valor no ha podido ser determinado. Durante el periodo de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento.

En el caso de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, en la fecha de adquisición, se mide a valor razonable la participación previamente mantenida en el patrimonio de la entidad adquirida y la ganancia o pérdida resultante, si la hubiera, es reconocida en el resultado del periodo.

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" y "Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integrales consolidado.

3. La conversión de los estados financieros de las sociedades 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 promedio del período (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).
 - c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.
 - d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión" dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 22.2).
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 entidades 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 intermedios adjuntos, han sido los siguientes:

a) Propiedades, planta y equipo

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

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define período sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión (ver Nota 14.b.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 14.b.2).
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 20).

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

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

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

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

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

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

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	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

Adicionalmente, para más información, a continuación se presenta una mayor apertura para la clase 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	10 – 35
Centrales de ciclo combinado	3 – 25

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	7 años

En la medida en que el Grupo reconoce los activos como Propiedades, plantas y equipos, éstos se amortizan durante el período menor entre la vida económica o plazo concesional, cuando el beneficio económico del activo se limita a su uso durante el período de concesión. Al final de cada período de concesión, ésta puede ser renovada a discreción de la autoridad otorgante, de lo contrario todos los activos o instalaciones serán devueltos a autoridad otorgante.

Cualquier obligación de inversión, mejora o reposición asumida por el Grupo, se considera en los cálculos de deterioro de valor de las Propiedades, plantas y equipos como una salida de flujos futuros comprometidos de carácter contractual, necesarios para obtener las entradas de flujos de efectivo futuras.

La administración del Grupo evaluó las casuísticas específicas de 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 "Acuerdos de Concesión de Servicios", interpretación que establece cómo registrar y valorizar cierto tipo de concesiones.

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

b) Plusvalía

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

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

La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable, o cuando existan indicios, se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al registro del deterioro en el resultado del período (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 01 de marzo y 30 de junio de 2016, no existen activos intangibles con vida útil indefinida por montos significativos.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores se explican en la Nota 3.d.

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

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

c.1) Gastos de investigación y desarrollo

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

Los costos de investigación se registran como gasto en el estado de resultados integrales consolidado en el período en que se incurran.

c.2) Otros activos intangibles

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

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

d) Deterioro del valor de los activos no financieros

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

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

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

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

Estas proyecciones cubren, en general, los próximos cinco años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate. Al 30 de junio de 2016, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones fueron las que se detallan a continuación:

País	Moneda	Tasas de crecimiento (g)
Argentina	Peso argentino	11,1%
Brasil	Real	5,0% - 6,0%
Perú	Sol	3,2%
Colombia	Peso colombiano	4,1%

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

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

País	Moneda	Mínimo	Máximo
Argentina	Peso argentino	41,0%	46,9%
Brasil	Real	13,0%	22,9%
Perú	Sol		11,8%
Colombia	Peso colombiano		15,0%

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, prorrteando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite de su valor razonable menos los costos de venta, o su valor de uso, y sin que pueda resultar un valor negativo.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en períodos anteriores para un activo, distinto de la plusvalía, son revertidas sí, y sólo si, se han producido cambios en las estimaciones utilizadas para determinar el valor del mismo. Si así fuera el caso, se aumenta el valor del activo hasta su monto recuperable con abono a resultados, con el límite del valor en libros que el activo podría haber tenido (neto de amortización o depreciación) si no se hubiese reconocido la pérdida por deterioro en períodos anteriores.

e) Arrendamientos

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

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

Los arrendamientos financieros en los que el Grupo actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo según su naturaleza y un pasivo por el mismo monto e igual al valor razonable del bien arrendado, o bien al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento, si éste fuera menor. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se dividen entre gasto financiero y reducción de la deuda. El gasto financiero se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. El activo se deprecia en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares, si existe certeza razonable

de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

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

f) Instrumentos financieros

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

f.1) Activos financieros excepto derivados

El Grupo clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de la participación (ver Notas 3.h y 11) y los activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios, en cuatro categorías:

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

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

- **Inversiones mantenidas hasta el vencimiento:** aquellas que el Grupo tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento, se contabilizan al costo amortizado según se ha definido en el párrafo anterior.
- **Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:** incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.
- **Activos financieros disponibles para la venta:** son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las tres categorías anteriores (ver Nota 6).

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

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

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

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

f.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación financiera 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 realizable en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.

f.3) Deterioro de valor de los activos financieros

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

- En el caso de los activos financieros que tienen origen comercial incluidos dentro de la categoría "Préstamos y cuentas por cobrar", se provisionan los saldos sobre los que existe evidencia objetiva de la incapacidad de recuperación de valor. Con carácter general, las sociedades del Grupo tienen definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad, como puede ser el caso de montos por cobrar a entidades públicas (ver Nota 7).
- Para el caso de los activos financieros con origen financiero, que se incluyen dentro de las categorías "Préstamos y cuentas por cobrar" e "Inversiones mantenidas hasta el vencimiento", la determinación de la necesidad de deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, y se mide como la diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados, descontados a la tasa de interés efectiva original (ver Notas 6 y 18).
- En el caso de las inversiones financieras disponibles para la venta, los criterios de deterioro se detallan en la Nota 3.f.1.

f.4) Pasivos financieros excepto derivados

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

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

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 16, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, "deuda fija") y deuda a tasa de interés variable (en adelante, "deuda variable"). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada período en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

f.5) Derivados y operaciones de cobertura

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

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

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

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

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

El Grupo no aplica contabilidad de cobertura sobre sus inversiones en el exterior.

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

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

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

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

f.6) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

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

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

Estos derechos sólo pueden ser legalmente exigibles dentro del curso normal del negocio, o bien en caso de incumplimiento, de insolvencia o de quiebra, de una o de todas las contrapartes.

f.8) Contratos de garantías financieras

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

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

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

g) Medición del valor razonable

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Los activos y pasivos registrados a valor razonable se presentan en la Nota 18.3.

h) Inversiones contabilizadas por el método de la participación

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

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

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

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

En el Anexo N°2 de los presentes estados financieros consolidados intermedios, denominado "Sociedades Asociadas", se describe la relación de Endesa Américas con cada una de estas entidades.

i) Inventarios

Los inventarios se valoran al precio medio ponderado de adquisición o valor neto de realización si éste es inferior. El valor neto de realización es el precio de venta estimado del activo en el curso normal de la operación, menos los costos de venta aplicables.

j) Provisiones

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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.

k) Conversión de saldos en moneda extranjera

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

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

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

I) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

m) Impuesto a las ganancias

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

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, pérdidas y créditos tributarios no utilizados, en la medida en que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios, salvo que el activo por impuesto diferido relativo a la diferencia temporal 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 y asociadas, en las cuales el Grupo pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no se reviertan en un futuro previsible.

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

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

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

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

n) Reconocimiento de ingresos y gastos

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

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

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

Sólo se reconocen ingresos ordinarios derivados de la prestación de servicios cuando pueden ser estimados con fiabilidad y en función del grado de realización de la prestación del servicio a la fecha del estado de situación financiera.

Los ingresos ordinarios procedentes de la venta de bienes se contabilizan atendiendo al fondo económico de la operación y se reconocen cuando se cumplen todas y cada una de las siguientes condiciones:

- se han transferido al cliente los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de los bienes;
- la entidad no conserva para sí ninguna implicación en la gestión de los bienes vendidos, en el grado usualmente asociado con la propiedad, ni retiene el control efectivo sobre los mismos;
- el monto de los ingresos ordinarios puede medirse con fiabilidad;
- es probable que los beneficios económicos asociados con la transacción fluyan hacia la entidad; y
- los costos incurridos, o por incurrir, asociados con la transacción pueden ser medidos con fiabilidad.

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

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

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

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

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

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

o) Ganancia (pérdida) por acción

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

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

Entre el 01 de marzo y el 30 de junio de 2016 el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

p) Dividendos

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

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

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

q) Estado de flujos de efectivo

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

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

4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

4.1 Marco regulatorio:

Argentina

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

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

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

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

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

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

En mayo de 2013 las generadoras del Grupo (Central Costanera S.A. e Hidroeléctrica El Chocón S.A.) adhirieron a los términos de la Resolución SE 95/2013.

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

En principio la gestión comercial y el despacho de combustible se centralizarán en CAMMESA; los Contratos del Mercado Término no pueden ser prorrogados ni renovados y los Grandes Usuarios, una vez finalizados sus respectivos contratos, deberán adquirir su demanda de CAMMESA. No obstante, la Secretaría de Energía a través de la Nota SE 1807/13 abrió la posibilidad de que los Generadores puedan manifestar su intención de seguir manejando la gestión de cobranzas de la totalidad de su cartera de contratos, de esta manera se garantiza cierta caja y la permanencia de la relación con el cliente.

Adicionalmente es importante mencionar que en el caso de Central Costanera, están vigentes los Contratos de Disponibilidad firmados en 2012, de los Ciclos Combinados (hasta el año 2015) y de las Unidades Turbo vapor (hasta el año 2019), que permitirán a la empresa implementar un plan de inversiones en las unidades de generación de la Central Costanera, a efectos de optimizar la confiabilidad y disponibilidad de dicho equipamiento. Los acuerdos también contemplan el pago de las obligaciones del contrato de mantenimiento (Long Term Service Agreement – LTSA-) de los Ciclos Combinados de la central.

La Secretaría de Energía mediante la Resolución N° 529/2014, actualizó la remuneración de los generadores que estaba vigente desde Febrero 2013 según Resolución 95/2013. Se incrementó en 25% el reconocimiento de los costos fijos de los Ciclos Combinados y grandes centrales hidráulicas. Los costos variables se ajustaron 41% para plantas térmicas y 25% para hidráulicas y se fijó una remuneración variable nueva por operar con biodiesel. La remuneración adicional aumentó 25% para los térmicos y se creó un nuevo cargo para mantenimientos no recurrentes de 21\$Arg/MWh para los Ciclos Combinados y 24\$Ar/MWh para el resto de la generación térmica. Esta resolución es retroactiva desde Febrero de 2014.

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

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

Por otro lado, el 22 de marzo de 2016 se sanciona la Resolución SEE N°21/16, la cual convoca a ofertar nueva capacidad de generación térmica para los períodos verano 2016/17; invierno 2017 y verano 2017/18. Bajo la misma no podrán ofertarse unidades preexistentes a la fecha de publicación de la resolución; que ya estén interconectadas al Sistema Argentino de Interconexión ("SADI"); o que la potencia ofrecida ya estuviese comprometida en otros acuerdos con principio de ejecución.

El contrato será por entre 5 a 10 años con CAMMESA en representación de los agentes del MEM, con una remuneración por la potencia en US\$/MW-mes, y por la energía eléctrica generada en US\$/MWh con cada combustible, siendo la prioridad de pago equivalente a la del pago de los combustibles líquidos. El suministro y/o el reconocimiento del costo de los combustibles se realizarán conforme la normativa vigente en cada momento.

La capacidad mínima en cada punto de conexión no puede ser inferior a los 40 MW y debe contar preferentemente con capacidad dual de consumo de combustible, y con consumo específico máximo menor a 2.500 kcal/kWh. CAMMESA informará a título indicativo posibles localizaciones para generación entre 50 MW y 150MW.

El orden de mérito de las ofertas será función de los costos crecientes debiendo estar las fórmulas de evaluación disponibles para los oferentes.

El 14 de junio se ha publicado en el Boletín Oficial el resultado de la Licitación de Nueva Generación Térmica, adjudicándose un total de 1.915 MW (de una oferta de más de 6000 MW). Cuatro ofertas proponen entregar la nueva energía (545 MW de potencia) al Sistema Interconectado Nacional en el mes de diciembre de 2016; 10 (685 MW) plantean hacerlo en el primer trimestre de 2017 y cuatro más en el segundo trimestre del año próximo (229 MW). Además, unas 26 ofertas se comprometen a entrar en servicio en el último semestre de 2017, y otras cinco en 2018. Así mismo mediante Nota SEE 355 se instruye a CAMMESA a invitar a una mejora de los precios a cada una de las empresas cuyas ofertas se consideraron admisibles y no resultaron finalmente adjudicadas. El límite para la entrega de los sobres con los nuevos precios fue el 04 de julio. A la fecha no hay información oficial sobre el resultado.

Brasil

Las legislaciones de Brasil permiten la participación de capitales privados en el sector eléctrico, defienden la libertad de empresa en competencia para la actividad de Generación y definen criterios para evitar que determinados niveles de concentración económica y/o prácticas de mercado conlleven un deterioro de la libre competencia.

Respecto de los planes indicativos de las autoridades, a partir de las necesidades de contratación declaradas por los agentes de Distribución, el Ministerio de Energía participa en la expansión del sistema eléctrico, definiendo, por un lado, las cuotas de capacidad por tecnología y promoviendo, por otro, licitaciones separadas para energías térmicas, hidráulicas o renovables o directamente licitando proyectos específicos. Por otro lado, la coordinación de la operación se realiza de manera centralizada, donde un operador independiente coordina el despacho de carga centralizado basado en costos variables de producción y busca garantizar el abastecimiento de la demanda a mínimo costo para el sistema. El precio al cual se liquidan las transacciones del mercado spot se denomina Precio de Liquidación de las Diferencias (PLD).

Los agentes de Generación están habilitados para vender su energía mediante contratos en el mercado regulado o en el mercado libre y transar sus excedentes/déficits a través del mercado spot. El mercado libre apunta al segmento de grandes usuarios, con límite 3.000 kW o 500 si compran ERNC.

En el ambiente de contratación libre, las condiciones para la compra de energía son negociables entre los proveedores y sus clientes. En cambio, en el ambiente de contratación regulado, donde operan las empresas de distribución, la compra de energía debe llevarse a cabo en virtud de un proceso de licitación coordinado por ANEEL. De esta manera, el precio regulado de compra para la formación de tarifas a usuarios finales se basa en los precios medios de las licitaciones, existiendo procesos independientes de licitación de energía existente y de energía nueva. Estos últimos contemplan contratos de largo plazo en que nuevos proyectos de generación deben cubrir los crecimientos de demanda previstos por las distribuidoras. Las licitaciones de energía vieja consideran plazos de contratación menores y buscan cubrir las necesidades de contratación de las distribuidoras que surgen del vencimiento de contratos previos. Cada proceso de licitación es coordinado centralizadamente, la autoridad define precios máximos y, como resultado, se firman contratos donde todas las distribuidoras participantes en el proceso compran a prorrata a cada uno de los generadores oferentes.

El 25 de noviembre de 2014, ANEEL aprobó los nuevos límites del PLD para el año 2015. Se 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 (racionalización) de modo a poder potenciar sus ingresos poniendo más energía en los meses donde se prevé mayores precios, con la bajada del techo.

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

Los mecanismos regulatorios aseguran la creación de activos regulatorios, cuya recomposición tarifaria para los déficits en 2014, ocurrirá a partir de los reajustes tarifarios en 2015 (Marzo para Ampla Energía E Serviços S.A. ("Ampla") y Abril para Compañía Energética Do Ceará S.A. ("Coelce"), filiales de nuestra sociedad asociada). Dicho mecanismo existe desde 2001, y se llama Cuenta de Compensación de Valores de la Parcela A (CVA). Objetiván mantener constantes los márgenes operacionales para el concesionario por la vía de permitir ganancias tarifarias debido a los costos de la Parcela A.

La Cuenta de Compensación de Valores ("CVA", por su sigla en portugués) ayuda a mantener la estabilidad en el mercado y permite la creación de costos diferidos, que es compensado a través de ajustes tarifarios basados en las tasas necesarias para compensar los déficits del año anterior.

En Diciembre de 2014 las distribuidoras en Brasil, incluidas Ampla y Coelce, firmaron una adición al contrato de concesión que permite que estos activos regulatorios (CVA's y otros) sean parte de los activos indemnizables al fin de la concesión, en el caso de no ser posible en el tiempo la compensación través de las tarifas. Así, de acuerdo con las reglas del IFRS, se permiten la contabilización de los dichos activos/pasivos regulatorios.

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

Para cubrir el sobrecosto de energía el gobierno ha creado la cuenta ACR a través de préstamos bancarios a abonar dentro de dos años por la tarifa. Hasta el 31 de diciembre de 2014 los distribuidores utilizaran un monto aproximado de 18 mil millones de reales de la cuenta ACR, sin embargo, no fue suficiente para cubrir todo el déficit. En marzo de 2015 fue aprobado un nuevo préstamo a la cuenta ACR, para cubrir el déficit de noviembre y diciembre de 2014. Fue aprobado también un alargamiento del plazo de pago de todos los préstamos, que ahora deberán ser pagos en 54 meses a partir de noviembre 2015.

En función de los descalces entre los costes reconocidos en tarifa y el real ajenos a la gestión de la distribuidora, e intensificados por los costes implícitos de la sequía, ANEEL, en Enero de 2015, empezó a aplicar un sistema (conocido por las Banderas Tarifarias) de cobro mensual adicional sobre la tarifa de los consumidores, siempre que el coste marginal del sistema alcance niveles por encima del estándar reglamentario. El objetivo del regulador es darle al consumidor una señal económica del costo de la generación ya en el mes subsecuente, anticipándose al Distribuidor un monto (de derecho) que éste solo lo tendría en el próximo evento tarifario.

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

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

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

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

A partir del 01 de febrero de 2016, la bandera roja se cambió para tener dos niveles: R \$ 3,00 y R \$ 4,50 aplicados a 100 kWh consumidos. También la bandera amarilla se redujo del valor de R \$ 2,50 a R \$ 1,50, aplicado a 100 kWh (y fracciones). La evolución positiva de la temporada de lluvias de 2016, la cual vuelve a montar el depósito hidroeléctrica, combinado con la reducción de la demanda y la adición de nuevas plantas para el sistema eléctrico brasileño, permitieron el cambio de banderas de tarifas en los últimos meses, así que en marzo/16 la bandera es de color amarillo y abr/16 es de color verde.

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

Respecto a las subastas de energía en régimen regulado, con el objetivo de recomponer la oferta de energía, se han realizado en 2015 en Brasil seis subastas con energía asignada:

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

- 01 subasta A-5: con 1.147 MW-medios, asignados a Gas (76%), Hidro (18%) y Biomasa (7%) a un precio promedio 259,2 R\$/MWh.

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

En 2016 hubo una subasta de A-5 con el siguiente resultado:

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

Cuenta de Desarrollo Energético (CDE)

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

Prorratoe por temas judiciales

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

CDE 2016

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

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

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

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

Prórroga de los Contratos de Concesión de Distribuidoras

A partir de septiembre de 2012, las concesiones de distribución bajo el Art. 22 de la Ley 9.074/1995 podrán ser prorrogadas a criterio del Poder Concedente, por única vez, por un plazo máximo de 30 años, de forma a asegurar la continuidad, la eficiencia en la prestación del servicio, la modalidad tarifaria y el atendimiento a criterios de racionalidad operacional y económica.

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

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

Generación Distribuida

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

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

Bajo las nuevas reglas, que empezaron a contar el 01 de marzo de 2016, se permite el uso de cualquier fuente de energía renovable, así como la cogeneración calificada, llamando microgeneración distribuida, la planta de generación con una potencia instalada de hasta 75 kilovatios (kW) y distribuido minigeneración con potencia por encima de 75 kW y menor o igual a 5 MW (siendo 3 MW para suministro de agua), conectado a la red de distribución a través de las instalaciones de unidades de consumo.

Cuando la cantidad de energía generada en un mes determinado es mayor que la energía que se consume en ese período, el consumidor se queda con créditos que pueden ser utilizados para reducir la factura del mes siguiente. De acuerdo con la nueva normativa, el período de validez de los créditos de energía se incrementó de 36 a 60 meses, y también pueden ser utilizados para derribar el consumo de las unidades de consumo del mismo propietario situadas en otro lugar, siempre que el área de servicio sea de un mismo distribuidor. Este tipo de uso de los créditos fue llamado "autoconsumo a distancia".

Otra de las novedades de la norma se refiere a la posibilidad de instalación de generación distribuida en condominios (empresas de múltiples unidades de consumo). En esta configuración, la energía generada se puede distribuir en porcentajes definidos por los propios consumidores.

ANEEL también creó la figura de "generación compartida", permitiendo que las distintas partes interesadas se unan en un consorcio o una cooperativa, instalen pequeños equipos de generación, como paneles fotovoltaicos y microaerogeneradores o microdistribuidor y utilicen la energía generada para reducir las facturas de los miembros del consorcio o cooperativa.

En cuanto a los procedimientos necesarios para conectar el micro o minigenerador a la red de distribución, la ANEEL estableció reglas que simplifican el proceso: se establecieron modelos de formularios para que los realice el consumidor para la solicitud de acceso y el término para que el distribuidor pueda conectar las plantas de 75 kW, que fue de 82 días, se redujo a 34 días. Además, a partir de enero de 2017, los consumidores podrán hacer la solicitud y realizar el seguimiento del progreso de su orden por el distribuidor a través de Internet.

Personal Compartido y contratos entre partes relacionadas

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

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

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

Nueva regla para aprobación de contratos entre partes relacionadas

- Los contratos entre partes relacionadas, de delegación de servicio público de generación, para compra y venta de energía en el ambiente libre (CCEAL), pasan al control después de ANEEL, no siendo necesario la anuencia previa;
- Los contratos entre partes relacionadas, individualmente, pasan al control después de ANEEL, no siendo necesario la anuencia previa, en las siguientes condiciones:

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

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

Portaria 237

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

MP 735

La Medida Provisional Nº 735, de 22 de junio de 2016, determinó los siguientes cambios:

1) Encargos Sectoriales

- El 01 de enero de 2017, la Cámara de Comercialización de Electricidad (“CCEE”) reemplazará a Eletrobrás como el encargado de realizar las actividades de cobro de las cuotas de Reserva Global de Reversión (“RGR”), Cuenta de Desarrollo Energético (“CDE”) y Cuenta de Consumo de Combustible (“CCC”), así como en la gestión de los fondos para el pago de los montos relativos a la administración y el funcionamiento de estos fondos sectoriales.
- A partir del 01 de enero de 2030, el reparto de las cuotas anuales de la CDE será proporcional al mercado consumidor de energía eléctrica atendido por las distribuidoras y por los concesionarios de distribución y transmisión, expresado en MWh. No se tendrá más en cuenta la región geográfica en que se encuentra la concesión. Entre el 01 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2029 se definirá una reducción gradual y uniforme hasta la eliminación de la proporción actual (4.53 para las cuotas de las regiones Sur, Sur Este y las cuotas de las regiones Norte y Nor Este).
- A partir del 1 enero de 2030, el costo por MWh de las cuotas anuales de CDE pagados por los consumidores será prorrteado de acuerdo con su nivel de tensión en la siguiente proporción:
 - Alta Tensión = 1/3 x costo de Baja Tensión
 - Media Tensión = 2/3 x coste de Baja Tensión
- Entre el 01 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2029 el costo por MWh de las cuotas anuales de la CDE tendrá un ajuste anual gradual y uniforme para llegar a las proporciones expuestas anteriormente.

2) Tasa de Itaipú

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

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

- Nueva tasa de traspaso de energía de Itaipú Binacional: A partir del 01 de enero de 2016 según el Art. N°6 de la medida Provisional N° 735, será incluido en la tarifa el costo total del factor multiplicador de 15,3 sobre el costo de cesión de energía que se refiere el Acuerdo entre Brasil y Paraguay sobre la base financiera del anexo C del Tratado de Itaipú.

3) Subastas

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

Tasa mensual CDE: compensación de descuentos dados a los consumidores con orden judicial

La resolución N°1.576, autorizó a las distribuidoras de energía a compensar los menores importes facturados (debido a las acciones en la justicia contra ítems de la Cuenta de Desarrollo Energético) en las cuotas mensuales de CDE.

La diferencia entre la tarifa normal y la tarifa con una orden judicial debe darse de la cuota mensual del CDE. Este ajuste de cuentas no se llevará a cabo a través de tarifas. No habrá activo regulatorio para ser incluido en las tarifas. Hay que compensar en la cuota mensual del CDE todo el descuento dado a los consumidores con orden judiciales, es decir, el pago mensual de las cuotas, serán menores que las cuotas definidas en la resolución.

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

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

- Para los proyectos de energía hidroeléctrica con una potencia igual o inferior a 3.000 kW y los basados en energía solar, eólica, biomasa y cogeneración calificada, cuya potencia inyectada en los sistemas de transporte o distribución es inferior o igual a 30.000 kW, ANEEL establecerá un porcentaje de reducción no inferior al 50%, el cual se aplicará a las tarifas TUSD/ TUST, centrándose en la producción y consumo de energía:
 - i) Comercializados por las explotaciones; y
 - ii) Dirigido a la auto-producción, para aquellas empresas que entren en operación comercial a contar del 01 de enero de 2016.
- Para proyectos basados en energía solar, eólica, biomasa y cogeneración calificada, ANEEL establecerá un porcentaje de reducción no inferior al 50% el que se aplicará a las tarifas TUSD/TUST, centrándose en la producción y el consumo de energía de este tipo de proyectos, comercializados o destinados a ser auto-producción, cuya potencia inyectada en los sistemas de transporte o distribución sea superior a 30.000 kW y menor o igual a 300.000 kW y que cumplan con cualquiera de los siguientes criterios:
 - 1) Sean proyectos originados como resultado de la subasta de compra de energía del 01 de enero de 2016; o
 - 2) Sean proyectos cuya autorización para entrar en operación comercial es a contar del 01 de enero de 2016.

Para la regulación de la Ley, ANEEL estableció la Audiencia Pública N°38 (que cambiará la Res. N°77/2004). A medida que estos descuentos dan como resultado un aumento significativo en los valores que están subvencionados por el CDE (descuentos de tarifas) implicaría un aumento en las tarifas de los consumidores de Ampla y Coelce, ANEEL propone un porcentaje fijo del 50% para el descuento para estos nuevos desarrollos (el mínimo estipulado por la ley).

Audiencia Pública Nº 34: Criterios para la limitación del pago de dividendos

ANEEL abrió audiencia pública Nº 34 con el fin de establecer criterios para la limitación del pago de dividendos y el pago de intereses sobre el capital propio debido a la violación de los indicadores de continuidad de los servicios públicos para los contratos de distribución de energía eléctrica pública concedidos en virtud de la Ley N° 12.783/2013 y el Decreto N ° 8.461/2015. Los criterios son:

- Distribución de dividendos o el pago de intereses sobre el capital: limitada a valores por debajo del 25% de la ganancia neta o aumento en los montos asignados a la reserva legal y reserva para contingencias y la reversión de la misma reserva formada en años anteriores.
- Regirá a partir del 01 de enero del año calendario siguiente al año de incumplimiento
- Si se entrega un valor superior: reposición del efectivo y equivalentes de efectivo a cambio del capital, actualizado por la tasa Selic, dentro de los 180 días siguientes a la notificación de la ANEEL para el socio controlador

Colombia

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

La Ley Eléctrica viabiliza el enfoque constitucional, regula las actividades de generación, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad, crea ambiente de mercado y competencia, fortalece el sector y delimita la intervención del Estado. Teniendo en cuenta las características de cada una de las actividades o negocios, se estableció como lineamiento general para el desarrollo del marco regulatorio, la creación e implementación de reglas que permitieran la libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad, en tanto que la directriz para los negocios de transmisión y distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios, buscando en todo caso condiciones de competencia donde esta fuera posible.

La principal institución del sector eléctrico es el Ministerio de Minas y Energía que a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), elabora el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD) son las encargadas, respectivamente, de regular y fiscalizar a las empresas del sector, adicionalmente la Superintendencia de Industria y Comercio es la autoridad nacional para temas de protección de la competencia.

El mercado eléctrico se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores pueden transar la energía por medio de contratos bilaterales o a través de un mercado de corto plazo denominado bolsa de energía, que opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda. Además, para promover la expansión del sistema, se realizan subastas de largo plazo de Energía Firme, dentro del esquema de Cargo por Confiabilidad. La operación y la administración del mercado la realiza XM, que tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho (CND) y Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).

Perú

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

La Ley 28.832, tiene como objetivos asegurar en forma suficiente una generación eficiente que reduzca el riesgo de volatilidad de precios y el racionamiento, propiciando un establecimiento de precios de mercado basados en la competencia, planificar y asegurar un mecanismo que garantice la expansión de la red de transmisión, así como permitir también la participación de los Grandes Usuarios Libres y Distribuidores en el mercado de corto plazo. En este sentido, con la finalidad de incentivar las inversiones en generación eficiente y la contratación con empresas distribuidoras, se promovieron licitaciones de contratos de suministro de electricidad de largo plazo con precios firmes. Al respecto, las empresas distribuidoras deben iniciar los procesos de licitación por lo menos con tres años de anticipación a fin de evitar que la demanda de sus Usuarios Regulados quede sin cobertura.

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

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

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

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

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

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

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

Energías renovables no convencionales

- **En Brasil**, ANEEL realiza subastas por tecnología teniendo en consideración el plan de expansión fijado por EPE, la entidad encargada de la planificación, de manera que se alcance el valor de capacidad de energía renovable no convencional fijado como meta.
- **En Colombia**, en 2001 se expidió la Ley 697 que creó el PROURE (Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de Energías No Convencionales - ERNC), posteriormente se definieron sendas indicativas para las ERNC del 3.5% en 2015 y del 6.5% en 2020. En 2014 se promulgó la Ley 1715, creando un marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, donde se establecieron lineamientos sobre declaratoria de utilidad pública, incentivos tributarios, arancelarios y contables. Como parte de la reglamentación, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 2469 de 2014 el cual estableció los

lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración. Así mismo, la CREG publicó la resolución 24 de 2015 que regula la actividad de autogeneración a gran escala, y la UPME publicó la resolución 281 de 2015 que define el límite de autogeneración a pequeña escala igual a 1MW. Adicionalmente, la CREG expidió las resoluciones 11 y 212 de 2015 que promueven mecanismos de respuesta de la demanda. En 2015 la CREG publicó la Resolución 138 que modifica el esquema de remuneración del cargo por confiabilidad para las plantas menores. La nueva normativa establece que dichas plantas pertenecerán al esquema centralizado del cargo y deberán declarar ENFICC para tener asignaciones de OEF. Si la diferencia entre la generación real y programada de dichas plantas es menor al +/-5%, podrán mantener el esquema de remuneración actual. Mediante la Resolución CREG 177 de 2015 se definió un período de transición hasta junio 2016 para la aplicación de esta medida. El Ministerio de minas y Energía expidió en 2015 el Decreto 1623 que reglamenta las políticas de expansión de cobertura y el Decreto 2143 de 2015 que define los lineamientos para la aplicación de los incentivos fiscales y tributarios establecidos en la Ley 1715. En 2016 la UPME expidió la resolución 45 de 2016, que define los procedimientos para solicitar los certificados que avalan los proyectos de FNCE y la lista de bienes y servicios exentos de arancel o IVA.

- **En Perú,** existe un porcentaje objetivo del 5% de participación de ERNC en la matriz energética del país. Es un objetivo no vinculante y la autoridad regulatoria, el Osinergmin, realiza subastas diferenciadas por tecnología y con precios límites para cumplirlo.
- **En Argentina,** el 21 de octubre de 2015 se publicó en el Boletín Oficial la nueva ley 27.191 de Energías Renovables en la Argentina, modificatoria de la ley vigente Ley N° 26 190. La nueva regulación pospone para el 31/12/2017 el objetivo de alcanzar el 8% de participación en la demanda nacional con generación de fuentes renovables y establece como objetivo de segunda etapa alcanzar un 20% de participación en el año 2025 fijando objetivos intermedios del 12%, 16% y 18% para finales de los años 2019, 2021 y 2023. La sancionada Ley crea un Fondo Fiduciario (FODER) que podrá financiar obras, otorga beneficios impositivos a los proyectos de energía renovable y establece la no aplicación de tributos específicos, regalías nacionales, provinciales y municipales hasta el 31/12/2025. Los clientes categorizados como Grandes Usuarios (>300 Kw) deberán cumplir individualmente con los objetivos de participación de renovables, estableciéndose que el precio de estos contratos no podrá ser superior a 113 US\$/MWh, y fijando penalidades a quienes no cumplan con los objetivos.

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

- Designa la autoridad de aplicación en el Ministerio de Energía y Minería
- Se habilita a generadores / comercializadores a realizar contratos con la Demanda => 300 KW o con Distribuidoras que actúen en su nombre.
- CAMMESA realizará licitaciones públicas para abastecer a Demanda < 300 KW
- Todas las compras de CAMMESA estarán garantizadas por el Fondo Fiduciario (FODER)
- El FODER se conformará por aportes del Tesoro y por un cargo específico aplicado a la demanda abastecida por CAMMESA.
- Los objetivos deberán cumplirse con energía renovables generada por instalaciones en el país.
- Para poder utilizar los beneficios fiscales se debe tener un certificado de inclusión en régimen de fomento de energía renovable expedido por la autoridad.

El Ministerio / CAMMESA / Comité Ejecutivo, estarán a cargo de la definición de metodología de determinación de multas, cumplimiento de objetivos, uso del Fondo Fiduciario (FODER) y pliego de licitaciones.

Las Resoluciones MEyM 71/2016 y 72/2016, ambas del 17 de mayo de 2016, continuando con la Ley 27.191 y su Decreto Reglamentario 531/16, dieron inicio al Proceso de Convocatoria Abierta para la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista de energía renovables con un requerimiento total de 1000 MW bajo el denominado "Programa RenovAr-Ronda 1" divididos de la siguiente manera:

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

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

Se publicó para comentarios el Prepliego de Bases y Condiciones y el modelo preliminar de Contrato de Abastecimiento de Energía. El Prepliego contiene un cronograma de la convocatoria donde se establecen las fechas en que se publicarán los pliegos definitivos (01 de julio de 2016), la presentación de las Ofertas (22 de agosto de 2016), la adjudicación de las Ofertas (28 de septiembre de 2016) y la firma de los Contratos (28 de octubre de 2016).

CAMMESA es el comprador de la energía con precios en USD/MW (sin indexación) y con contratos por un plazo de 20 años.

Mediante la Resolución MEyM 106/2016 del 13 de junio de 2016, se prorrogó la fecha de consulta pública del prepliego hasta el 01 de julio de 2016. A la Fecha se espera la publicación del pliego definitivo y la confirmación del cronograma del proceso.

Límites a la integración y concentración

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

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, distribución, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de transmisión es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. En efecto, en Argentina, 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 Nº 10.848/2004 y del Decreto Nº 5.163/2004, la ANEEL fue gradualmente perfeccionando el reglamento, eliminando los límites a la concentración, por no ser más compatible con el entorno regulatorio vigente. En el caso de consolidaciones o fusiones entre agentes de un mismo segmento, la normativa exige contar con la autorización del regulador.

Mercado de clientes no regulados

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

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

- (1) El límite > 500 kW se aplica si se compra energía proveniente de fuentes renovables, las cuales son incentivadas por el Gobierno mediante un descuento en los peajes.
- (2) En abril de 2009 se estableció que los clientes entre 200 y 2.500 kW pueden optar entre mercado regulado o libre. Los mayores a 2.500 kW necesariamente son clientes libres.

5. EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO

- a) La composición del rubro al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	30-06-2016	01-03-2016
	M\$	M\$
Efectivo en caja	18.486	24.243
Saldos en bancos	76.061.618	131.838.924
Depósitos a plazo	14.861.829	26.546.792
Otros Efectivo y Equivalentes al Efectivo	22.695.750	52.842.477
Total	113.637.683	211.252.436

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 efectivo y equivalentes a efectivo, corresponden a instrumentos de renta fija 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	Saldo al	
	30-06-2016	01-03-2016
	M\$	M\$
\$ Chilenos	860.172	33.977.634
\$ Argentinos	15.110.601	12.493.810
\$ Colombianos	81.630.612	143.455.480
Nuevo sol peruano	8.197.670	17.416.962
US\$ Estadounidenses	7.838.628	3.908.550
Total	113.637.683	211.252.436

6. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

La composición de este rubro al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 es la siguiente:

Otros activos financieros	Saldo al			
	30-06-2016		01-03-2016	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Inversiones Disponibles para la Venta no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	1.489.313	-	570.183
Inversiones a mantener hasta el vencimiento	2.482.940	-	3.429.689	-
Instrumentos Derivados Cobertura (*)	367.908	1.699	596.654	7.536
Instrumentos Derivados No Cobertura (**)	480.111	-	-	-
Total	3.330.959	1.491.012	4.026.343	577.719

(*) Ver Nota 18.2.a

(**) Ver Nota 18.2.b

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

7. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

- a) La composición de este rubro al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 es la siguiente:

Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	30-06-2016		01-03-2016	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	235.707.729	218.201.571	219.724.982	220.651.649
Cuentas comerciales, bruto	217.646.382	206.959.522	201.822.287	217.115.983
Otras cuentas por cobrar, bruto	18.061.347	11.242.049	17.902.695	3.535.666

Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	30-06-2016		01-03-2016	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	228.027.444	218.201.571	211.703.393	220.651.649
Cuentas comerciales, bruto	211.296.144	206.959.522	195.564.258	217.115.983
Otras cuentas por cobrar, bruto	16.731.300	11.242.049	16.139.135	3.535.666

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

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

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

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 8.1.

- b) Al 30 de junio y 01 de marzo de 2016, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas, pero no deterioradas es el siguiente:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	Saldo al	
	30-06-2016	01-03-2016
	M\$	M\$
Con antigüedad menor de tres meses	32.199.606	18.959.176
Con antigüedad entre tres y seis meses	10.524.384	10.728.597
Con antigüedad entre seis y doce meses	24.214.165	8.219.903
Con antigüedad mayor a doce meses	20.847	-
Total	66.959.002	37.907.676

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

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente y No corriente
	M\$
Saldo al 01-03-2016	8.021.589
Aumentos (disminuciones) del período	(114.573)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(226.731)
Saldo al 30-06-2016	7.680.285

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 5.
- Información complementaria de cuentas comerciales: Ver Anexo 5.1.

8. 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.

8.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre el Grupo 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	Saldo al	
							30-06-2016	01-03-2016
					Corriente M\$	Corriente M\$		
Extranjero	Endesa Cemsa S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	\$ Arg	Argentina	38.894	-
Extranjero	Endesa Cemsa S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	\$ Arg	Argentina	224.784	-
Extranjero	Chilectra S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	3.500	-
Extranjero	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Asociada	\$ Arg	Argentina	-	39.143
Extranjero	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Argentina	-	292.117
Extranjero	Compañía Interconexão Energética S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Arg	Brasil	5.378.920	5.242.895
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	12.472.747	19.270.991
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	54.415	36.674
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Préstamos	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	-	4.796.859
Extranjero	Empresa de Energía de Flura S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Perú	79.579	66.331
Extranjero	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Perú	23.089.514	11.369.318
Extranjero	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Perú	802.818	247.182
Extranjero	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Préstamos	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Perú	10.921	-
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Ota. Cte. mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Arg	Argentina	4.675	2.507
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	727.223	1.124.151
94.271.000-3	Eneris Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	\$ Col	Chile	5.481	5.031
91.081.000-6	Endesa S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Chile	24.324	-
Extranjero	Enel Produzione	Ota. Cte. mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	USS	Italia	-	145.761
Extranjero	Distrilec Inversora S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Asociada	USS	Argentina	3.804	3.801
Extranjero	Central Dock Sud S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Arg	Argentina	3.157	-
Extranjero	Endesa Energía S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	España	500	-
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Brasil	21.125.979	10.619.928
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Asociada	Real	Brasil	2.441.984	1.224.862
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Dividendos	Menos de 90 días	Asociadas	\$ Arg	Argentina	21.764	-
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Ota. Cte. mercantil	Menos de 90 días	Asociadas	\$ Arg	Argentina	6.148	-
Extranjero	Central Termica San Martín	Dividendos	Menos de 90 días	Asociada	\$ Arg	Argentina	16.762	-
Extranjero	Central Termica San Martín	Ota. Cte. mercantil	Menos de 90 días	Asociada	\$ Arg	Argentina	4.736	-
Extranjero	Enel Produzione S.p.a.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	USS	Italia	145.675	-
Extranjero	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Italia	1.007	-
Extranjero	Central Dock Sud	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	España	-	2.066
Extranjero	Endesa Energía S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	España	-	457
Extranjero	Enel Green Power Colombia	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	18.331	17.221
Total							66.707.642	54.507.295

Al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 no hubo cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes.

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	Saldo al	
							30-06-2016	01-03-2016
					Corriente M\$	Corriente M\$		
91.081.000-6	Endesa S.A.	Ota. Cte. mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	-	2.366.402
91.081.000-6	Endesa S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	-	67.357
Extranjero	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Compra de Combustible	Menos de 90 días	Asociada	\$ Arg	Argentina	-	944.899
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	2.685.394	12.313.082
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	46.826	34.986
Extranjero	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Arg	Argentina	5.378.920	5.242.895
Extranjero	Empresa de Energía de Pura S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Perú	3.240	27.734
Extranjero	Empresa de Energía de Pura S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Perú	584.712	437.703
Extranjero	Empresa de Energía de Pura S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Perú	35.836	41.525
Extranjero	Empresa de Energía de Pura S.A.	Préstamos	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Perú	8.615.660	-
Extranjero	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Perú	132.693	171.671
Extranjero	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Perú	6.805	3.897
Extranjero	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Ota. Cte. Mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Perú	110.670	-
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Ota. Cte. mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Arg	Argentina	699.189	210.065
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	173.243	145.665
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Ota. Cte. mercantil	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Chile	11.072.352	24.445.370
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	\$ Col	Chile	23.517.489	8.361.236
76.536.353-5	Enersis Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Chile	322.177	22.568
76.536.353-5	Enersis Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Chile	-	14.950
76.536.353-5	Enersis Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	\$ Col	Chile	13.496	28.319
76.536.353-5	Enersis Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	Eur	Chile	14.950	-
91.081.000-6	Endesa S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Chile	289.563	-
91.081.000-6	Endesa S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	Soles	Chile	1.115.705	-
91.081.000-6	Endesa S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	\$ Col	Chile	30.371	-
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	1.619	1.619
Extranjero	Endesa Censa S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	\$ Arg	Argentina	1.103.175	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	3.918	-
Extranjero	Enel Iberoamérica, srl	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	España	35.469	45.152
Extranjero	Enel Iberoamérica, srl	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Arg	España	131.064	131.499
Extranjero	Enel Iberoamérica, srl	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	España	105.420	99.248
Extranjero	Enel Produzione	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Italia	-	203.522
Extranjero	Enel Ingegneria e Innovazione	Ota. Cte. mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	Italia	-	796.362
Extranjero	Enel Ingegneria e Innovazione	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Italia	-	179.540
79.913.810-7	Endesa España	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Eur	España	25.267	31.602
Extranjero	Endesa Latinoamerica	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Italia	94.669	50.113
Extranjero	Enel Ingegneria & Ricerca SPA	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	Eur	Chile	814.696	-
Extranjero	Enel Produzione S.p.a.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	\$ Col	Colombia	295.724	-
Extranjero	Enel S.p.A	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	\$ Col	Italia	71.372	27.155
Extranjero	Enel S.p.A	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Italia	8.732	8.535
Extranjero	Enel S.p.A	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	Eur	Italia	1.984.492	1.510.179
Extranjero	Enel Trade S.p.A	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Italia	50.874	12.736
Extranjero	Enel Italia Servizi SRL	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Italia	119.772	-
Total							59.695.554	57.977.586

Al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 no hubo cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes.

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

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

R.U.T.	Sociedad	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	País	Cuatro meses terminados al 30-06-2016
					M\$
94.271.000-3	Enersis Américas	Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	(5.339)
94.271.000-3	Enersis Américas	Matriz	Ingresos financieros (préstamos)	Chile	312.994
76.536.353-5	Enersis Chile	Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	(270.737)
76.536.353-5	Enersis Chile	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	5.339
91.081.000-6	Endesa Chile	Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	(227.802)
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Argentina	(428.438)
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Argentina	3.521
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Colombia	45.646.452
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Colombia	(182.887)
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Colombia	32.052
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Colombia	(47.514)
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Ingresos financieros (préstamos)	Colombia	31.730
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Colombia	(8.620.042)
Extranjero	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Asociada	Servicios Recibidos	Argentina	(145.138)
Extranjero	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Perú	33.360.242
Extranjero	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	9.684.557
Extranjero	Endesa Trading.	Matriz Común	Servicios Recibidos	España	(36.443)
Extranjero	Empresa de Energía de Piura S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Perú	122.069
Extranjero	Empresa de Energía de Piura S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Perú	(53.586)
Extranjero	Empresa de Energía de Piura S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	63.824
Extranjero	Empresa de Energía de Piura S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	211
Extranjero	Empresa de Energía de Piura S.A.	Matriz Común	Gastos financieros (préstamos)	Perú	(5.708)
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Colombia	(373.076)
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Colombia	2.666.010
Extranjero	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Argentina	(179.598)
76.107.186-6	ICT Servicios informáticos Ltda.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	(3.429)
Extranjero	Compañía Interconexao Energética S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Brasil	179.598
Extranjero	Enel Iberoamérica, srl	Matriz Común	Servicios Recibidos	España	(39.839)
Extranjero	CENTRAL DOCK SUD	Matriz Común	Venta de Energía	Argentina	851
Extranjero	Enel Ingegneria e Innovazione	Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	(9.150)
Extranjero	Endesa España	Matriz Común	Servicios Recibidos	España	(26.774)
Extranjero	Enel Produzione	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia	(76.794)
Extranjero	Enel LATINOAMERICA	Matriz Común	Servicios Recibidos	España	(39.839)
Extranjero	Enel S.p.A	Matriz	Servicios Recibidos	Italia	(483.564)
Extranjero	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	Matriz Común	Servicios Prestados	Italia	981
Total					80.854.734

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

8.2 Directorio y personal clave de la Gerencia

Endesa Américas 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 corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 27 de abril de 2016. En sesión de Directorio celebrada con fecha 28 de abril de 2016 fueron designados los actuales Presidente y Vicepresidente del Directorio.

Miembros del Directorio:

- Rafael Fauquié Bernal (Presidente)
- Vittorio Vagliasindi (Vicepresidente)
- María Loreto Silva Rojas
- Umberto Magrini
- Francesco Buresti
- Mauro Di Carlo
- Luca Noviello
- Hernán Cheyre Valenzuela
- Eduardo Novoa Castellón

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

- Cuentas por cobrar y pagar**

Al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 no existen saldos pendientes por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

- Otras transacciones**

Al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 no existen transacciones entre la Sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

b) Retribución del Directorio

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de Endesa Américas. Los beneficios que a continuación se describen, en lo referente a su metodología de determinación, se establecieron en la Junta Ordinaria de accionistas del año 2016.

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

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

De conformidad con lo dispuesto en los estatutos sociales, la remuneración del Presidente del Directorio será el doble de la que corresponde a un Director, en tanto que la del Vicepresidente del Directorio será un 50% más de la que le corresponda a un Director.

En el evento que un Director 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 el grupo empresarial ostente directa o indirectamente, alguna participación, sólo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración. Los ejecutivos de Endesa Américas 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 Américas.

Comité de Directores

Cada miembro del Comité de Directores percibe una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual. Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 58 UF en carácter de retribución fija mensual a todo evento,
- 28 UF en carácter de dieta por asistencia a sesión, sin límite de sesiones 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 devengadas por el Directorio por cuatro meses terminados al 30 de junio de 2016:

Nombre	Cargo	Período de desempeño	Cuatro meses terminados al 30-06-2016		
			Directorio de Endesa M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de directores M\$
Rafael Fauquié Bernal (*)	Presidente	01-03-2016 - 30-06-2016	-	-	-
Vittorio Vagliásindi (*)	Vicepresidente	01-03-2016 - 30-06-2016	-	-	-
Umberto Magrini (*)	Director	01-03-2016 - 30-06-2016	-	-	-
Francesco Buresti (*)	Director	01-03-2016 - 30-06-2016	-	-	-
Mauro Di Carlo (*)	Director	01-03-2016 - 30-06-2016	-	-	-
Luca Noviello (*)	Director	01-03-2016 - 30-06-2016	-	-	-
Maria Loreto Silva Rojas	Director	01-03-2016 - 30-06-2016	44.255.171	-	14.032.216
Hernán Cheyre Valenzuela	Director	01-03-2016 - 30-06-2016	44.255.171	-	14.032.216
Eduardo Novoa Castellón	Director	01-03-2016 - 30-06-2016	44.255.171	-	14.032.216

(*) Los(as) Señores(as) Rafael Fauquié Bernal, Vittorio Vagliásindi, Umberto Magrini, Francesco Buresti, Mauro Di Carlo y Luca Noviello renunciaron a sus honorarios y dietas como miembros del Directorio de Endesa Chile.

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

d) Retribución del personal clave de la Gerencia de Endesa Américas.

- Remuneraciones recibidas por el personal clave de la Gerencia

RUT	Miembros de la Alta Dirección Nombre	Cargo
24.789.926-K	Valter Moro	Gerente General
7.776.718-5	Luis Ignacio Quiñones Sotomayor	Fiscal
22.357.225-1	Ramiro Alfonsín Balza	Subgerente General y Gerente de Finanzas y Administración
7.012.475-0	Raúl Arteaga Errázuriz (1)	Gerente de Administración y Finanzas

Los ejecutivos principales de Endesa Américas son remunerados exclusivamente por la sociedad Endesa Chile quien es su empleador, pero prestan servicios a la Sociedad en virtud de un contrato intercompañía entre dichas sociedades.

- (1) El Sr. Ramiro Alfonsín Balza presentó su renuncia voluntaria a la Sociedad a contar del 30 de abril de 2016. Con fecha 01 de mayo de 2016, el Sr. Raúl Arteaga Errázuriz asumió el cargo de Gerente de Administración y Finanzas.

- **Garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Gerencia de Endesa Américas.**

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

e) Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.

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

9. INVENTARIOS

La composición de este rubro al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	30-06-2016	01-03-2016
	M\$	M\$
Suministros para la producción	11.338.992	7.277.962
- Petróleo	6.943.569	4.939.158
- Carbón	4.395.423	2.338.804
Otros Inventarios (*)	15.756.123	15.284.363
Total	27.095.115	22.562.325

(*) Otros inventarios incluyen M\$ 15.529.050 y M\$ 14.720.300 de repuestos al 30 de junio y 01 de marzo de 2016, respectivamente.

Por cuatro meses terminados al 30 de junio de 2016 las materias primas e insumos reconocidos como consumo de combustible ascienden a M\$ 46.355.758. Ver Nota 24.

Al 30 de junio de 2016 no existen Inventarios pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 30 de junio de 2016 deterioro en los inventarios fue de M\$ 64.051. Al 01 de marzo de 2016 no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

10. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 es la siguiente:

Cuentas por cobrar por Impuestos Corrientes	Saldo al	
	30-06-2016	01-03-2016
	M\$	M\$
Crédito por utilidades absorvidas	1.480.673	1.173.038
Otros	5.863	7.342
Total	1.486.536	1.180.380

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 es la siguiente:

Cuentas por Pagar por Impuestos Corrientes	Saldo al	
	30-06-2016	01-03-2016
	M\$	M\$
Impuesto a la Renta	43.362.213	69.622.313
Otros	2.238	1.302
Total	43.364.451	69.623.615

11. INVERSIONES CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

11.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación

- a) A continuación se presenta un detalle de las inversiones en asociadas contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas al 30 de junio de 2016:

Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01-03-2016	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de Conversión	Otros Resultados Integrales	Saldo al 30-06-2016
					M\$				
Enel Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	38,6367%	436.928.081	25.041.988	(9.118.659)	81.366.296	(761.606)	533.456.100
Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Peso argentino	45,0000%	738.638	(67.450)	-	1.588	-	672.776
Distrilec Inversora S.A. (*)	Argentina	Peso argentino	0,8875%	152.449	(68.839)	-	6.060	(911)	88.759
Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	Peso argentino	24,1760%	479.248	368.504	(504.174)	7.434	-	351.012
Central Termica San Martin	Argentina	Peso argentino	24,1760%	440.929	288.348	(465.976)	10.922	-	274.223
Central Vuelta Obligada S.A.	Argentina	Peso argentino	3,4500%	7.700	-	-	(48)	-	7.652
TOTALES				438.747.045	25.562.551	(10.088.809)	81.392.252	(762.517)	534.850.522

(*) La influencia significativa se ejerce producto de que Enersis Américas, la matriz de Endesa Américas posee el 51,5% de participación sobre Distrilec Inversora S.A.

- b) Durante cuatro meses terminados al 30 de junio de 2016, no ocurrieron movimientos significativos de participaciones en nuestras asociadas.

11.2 Información financiera adicional de las inversiones en asociadas

A continuación se detalla información financiera al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 de los estados financieros de las principales sociedades en la que Grupo ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	Al 30 de junio de 2016													
	Participación	Activo corriente		Activo no corriente		Pasivo corriente		Pasivo no corriente		Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
		%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$					
Endesa Cemsa S.A.	45,00%	19.212.222	114.446	17.831.608	-	1.049.551	(1.137.347)	(87.796)	-	(87.796)				
Enel Brasil S.A.	38,64%	959.296.766	2.334.635.926	717.317.258	900.875.904	823.895.693	(749.395.847)	74.499.846	(2.524.980)	71.974.866				
Distrilec Inversora S.A.	0,89%	493.807	10.056.890	549.306	-	-	(2.972.883)	(2.972.883)	(102.653)	(3.075.536)				

Inversiones con influencia significativa	Al 1 de marzo de 2016				
	Participación	Activo corriente		Activo no corriente	
		%	M\$	M\$	M\$
Endesa Cemsa S.A.	45,00%	18.920.425	126.280	17.405.287	-
Enel Brasil S.A.	38,64%	706.354.437	1.954.233.433	569.274.899	706.344.589
Distrilec Inversora S.A.	0,89%	17.229.391	479.361	-	530.740

Nuestras asociadas consolidadas no tienen precios de cotización públicos.

En el Anexo N°2 de estas notas consolidadas se describe la principal actividad de nuestras sociedades asociadas consolidadas, así como también el porcentaje de participación.

c) Información Adicional

Restricciones a la disposición de fondos de asociadas

La asociada Enel Brasil debe 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 hacia sus propietarios. La participación de la compañía en los activos netos restringidos al 30 de junio de 2016 de Enel Brasil asciende a M\$ 121.579.960.

11.3 Compromisos y Contingencias

Al 30 de junio de 2016, no existen compromisos y contingencias significativas en entidades asociadas.

12. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA

A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de junio y 01 de marzo de 2016:

Activos Intangibles Neto	Saldo al	
	30-06-2016	01-03-2016
	M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables, Neto	31.531.661	28.938.862
Costos de Desarrollo	5.265.153	5.469.686
Servidumbres	22.069.754	20.082.855
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	1.447.393	931.059
Programas Informáticos	1.310.573	1.268.063
Otros Activos Intangibles Identificables	1.438.788	1.187.199
Activos Intangibles Bruto	Saldo al	
	30-06-2016	01-03-2016
	M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables, Bruto	49.878.549	45.549.215
Costos de Desarrollo	7.532.102	7.531.239
Servidumbres	29.625.887	26.849.263
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	3.141.181	2.382.457
Programas Informáticos	6.348.312	5.864.662
Otros Activos Intangibles Identificables	3.231.067	2.921.594
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	Saldo al	
	30-06-2016	01-03-2016
	M\$	M\$
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(18.346.888)	(16.610.353)
Costos de Desarrollo	(2.266.949)	(2.061.553)
Servidumbres	(7.556.133)	(6.766.408)
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	(1.693.788)	(1.451.398)
Programas Informáticos	(5.037.739)	(4.596.599)
Otros Activos Intangibles Identificables	(1.792.279)	(1.734.395)

La composición y movimientos del activo intangible durante el período de cuatro meses terminado al 30 de junio de 2016 han sido los siguientes:

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01 de marzo de 2016	5.469.686	20.082.855	931.059	1.268.063	1.187.199	28.938.862
Movimientos en activos intangibles identificables						
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	124.075	1.028.467	521.874	32.287	415.204	2.121.907
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	467.686	1.254.842	95.243	45.496	61.886	1.925.153
Amortización (*)	(20.432)	(296.410)	(111.251)	(186.704)	-	(614.797)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios						
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	10.468	151.431	(161.899)	-
Disposiciones y retiros de servicio						
Disposiciones	(775.862)	-	-	-	(63.602)	(839.464)
Total movimientos en activos intangibles identificables	(204.533)	1.986.899	516.334	42.510	251.589	2.592.799
Saldo al 30 de junio de 2016	5.265.153	22.069.754	1.447.393	1.310.573	1.438.788	31.531.661

(*) Ver Nota 26

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

Al 30 de junio y 01 de marzo de 2016, el Grupo no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

13. 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 del período de cuatro meses terminado al 30 de junio de 2016:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjero	Saldo Final
		01-03-2016	M\$	M\$
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	4.742.692	(30.204)	4.712.488
Edegel S.A.A.	Edegel S.A.A.	85.539.496	1.969.250	87.508.746
Emgesa S.A.E.S.P.	Emgesa S.A.E.S.P.	3.988.262	356.779	4.345.041
Total		94.270.450	2.295.825	96.566.275

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

1. Hidroeléctrica El Chocón S.A.

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

2. Edegel S.A.A.

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

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

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

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 (ver Nota 3.d).

14. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

a) A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de junio y 01 de marzo de 2016:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Saldo al	
	30-06-2016	01-03-2016
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	2.632.392.915	2.464.778.942
Construcción en Curso	106.133.945	117.303.651
Terrenos	69.011.233	63.860.814
Edificios	13.721.096	12.873.583
Planta y Equipo	2.402.829.420	2.231.258.542
Instalaciones Fijas y Accesorios	9.521.924	8.085.841
Arrendamientos Financieros	31.175.297	31.396.511

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	Saldo al	
	30-06-2016	01-03-2016
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	4.053.948.842	3.787.785.324
Construcción en Curso	106.133.945	117.303.651
Terrenos	69.011.233	63.860.814
Edificios	24.458.047	22.865.461
Planta y Equipo	3.767.285.443	3.501.318.166
Instalaciones Fijas y Accesorios	36.245.732	32.774.147
Arrendamientos Financieros	50.814.442	49.663.085

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	Saldo al	
	30-06-2016	01-03-2016
	M\$	M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor		
Propiedades, Planta y Equipo	(1.421.555.927)	(1.323.006.382)
Edificios	(10.736.951)	(9.991.878)
Planta y Equipo	(1.364.456.023)	(1.270.059.624)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(26.723.808)	(24.688.306)
Arrendamientos Financieros	(19.639.145)	(18.266.574)

A continuación se presenta el detalle de Propiedades, Plantas y Equipos para período de cuatro meses terminado al 30 de junio de 2016:

Movimiento por cuatro meses terminados al 30 de junio de 2016	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Arrendamientos Financieros	Total, neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de marzo de 2016	117.303.651	63.860.814	12.873.583	2.231.258.542	8.085.841	31.396.511	2.464.778.942
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	37.719.800	2.490	34.745	4.638.836	37.116	-	42.432.987
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	2.579.232	5.256.880	884.293	150.945.706	456.289	736.841	160.859.241
Depreciación (*)	-	-	(163.843)	(32.976.506)	(682.285)	(958.055)	(34.780.689)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(51.468.738)	(108.951)	92.318	49.855.744	1.629.627	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(51.468.738)	(108.951)	92.318	49.855.744	1.629.627	-	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	-	(892.902)	(4.664)	-	(897.566)
Retiros	-	-	-	(892.902)	(4.664)	-	(897.566)
Total movimientos	(11.169.706)	5.150.419	847.513	171.570.878	1.436.083	(221.214)	167.613.973
Saldo al 30 de junio de 2016	106.133.945	69.011.233	13.721.096	2.402.829.420	9.521.924	31.175.297	2.632.392.915

(*) Ver Nota 26.

Información adicional de propiedades, planta y equipo, neto

a) Compromisos de adquisición

El Grupo no tenía compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material al 01 de marzo y 30 de junio de 2016.

b) Costos capitalizados

b.1) Gastos financieros capitalizados:

No hay costo capitalizado por concepto de gastos financieros durante cuatro meses terminados al 30 de junio de 2016.

b.2) Gastos de personal capitalizados:

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso ascendió a M\$ 963.352 durante cuatro meses terminados al 30 de junio de 2016.

c) Arrendamiento financiero

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

Pagos Mínimos a Pagar por Arrendamiento, Obligaciones por Arrendamientos Financieros	Saldo al 30-06-2016			Saldo al 01-03-2016		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	19.555.066	318.339	19.236.727	10.291.411	508.534	9.782.877
Entre un año y cinco años	80.342	12.421	67.921	15.397.324	98.883	15.298.441
Total (*)	19.635.408	330.760	19.304.648	25.688.735	607.417	25.081.318

(*) Ver Nota 16.1.3

Los activos en Leasing, provienen principalmente de entidad consolidada Edegel S.A.A. Esto corresponde a los contratos que financiaron la conversión de la planta termoeléctrica de la Central Ventanilla a ciclo combinado, que la empresa suscribió con el BBVA - Banco Continental, Banco de Crédito del Perú, Citibank del Perú y Banco Internacional del Perú – Interbank. El plazo promedio de dichos contratos es de 8 años, y devengan intereses a una tasa anual de Libor+1,75 % al 30 de junio de 2016.

Asimismo, la empresa cuenta con un contrato, suscrito con Scotiabank, que financió la construcción de una nueva planta en ciclo abierto en la Central Santa Rosa. El plazo de dicho contrato es de 9 años y devenga intereses a una tasa anual de Libor + 1.75%.

d) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados por cuatro meses terminados al 30 de junio de 2016 incluyen M\$ 511.923, correspondientes al devengo durante los citados períodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación (ver Nota 27).

Pagos Futuros de Contratos de Arrendamiento Operativo	Saldo al	
	30-06-2016	
	M\$	
Menor a un año		140.036
Entre un año y cinco años		274.237
Total	414.273	

Al 01 de marzo de 2016, no hubo contratos de arrendamiento operativo no cancelables.

e) Otras informaciones

- Al 30 de junio y 01 de marzo de 2016, el Grupo tenía activos fijos gravados como garantía de pasivos por un total de M\$ 8.113.033 y M\$ 8.513.044, respectivamente (ver Nota 31).
- El Grupo tiene 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 el Grupo 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”.

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

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

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

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

En concordancia con lo anterior, el Grupo se encuentra analizando las actividades relacionadas con el contrato, identificando variaciones importantes en cantidades de obra (VICO) que de acuerdo con lo pactado generarían un descuento que se debe aplicar al contratista por valor de M\$ Col 1.057.137 (M\$ 239.646).

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

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

15. IMPUESTOS DIFERIDOS.

- a) El origen de los impuestos diferidos de activos y pasivos registrados al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 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	otros		
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
	Saldo Inicial al 1 de marzo de 2016	12.294.153	3.627.633	457.116	-	24.319	16.403.221	
Movimientos	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	8.825	(129.000)	(76.147)	-	(27.311)	(223.633)	
	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	134.705	622.387	-	757.092	
	Diferencia de conversión de moneda extranjera	1.090.514	273.118	45.468	16.542	1.299	1.426.941	
	Otros incrementos (decrementos)	(1.353.608)	(990.388)	17.387	(309.634)	4.388	(2.631.855)	
	Saldo al 30 de junio de 2016	M\$	12.039.884	2.781.363	578.529	329.295	2.695	15.731.766

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		
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
	Saldo Inicial al 1 de marzo de 2016	123.943.883	16.764	237	239.625	29.526.015	153.726.524	
Movimientos	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(307.633)	1.333	-	-	(2.700.100)	(3.006.400)	
	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	-	478.870	-	(478.870)	
	Diferencia de conversión de moneda extranjera	2.832.905	-	-	5.183	242.747	3.080.835	
	Otros incrementos (decrementos)	(2.171.605)	(1.333)	-	508.363	(675.394)	(2.339.969)	
	Saldo al 30 de junio de 2016	M\$	124.297.550	16.764	237	274.301	26.393.268	150.982.120

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

- b) Al 30 de junio y 01 de marzo de 2016, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 9.034.153 y M\$ 8.567.645, respectivamente (ver Nota 3.m).

El Grupo no ha registrado impuesto diferido de activos y pasivos por diferencias temporales relacionadas con inversiones en entidades consolidadas. No ha reconocido impuesto diferido de pasivo asociado con utilidades no distribuidas, en las que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de estas diferencias temporarias imponibles, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 asciende a M\$ 383.657.420 y M\$ 315.848.350, respectivamente.

Por otra parte, el monto total de las diferencias temporales deducibles relacionadas con inversiones en entidades consolidadas para los cuales no se han registrado activos por impuestos diferidos al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 asciende a M\$ 111.302.825 y M\$ 146.920.475, respectivamente. Lo anterior, debido a que no es probable que existan utilidades fiscales en futuro que permitan recuperar dichas diferencias temporarias.

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

País (*)	Período
Argentina	2008-2015
Brasil	2010-2015
Colombia	2012-2014
Perú	2010-2014

(*) La sociedad matriz, Endesa Américas S.A., comenzó su existencia el 01 de marzo de 2016, por lo tanto no tiene períodos tributarios abiertos a inspeccionar en Chile. Sin embargo, producto de la operación de división del Grupo, junto con la propiedad de las inversiones extranjeras, le fue transferida la responsabilidad de las probables contingencias fiscales de los períodos tributarios abiertos a fiscalización de estas inversiones.

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

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	Cuatro meses terminados al 30-06-2016		
	Importe antes de impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos
	M\$	M\$	M\$
Ajustes por conversión	168.911.249	-	168.911.249
Activos financieros disponibles para la venta	845.643	-	845.643
Cobertura de flujo de caja	5.486.573	(1.510.020)	3.976.553
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	(762.517)	-	(762.517)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(1.349.033)	517.815	(831.218)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	173.131.915	(992.205)	172.139.710

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre balance y resultados integrales durante cuatro meses terminados al 30 de junio de 2016, es la siguiente:

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance y resultados Integrales	Cuatro meses terminados al 30-06-2016
	M\$
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales	1.235.962
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas coberturas (hedge de ingresos y derivados)	(2.228.167)
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	(992.205)

- c) 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 reviertan 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.

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

16. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

El saldo de este rubro al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 es el siguiente:

Otros Pasivos Financieros	Saldo al			
	30-06-2016		01-03-2016	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que Devengan Intereses	246.006.165	925.445.179	198.708.121	908.101.930
Instrumentos derivados de Cobertura (*)	2.567.520	-	113.583	265.542
Instrumentos derivados de no Cobertura (**)	1.711.926	-	141.549	-
Total	250.285.611	925.445.179	198.963.253	908.367.472

(*) Ver Nota 18.2.a

(**) Ver Nota 18.2.b

16.1 Préstamos que Devengan Intereses

El detalle de este rubro de corto y largo plazo al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	Saldo al			
	30-06-2016		01-03-2016	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios	132.700.270	79.986.363	108.313.118	108.723.437
Obligaciones con el público no garantizadas	71.006.072	814.047.958	59.918.282	751.029.719
Arrendamiento financiero	19.236.727	67.921	9.782.877	15.298.441
Otros préstamos	23.063.096	31.342.937	20.693.844	33.050.333
Total	246.006.165	925.445.179	198.708.121	908.101.930

16.1.1 Préstamos bancarios

El desglose por monedas y vencimientos de los préstamos bancarios al 30 de junio y 01 de marzo de 2016, es el siguiente:

•Resumen de Préstamos Bancarios por Monedas y Vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía (Sí/No)	Saldo al 30-06-2016									
					Corriente			No Corriente						
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Perú	US\$	2,69%	2,64%	No	958.068	17.217.427	18.175.495	19.135.064	836.984	-	-	-	19.972.048	
Argentina	\$ Arg	39,02%	34,26%	No	766.796	2.043.673	2.810.469	91.565	-	-	-	-	91.565	
Colombia	\$ Col	7,43%	7,24%	No	461.497	66.897.975	67.359.472	9.218.884	9.218.884	9.218.884	9.218.884	23.047.214	59.922.750	
Colombia	Soles	5,82%	5,65%	No	-	44.354.834	44.354.834	-	-	-	-	-	-	
					Total	2.186.361	130.513.909	132.700.270	28.445.513	10.055.868	9.218.884	9.218.884	23.047.214	79.986.363

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Saldo al 01-03-2016									
					Corriente			No Corriente						
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Perú	US\$	2,83%	2,73%	No	25.997.518	2.764.757	28.762.275	20.669.078	1.168.740	-	-	-	21.837.818	
Argentina	\$ Arg	45,59%	39,59%	No	2.141.785	3.677.795	5.819.580	601.929	-	-	-	-	601.929	
Colombia	\$ Col	6,92%	6,76%	No	230.108	31.254.708	31.484.816	35.512.258	8.461.905	8.461.905	8.461.905	25.385.717	86.283.690	
Colombia	Soles	5,82%	5,65%	No	-	42.246.447	42.246.447	-	-	-	-	-	-	
					Total	28.369.411	79.943.707	108.313.118	56.783.265	9.630.645	8.461.905	8.461.905	25.385.717	108.723.437

Medición y jerarquía de los Valores Razonables

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 a M\$ 222.298.800 y M\$ 226.831.392, respectivamente. Al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 los préstamos bancarios corrientes y no corrientes 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	Saldo al 30-06-2016										
										Corriente			No Corriente							
										Menos de 90 días	más de 90 días	Total	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total		
										M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú	Perú	US\$	2,41%	2,39%	Trimestral	232.136	560.570	792.706	17.190.819	-	-	-	-	17.190.819		
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,42%	3,38%	Trimestral	424.619	1.242.398	1.667.017	828.266	-	-	-	-	828.266		
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,52%	3,40%	Trimestral	301.313	836.984	1.138.297	1.115.979	836.984	-	-	-	-	1.952.963	
Extranjero	Edgel S.A.A	Perú	Extranjero	Bank Nova Scotia	Perú	US\$	1,40%	1,38%	Al Vencimiento	-	14.577.475	14.577.475	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	9,70%	9,48%	Al Vencimiento	-	6.961.940	6.961.940	6.800.816	6.800.816	6.800.816	6.800.816	17.002.044	44.205.308		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	9,73%	9,51%	Al Vencimiento	-	2.475.542	2.475.542	2.418.068	2.418.068	2.418.068	2.418.068	6.045.170	15.717.442		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	8,08%	7,85%	Al Vencimiento	461.497	27.854.727	28.316.224	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del perú	Colombia	Soles	5,87%	5,70%	Al Vencimiento	-	20.349.966	20.349.966	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del perú	Colombia	Soles	5,93%	5,76%	Al Vencimiento	-	13.534.594	13.534.594	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del perú	Colombia	Soles	5,65%	5,50%	Al Vencimiento	-	10.470.274	10.470.274	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	The Bank Of Tokyo	Colombia	\$ Col	7,02%	6,90%	Al Vencimiento	-	29.605.766	29.605.766	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	46,45%	40,00%	Al Vencimiento	-	560.856	560.856	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau Argentina	Argentina	\$ Arg	49,81%	42,50%	Al Vencimiento	-	217.976	217.976	13.408	-	-	-	-	-	13.408	
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Rio	Argentina	\$ Arg	37,34%	33,00%	Al Vencimiento	-	141.777	141.777	8.251	-	-	-	-	-	8.251	
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arg	46,45%	40,00%	Al Vencimiento	-	206.709	206.709	12.892	-	-	-	-	-	12.892	
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	38,61%	34,00%	Al Vencimiento	-	683.559	683.559	42.575	-	-	-	-	-	42.575	
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	ICBC Argentina	Argentina	\$ Arg	42,16%	36,75%	Al Vencimiento	-	232.796	232.796	14.439	-	-	-	-	-	14.439	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	34,58%	30,81%	Trimestral	176.363	-	176.363	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau- Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	34,58%	30,81%	Trimestral	161.027	-	161.027	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	34,58%	30,81%	Trimestral	153.359	-	153.359	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	34,58%	30,81%	Trimestral	53.676	-	53.676	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	34,58%	30,81%	Trimestral	23.004	-	23.004	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	ICBC - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	34,58%	30,81%	Trimestral	199.367	-	199.367	-	-	-	-	-	-	-	
										Totales		2.186.361	130.513.909	132.700.270	28.445.513	10.055.868	9.218.884	9.218.884	23.047.214	79.986.363

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	Saldo al 01-03-2016										
										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		
										M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú	Perú	US\$	2,37%	2,35%	Trimestral	203.119	587.071	790.190	18.199.208	-	-	-	-	-	18.199.208	
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,41%	3,37%	Trimestral	437.385	1.301.133	1.738.518	1.301.133	-	-	-	-	-	1.301.133	
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,52%	3,40%	Trimestral	307.417	876.553	1.183.970	1.168.737	1.168.740	-	-	-	-	-	2.337.477
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Bank Nova Scotia	Perú	Soles	6,51%	6,32%	Al Vencimiento	25.049.597	-	25.049.597	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	8,27%	8,11%	Al Vencimiento	-	3.869.619	3.869.619	6.242.389	6.242.389	6.242.389	6.242.389	18.727.168	43.696.724		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	8,30%	8,14%	Al Vencimiento	-	1.376.869	1.376.869	2.219.516	2.219.516	2.219.516	2.219.516	6.658.549	15.536.613		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	7,40%	7,20%	Al Vencimiento	230.108	25.567.525	25.797.633	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del perú	Colombia	Soles	5,87%	5,70%	Al Vencimiento	-	19.381.419	19.381.419	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del perú	Colombia	Soles	5,93%	5,76%	Al Vencimiento	-	12.887.916	12.887.916	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del perú	Colombia	Soles	5,65%	5,50%	Al Vencimiento	-	9.977.112	9.977.112	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	The Bank Of Tokyo	Colombia	\$ Col	7,02%	6,90%	Al Vencimiento	-	440.695	440.695	27.050.353	-	-	-	-	-	27.050.353	
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Citbank	Argentina	\$ Arg	36,74%	34,00%	Al Vencimiento	357.157	-	357.157	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	45,12%	39,00%	Al Vencimiento	-	570.153	570.153	141.166	-	-	-	-	-	141.166	
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itáu Argentina	Argentina	\$ Arg	43,14%	37,50%	Al Vencimiento	-	221.965	221.965	67.469	-	-	-	-	-	67.469	
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Rio	Argentina	\$ Arg	39,89%	35,00%	Al Vencimiento	-	149.316	149.316	41.520	-	-	-	-	-	41.520	
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arg	44,79%	38,75%	Al Vencimiento	-	211.731	211.731	64.875	-	-	-	-	-	64.875	
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	49,13%	42,00%	Al Vencimiento	-	685.831	685.831	214.240	-	-	-	-	-	214.240	
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	ICBC Argentina	Argentina	\$ Arg	50,49%	43,00%	Al Vencimiento	-	238.129	238.129	72.659	-	-	-	-	-	72.659	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Macro	Argentina	\$ Arg	43,63%	38,45%	Al Vencimiento	909.452	-	909.452	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	47,04%	40,45%	Trimestral	201.291	368.154	569.445	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	47,04%	40,45%	Trimestral	183.787	336.141	519.928	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	47,04%	40,45%	Trimestral	175.035	320.134	495.169	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	47,04%	40,45%	Trimestral	61.262	112.047	173.309	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	47,04%	40,45%	Trimestral	26.255	48.020	74.275	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	ICBC - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	47,04%	40,45%	Trimestral	227.546	416.174	643.720	-	-	-	-	-	-	-	
										Totales	28.369.411	79.943.707	108.313.118	56.783.265	9.630.645	8.461.905	8.461.905	25.385.717	108.723.437	

En Anexo N° 3, 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.

16.1.2 Obligaciones No Garantizadas y Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las obligaciones no garantizadas al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía (Sí/No)	Saldo al 30-06-2016									
					Corriente			No Corriente						
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Perú	US\$	6,61%	6,50%	No	14.113.085	95.768	14.208.853	6.626.125	5.410.894	-	6.626.125	6.626.125	25.289.269	
Perú	Soles	6,40%	6,30%	No	155.402	7.941	163.343	-	-	5.031.990	-	5.031.990	10.063.980	
Colombia	\$ Col	12,79%	12,29%	No	8.866.731	47.767.145	56.633.876	-	138.928.180	100.366.560	166.316.665	373.083.304	778.694.709	
					Total	23.135.218	47.870.854	71.006.072	6.626.125	144.339.074	105.398.550	172.942.790	384.741.419	814.047.958

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía (Sí/No)	Saldo al 01-03-2016									
					Corriente			No Corriente						
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Perú	US\$	6,61%	6,50%	No	351.052	14.069.191	14.420.243	6.939.377	5.666.695	-	6.939.377	6.939.377	26.484.826	
Perú	Soles	6,40%	6,30%	No	-	108.431	108.431	-	-	4.918.753	-	4.918.753	9.837.506	
Colombia	\$ Col	12,09%	11,64%	No	8.394.535	36.995.073	45.389.608	-	127.518.055	42.001.203	202.741.523	342.446.606	714.707.387	
					Total	8.745.587	51.172.695	59.918.282	6.939.377	133.184.750	46.919.956	209.680.900	354.304.736	751.029.719

Al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 no existen obligaciones garantizadas vigentes.

Medición y jerarquía de los Valores Razonables

El valor razonable de las obligaciones con el público, corrientes y no corrientes, garantizadas y no garantizadas, al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 asciende a M\$ 1.062.352.668 y M\$ 933.988.466, respectivamente. Al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 las obligaciones con el público corrientes y no corrientes 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 Obligaciones Garantizadas y No garantizadas por Deudor

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Garantía (Sí/No)	Saldo al 30-06-2016									
										Corriente			No Corriente						
										Menos de 90 días	Más de 90 días	Total	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total	
										M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,41%	6,31%	No	-	7.941	7.941	-	-	-	-	5.031.990	5.031.990	
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,38%	6,28%	No	155.402	-	155.402	-	-	5.031.990	-	-	5.031.990	
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	6,44%	6,34%	No	180.982	-	180.982	-	-	-	-	-	6.626.125	6.626.125
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	7,93%	7,78%	No	187.127	-	187.127	-	5.410.894	-	-	-	5.410.894	
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,73%	6,63%	No	6.828.544	-	6.828.544	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,09%	6,00%	No	6.735.456	-	6.735.456	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5,86%	5,78%	No	-	95.768	95.768	-	-	-	6.626.125	-	6.626.125	
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,57%	6,47%	No	180.976	-	180.976	6.626.125	-	-	-	-	6.626.125	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B09-09	Colombia	\$ Col	14,58%	13,85%	No	1.688.901	-	1.688.901	49.464.605	-	-	-	-	49.464.605	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B10	Colombia	\$ Col	14,45%	13,73%	No	696.236	-	696.236	36.284.623	-	-	-	-	36.284.623	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B103	Colombia	\$ Col	13,77%	13,77%	No	-	40.457.751	40.457.751	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B12	Colombia	\$ Col	14,80%	14,04%	No	703.144	-	703.144	-	-	20.307.238	20.307.238	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B15	Colombia	\$ Col	14,79%	14,04%	No	246.738	-	246.738	-	-	12.581.510	12.581.510	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	No	-	892.890	892.890	-	-	-	20.402.449	-	20.402.449	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos quimbo	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	No	-	6.416.504	6.416.504	-	-	-	145.914.216	-	145.914.216	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	12,01%	11,50%	No	385.832	-	385.832	-	-	67.955.190	67.955.190	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	12,14%	11,62%	No	259.883	-	259.883	-	-	45.297.489	45.297.489	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	\$ Col	13,61%	12,97%	No	584.754	-	584.754	-	-	82.232.463	82.232.463	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	\$ Col	12,80%	12,23%	No	231.678	-	231.678	-	34.558.939	-	-	34.558.939	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-13	Colombia	\$ Col	12,80%	12,23%	No	75.094	-	75.094	11.201.743	-	-	-	11.201.743	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	\$ Col	12,69%	12,13%	No	563.102	-	563.102	-	-	36.802.925	36.802.925	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	\$ Col	12,34%	11,81%	No	629.141	-	629.141	-	-	42.218.762	42.218.762	-	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	\$ Col	11,90%	11,40%	No	427.062	-	427.062	-	29.689.073	-	-	29.689.073	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-14	Colombia	\$ Col	11,90%	11,40%	No	358.410	-	358.410	-	24.916.805	-	-	24.916.805	-	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	B3-16	Colombia	\$ Col	11,98%	11,47%	No	853.322	-	853.322	53.178.952	-	-	-	-	53.178.952	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	B7-16	Colombia	\$ Col	13,27%	12,66%	No	1.163.434	-	1.163.434	-	-	65.687.727	65.687.727	-	-	
				Total						23.135.218	47.870.854	71.006.072	6.626.125	144.339.074	105.398.550	172.942.790	384.741.419	814.047.958	

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Garantía (Si/No)	Saldo al 01-03-2016									
										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	
										M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,41%	6,31%	No	-	59.512	59.512	-	-	-	-	4.918.753	4.918.753	
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,38%	6,28%	No	-	48.919	48.919	-	-	4.918.753	-	-	4.918.753	
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	USS	6,44%	6,34%	No	-	42.799	42.799	-	-	-	-	6.939.377	6.939.377	
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	USS	7,93%	7,78%	No	-	48.993	48.993	-	5.666.695	-	-	-	5.666.695	
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	USS	6,73%	6,63%	No	-	6.998.121	6.998.121	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	USS	6,09%	6,00%	No	183.893	6.939.377	7.123.270	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	USS	5,86%	5,78%	No	167.159	-	167.159	-	-	-	6.939.377	-	6.939.377	
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	USS	6,57%	6,47%	No	-	39.901	39.901	6.939.377	-	-	-	-	6.939.377	
Extranjero	Ergesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B09-09	Colombia	\$ Col	13,94%	13,26%	No	963.506	-	963.506	-	45.399.140	-	-	-	45.399.140	
Extranjero	Ergesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B10	Colombia	\$ Col	13,81%	13,14%	No	225.536	-	225.536	-	33.302.412	-	-	-	33.302.412	
Extranjero	Ergesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B-103	Colombia	\$ Col	13,13%	13,13%	No	-	35.499.390	35.499.390	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Ergesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B12	Colombia	\$ Col	14,15%	13,46%	No	401.432	-	401.432	-	-	-	-	18.638.199	18.638.199	
Extranjero	Ergesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B15	Colombia	\$ Col	14,14%	13,45%	No	80.020	-	80.020	-	-	-	-	11.547.444	11.547.444	
Extranjero	Ergesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	No	-	182.707	182.707	-	-	18.727.167	-	18.727.167		
Extranjero	Ergesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos quimbo	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	No	-	1.312.976	1.312.976	-	-	133.894.844	-	133.894.844		
Extranjero	Ergesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	11,23%	10,79%	No	1.457.498	-	1.457.498	-	-	-	-	62.370.606	62.370.606	
Extranjero	Ergesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	11,36%	10,91%	No	982.396	-	982.396	-	-	-	-	41.577.483	41.577.483	
Extranjero	Ergesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	\$ Col	12,82%	12,25%	No	2.053.184	-	2.053.184	-	-	-	-	75.479.063	75.479.063	
Extranjero	Ergesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	\$ Col	12,02%	11,51%	No	810.681	-	810.681	-	-	31.719.761	-	-	31.719.761	
Extranjero	Ergesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-13	Colombia	\$ Col	12,02%	11,51%	No	262.768	-	262.768	-	-	10.281.442	-	-	10.281.442	
Extranjero	Ergesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	\$ Col	11,91%	11,41%	No	147.974	-	147.974	-	-	-	-	33.780.639	33.780.639	
Extranjero	Ergesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	\$ Col	11,57%	11,09%	No	165.058	-	165.058	-	-	-	-	38.751.176	38.751.176	
Extranjero	Ergesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	\$ Col	11,12%	10,69%	No	111.793	-	111.793	-	-	27.249.871	-	27.249.871		
Extranjero	Ergesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-14	Colombia	\$ Col	11,12%	10,69%	No	93.822	-	93.822	-	-	22.869.641	-	22.869.641		
Extranjero	Ergesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero	B3-16	Colombia	\$ Col	11,20%	11,41%	No	290.258	-	290.258	-	48.816.503	-	-	48.816.503		
Extranjero	Ergesa S.A.E.S.P.	Colombia	Extranjero	B7-16	Colombia	\$ Col	12,49%	11,09%	No	348.609	-	348.609	-	-	-	-	60.301.996	60.301.996	
				Total						8.745.587	51.172.695	59.918.282	6.939.377	133.184.750	46.919.956	209.680.900	354.304.736	751.029.719	

En Anexo N° 3, letra b), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a las obligaciones garantizadas y no garantizadas arriba mencionados.

16.1.3 Arrendamiento financiero

• Individualización de Arrendamiento Financiero por Deudor

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Saldo al 30-06-2016								
								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
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	2,40%	2.357.307	16.832.726	19.190.033	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	10,80%	4.814	14.966	19.780	21.219	8.838	-	-	-	30.057
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equrient S.A.	Colombia	\$ Col	6,55%	5.696	17.698	23.394	23.524	8.839	-	-	-	32.363
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,08%	847	2.673	3.520	3.891	1.610	-	-	-	5.501
				Total		M\$		2.368.664	16.868.063	19.236.727	48.634	19.287	-	-	-	67.921

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Saldo al 01-03-2016								
								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
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	2,37%	2.520.517	7.220.529	9.741.046	15.221.655	-	-	-	-	15.221.655
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	10,80%	4.315	13.415	17.730	19.039	14.662	-	-	-	33.701
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equrient S.A.	Colombia	\$ Col	6,55%	5.107	15.870	20.977	21.738	15.200	-	-	-	36.938
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,08%	752	2.372	3.124	3.454	2.693	-	-	-	6.147
				Total		M\$		2.530.691	7.252.186	9.782.877	15.265.886	32.555	-	-	-	15.298.441

En Anexo N° 3, 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.

16.1.4 Otros préstamos

• Individualización de Otros Préstamos por Deudor

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Saldo al 30-06-2016								
								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
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	-	2.009.604	2.009.604	2.001.535	2.001.535	2.001.535	2.001.535	23.336.797	31.342.937
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US\$	2,53%	-	367.791	367.791	-	-	-	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	28,78%	20.685.701	-	20.685.701	-	-	-	-	-	-
				Total		M\$		20.685.701	2.377.395	23.063.096	2.001.535	2.001.535	2.001.535	2.001.535	23.336.797	31.342.937

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Saldo al 01-03-2016								
								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
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	-	2.160.172	2.160.172	2.114.199	2.114.198	2.114.198	2.114.198	24.593.540	33.050.333
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US\$	2,53%	387.247	-	387.247	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	34,00%	-	9.599	9.599	-	-	-	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	28,78%	18.136.826	-	18.136.826	-	-	-	-	-	-
				Total		M\$		18.524.073	2.169.771	20.693.844	2.114.199	2.114.198	2.114.198	2.114.198	24.593.540	33.050.333

En Anexo N° 3, 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.

16.2 Deuda de cobertura

De la deuda en dólares de Endesa Américas, M\$ 81.012.229 y M\$ 115.757.264, al 30 de junio y 01 de marzo de 2016, respectivamente, están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar (ver Nota 3.k). El movimiento por cuatro meses terminados al 30 de junio de 2016 en el rubro "Patrimonio total: Reservas de Coberturas" por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

Reservas de Coberturas	Cuatro meses terminados al 30-06-2016
	M\$
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del período	(5.916.984)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio neto	1.304.137
Imputación de diferencias de cambio a ganancias (pérdidas)	(83.142)
Diferencias de conversión	186.556
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos)	(4.509.433)

16.3 Otros aspectos

Al 30 de junio de 2016, el Grupo disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional por M\$ 20.391.572. Al 01 de marzo de 2016, el Grupo no tenía líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

17. 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 Américas.

17.1. Riesgo de tasa de interés.

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengen 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.

La estructura de la deuda según tasa de interés, medida como el porcentaje de deuda fija y/o protegida por sobre la deuda bruta total, se situó en 28% al 30 de junio de 2016.

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

17.2. Riesgo de tipo de cambio.

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

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

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

Los instrumentos utilizados actualmente para la gestión de riesgos corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio.

17.3. Riesgo de “commodities”.

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

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

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

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta la generación eléctrica, hidrología y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 30 de junio de 2016 no había operaciones vigentes de derivados de commodities.

17.4. 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, 19 y Anexo N°3).

Al 30 de junio de 2016, los pasivos corrientes de Endesa Américas superaron a los activos corrientes por M\$ 216.551.507. Esta cantidad no representa un déficit de capital de trabajo material. Sin embargo, creemos que el flujo de efectivo generado por las operaciones comerciales de nuestras entidades filiales, así como los saldos en efectivo, préstamos con bancos y empresas relacionadas, y un amplio acceso a los mercados de capitales son suficientes para satisfacer todas nuestras necesidades de capital de trabajo, servicios de deuda, dividendos y gastos de capital previstos.

Al 30 de junio de 2016, el Grupo Endesa Américas tenía una liquidez de M\$ 113.637.683 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 20.391.572 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 01 de marzo de 2016, el Grupo Endesa Américas tenía una liquidez de M\$ 211.252.436 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 0 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

17.5. Riesgo de crédito.

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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.

Otros activos de carácter financiero:

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

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

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

17.6. Medición del riesgo.

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

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

- Deuda Financiera.
- Derivados de cobertura para Deuda.

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

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

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

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

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre, de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a M\$ 97.497.546.

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

18. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.

18.1 Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría

- a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, menos efectivo y equivalentes al efectivo, clasificados por naturaleza y categoría al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 es el siguiente:

	Saldo al 30-06-2016					Saldo al 01-03-2016			
	Activos financieros mantenidos para negociar	Inversiones a mantener hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos financieros disponible para la venta	Derivados financieros de cobertura	Inversiones a mantener hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos financieros disponible para la venta	Derivados financieros de cobertura
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Instrumentos derivados	480.111	-	-	-	367.908	-	-	-	596.654
Otros activos financieros	-	2.482.940	288.088.540	-	-	3.429.689	263.637.853	-	-
Total corto plazo	480.111	2.482.940	288.088.540	-	367.908	3.429.689	263.637.853	-	596.654
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	1.489.313	-	-	-	570.183	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	1.699	-	-	-	7.536
Otros activos financieros	-	-	218.201.571	-	-	-	220.651.649	-	-
Total largo plazo	-	-	218.201.571	1.489.313	1.699	-	220.651.649	570.183	7.536
Total	480.111	2.482.940	506.290.111	1.489.313	369.607	3.429.689	484.289.502	570.183	604.190

El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 es el siguiente:

	Saldo al 30-06-2016				Saldo al 01-03-2016		
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados financieros de cobertura	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados financieros de cobertura	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	-	246.006.165	-	-	198.708.121	-	-
Instrumentos derivados	1.711.926	-	2.567.520	141.549	-	-	113.583
Otros pasivos financieros	-	304.556.387	-	-	271.802.607	-	-
Total corto plazo	1.711.926	550.562.552	2.567.520	141.549	470.510.728	-	113.583
Préstamos que devengan interés	-	925.445.179	-	-	908.101.930	-	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	-	265.542
Total largo plazo	-	925.445.179	-	-	908.101.930	-	265.542
Total	1.711.926	1.476.007.731	2.567.520	141.549	1.378.612.658	-	379.125

18.2 Instrumentos Derivados

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

El Grupo clasifica sus derivados en:

Derivados designados en coberturas de flujos de caja: Aquellas que permiten cubrir los flujos de caja del subyacente cubierto.

Derivados designados en coberturas de valor razonable: Aquellas que permiten cubrir el valor razonable del subyacente cubierto.

Derivados no cobertura: Aquellos derivados financieros que no cumplen los requisitos establecidos por las NIIF para ser designados como instrumentos de cobertura, se registran a valor razonable con cambios en resultados (activos financieros mantenidos para negociar).

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 30 de junio y 01 de marzo de 2016, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	Saldo al 30-06-2016				Saldo al 01-03-2016				
	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:	43.485	1.699	195.728	-	-	-	7.536	68.381	265.542
Cobertura flujos de caja	43.485	1.699	195.728	-	-	-	7.536	68.381	265.542
Cobertura de tipo de cambio:	324.423	-	2.371.792	-	596.654	-	45.202	-	
Cobertura de flujos de caja	324.423	-	2.371.792	-	596.654	-	45.202	-	
TOTAL	367.908	1.699	2.567.520	-	596.654	7.536	113.583	265.542	

•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		Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
			30-06-2016	01-03-2016	
			M\$	M\$	
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	(150.544)	(326.387)	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(2.047.369)	551.452	Flujo de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, durante cuatro meses terminados al 30 de junio de 2016, el Grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por inefectividad.

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

	Instrumentos Derivados No Cobertura			
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
	Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	No Corriente M\$
1 de marzo de 2016	-	141.549	-	-
30 de junio de 2016	480.111	1.711.926	-	-

Instrumentos derivados no cobertura corresponden a contratos forwards celebrados por el Grupo, cuyo propósito es cubrir el riesgo de tipo de cambio relacionado con dividendos a recibir de las filiales en el exterior. Si bien estas coberturas tienen un fondo económico, no califican como cobertura contable porque no cumplen estrictamente los requisitos establecidos en la NIC 39 "Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición".

Además, se incluyen instrumentos derivados cross currency swaps cuyo propósito era cubrir la tasa de interés y tipo de cambio de deudas financieras, las que debido a la reorganización societaria fueron transferidas al Grupo, por lo cual, se interrumpió la contabilidad de cobertura.

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados

A continuación se presenta un detalle de los derivados financieros contratados por el Grupo al 30 de junio y 01 de marzo de 2016, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nacionales o contractuales:

Derivados financieros	Saldo al 30-06-2016						Saldo al 01-03-2016					
	Valor razonable	Valor nocial			Valor razonable	Valor nocial			Antes de 1 Año	1-2 Años	Total	
		Antes de 1 Año	1-2 Años	Total		Antes de 1 Año	1-2 Años	Total				
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cobertura de tipo de interés:	(150.544)	43.551.308	826.713	44.378.021	(326.387)	8.811.792	12.489.878	21.301.670				
Cobertura de flujos de caja	(150.544)	43.551.308	826.713	44.378.021	(326.387)	8.811.792	12.489.878	21.301.670				
Cobertura de tipo de cambio:	(2.047.369)	45.889.772	-	45.889.772	551.452	44.648.114	-	44.648.114				
Cobertura de flujos de caja	(2.047.369)	45.889.772	-	45.889.772	551.452	44.648.114	-	44.648.114				
Deivados no designados contablemente de cobertura	(1.231.815)	55.360.882	-	55.360.882	(141.549)	10.493.705	-	10.493.705				
TOTAL	(3.429.728)	144.801.962	826.713	145.628.675	83.516	63.953.611	12.489.878	76.443.489				

El monto nocial 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.

18.3 Jerarquías del Valor Razonable

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

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 30 de junio y 01 de marzo de 2016:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:				Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:			
	30-06-2016	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	01-03-2016	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos Financieros								
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	369.607	-	369.607	-	604.190	-	604.190	-
Deivados no designados contablemente de cobertura	480.111	-	480.111	-	-	-	-	-
Total	849.718	-	849.718	-	604.190	-	604.190	-
Pasivos Financieros								
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	2.567.520	-	2.567.520	-	379.125	-	379.125	-
Deivados no designados contablemente de cobertura	1.711.926	-	1.711.926	-	141.549	-	141.549	-
Total	4.279.446	-	4.279.446	-	520.674	-	520.674	-

19. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.

El desglose de este rubro al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Saldo al			
	30-06-2016		01-03-2016	
	Corrientes	No corrientes	Corrientes	No corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$
Acreedores comerciales	29.967.406	-	25.858.507	-
Otras cuentas por pagar	238.170.782	35.396.432	212.688.676	37.652.705
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	268.138.188	35.396.432	238.547.183	37.652.705

El detalle de los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Saldo al			
	30-06-2016		01-03-2016	
	Corrientes	No corrientes	Corrientes	No corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$
Proveedores por compra de energía	18.926.280	-	16.184.171	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	11.041.126	-	9.674.336	-
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	15.121.504	-	16.380.816	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	114.473.930	-	106.502.960	-
IVA débito fiscal	8.155.851	35.396.432	8.341.346	37.652.705
Dividendos por pagar a participaciones no controladoras	56.110.480	-	36.696.541	-
Contrato Mitsubishi (LTSA)	17.678.410	-	21.930.258	-
Intereses por pagar acreedores comerciales	1.192.448	-	1.294.890	-
Cuentas por pagar al personal	16.972.462	-	15.286.189	-
Otras cuentas por pagar	8.465.697	-	6.255.676	-
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	268.138.188	35.396.432	238.547.183	37.652.705

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en Nota 17.4.

El detalle de los pagos al día vencidos al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 se expone en Anexo No.6.

20. PROVISIONES.

- a) El desglose de este rubro al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 es el siguiente:

Provisiones	Saldo al			
	30-06-2016		01-03-2016	
	Corrientes	No corrientes	Corrientes	No corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$
Reclamaciones legales	7.011.290	1.812.863	4.251.564	880.527
Desmantelamiento, restauración (*)	-	3.517.771	-	3.388.479
Provisión Medio Ambiente (**)	32.729.330	53.540.565	60.850.200	29.391.595
Otras provisiones	1.987.957	-	1.947.757	261.931
Total	41.728.577	58.871.199	67.049.521	33.922.532

(*) El plan de restauración incluye las obras necesarias para mitigar el impacto ambiental con ocasión del llenado del embalse y que involucra flujos de ejecución estimados en 30 años. Entre las actividades principales de esta obligación se encuentra las restauración de bosques, creación de una franja de protección, programas loticos y pesqueros y programas de monitoreo de fauna y flora.

(**) Provisiones Medio Ambiente corresponden a obligaciones derivadas de la licencia ambiental para el proyecto El Quimbo, liquidación de contratos asociados a obras ejecutadas y obras menores necesarias para la operación de central las cuales se esperan sean ejecutadas dentro del cronograma de obras propuesto por el proyecto en el año 2016.

El calendario y montos que se espera desembolsar por estas provisiones son inciertos y dependen de la resolución de materias específicas relacionadas con cada una de ellas (Ver Nota 3.j). Por ejemplo, en el caso específico de reclamaciones legales depende de la resolución final de la reclamación correspondiente.

La Gerencia del Grupo considera que las provisiones registradas en los estados de situación financiera consolidados cubren adecuadamente los riesgos relacionados.

- b) El movimiento de las provisiones durante el período de cuatro meses terminado al 30 de junio de 2016 es el siguiente:

Movimientos en Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación		Medio Ambiente	Otras Provisiones	Total
		M\$	M\$			
Saldo Inicial al 01 de marzo de 2016	5.132.091	3.388.479	90.241.795	2.209.688	100.972.053	
Movimientos en Provisiones						
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	4.491.498	177.496	19.189.486	115.030	23.973.510	
Provisión Utilizada	(1.818)	-	(24.883.624)	(293.039)	(25.178.481)	
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	8.261	70.008	770.761	31.874	880.904	
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(805.879)	(118.212)	951.477	(75.596)	(48.210)	
Total Movimientos en Provisiones	3.692.062	129.292	(3.971.900)	(221.731)	(372.277)	
Saldo al 30 de junio de 2016	8.824.153	3.517.771	86.269.895	1.987.957	100.599.776	

21. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO

21.1 Aspectos generales

Endesa Américas y algunas de sus entidades consolidadas radicadas en 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.j.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

- **Beneficios de prestación definida:**

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.

- **Otros Beneficios:**

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

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

Premios por antigüedad en 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. Este beneficio se otorga de acuerdo con la siguiente escala:

Después de 5, 10, y 15 años	-	1 sueldo base mensual
Después de 20 años	-	1 ½ sueldos base mensual
Después de 25, 30, 35, y 40 años	-	2 ½ sueldos base mensual

Nuevo Plan de Salud Emgesa: Consiste en la contratación de un operador para la prestación del servicio médico y odontológico a familiares (grupo familiar básico) de pensionados de Emgesa (121 beneficiarios actualmente). Este beneficio estuvo bajo la administración de la Organización Sindical (Sintraelecol) hasta el 31 de marzo de 2016. A partir del 01 de abril de 2016, la administración de este beneficio quedó a cargo del empleador Emgesa, por lo que se suscribió un contrato con la compañía MEDPLUS Medicina Prepagada para continuar garantizando este beneficio. Este beneficio cobija a los beneficiarios de pensionados y en caso de fallecimiento del titular, el beneficio se mantiene 6 meses más sobre los beneficiarios del pensionado, termino en el cual finaliza el beneficio. La Compañía reconoció contablemente a partir de este mes este beneficio el cual fue valorado por un actuario de la compañía AON.

21.2 Aperturas, movimientos y presentación de estados financieros

- a) Al 30 de junio y 01 de marzo de 2016, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas se resume como sigue:

	Saldo al	
	30-06-2016	01-03-2016
	M\$	M\$
Obligaciones post empleo	22.515.863	19.308.134
Total	22.515.863	19.308.134
Porción no corriente	22.515.863	19.308.134

b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas durante el período de cuatro meses terminado al 30 de junio de 2016 es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
Saldo al 01 de marzo de 2016	19.308.134
Costo del servicio corriente	327.719
Costo por intereses	790.429
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	48.511
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	1.300.521
Diferencia de conversión de moneda extranjera	1.379.820
Contribuciones pagadas	(1.501.746)
Costo de servicio pasado obligación de plan de beneficios definidos	1.039.815
Transferencia de personal	(177.340)
Saldo al 30 de junio de 2016	22.515.863

Al 30 de junio de 2016, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 0,11% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (0,99% al 01 de marzo 2016), en un 80,94% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (79,20% al 01 de marzo 2016), en un 15,46% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (16,30% al 01 de marzo 2016) y el 3,49% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (3,51% al 01 de marzo 2016).

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 durante cuatro meses terminados al 30 de junio de 2016 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	Cuatro meses terminados al 30-06-2016
	M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	327.719
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	790.429
Costos de servicios pasados	1.039.815
Total gasto reconocido en el estado de resultados	2.157.963
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	1.349.033
Total gasto reconocido en el estado de resultados integrales	3.506.996

21.3 Otras revelaciones

Hipótesis actuariales

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes al 30 junio y 01 de marzo de 2016:

	Chile		Colombia		Argentina		Perú	
	30-06-2016	01-03-2016	30-06-2016	01-03-2016	30-06-2016	01-03-2016	30-06-2016	01-03-2016
Tasas de descuento utilizadas	4,7%	5,0%	7,4%	7,3%	5,5%	5,5%	6,7%	7,6%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,0%	4,0%	4,2%	4,2%	0,0%	0,0%	3,0%	3,0%
Tablas de mortalidad	RV2009	RV 2009	RV 2008	RV 2008	RV 2004	RV 2004	RV2009	RV 2009
Tasa de rotación esperada	7,0%	7,0%	0,4%	0,4%	1,2%	1,2%	3,9%	3,9%

Sensibilización

Al 30 de junio de 2016, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de M\$ 1.764.205 en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$ 2.408.906 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 S.A.A. por este concepto al 30 de junio han ascendido a M\$ 101.143.

Desembolso futuro

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el próximo año ascienden a M\$ 1.577.123.

Duración de los compromisos

El promedio ponderado de la duración de las obligaciones para el Grupo Endesa Américas corresponde a 10,01 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 5 y más años es como sigue:

Años	M\$
1	1.577.123
2	1.147.211
3	1.516.355
4	1.371.783
5	1.253.842
Más de 5	10.953.517

22. PATRIMONIO TOTAL

22.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora

22.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones.

Al 30 de junio y 01 de marzo de 2016, el capital social de Endesa Américas asciende a M\$ 778.936.764 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 y Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE).

La prima de emisión, que corresponde al sobreprecio en colocación, asciende a un monto de M\$ 120.497.065.

Estos montos provienen de la distribución del Patrimonio de Endesa Chile que, como consecuencia de su división, fueron determinados y distribuidos a Endesa Américas sobre la base de los activos netos asignados a cada sociedad.

Para mayor información de los antecedentes generales de Endesa Américas S.A. ver Nota 1.

22.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 27 de abril de 2016, se acordó distribuir a contar del 24 de mayo de 2016, un dividendo de Ch\$ 9,37144 por acción, con cargo a las utilidades al 31 de diciembre de 2015 (provenientes de la división de Endesa Chile.)

22.2 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 durante cuatro meses terminados al 30 de junio de 2016 es el siguiente:

	Saldo al	
	30-06-2016	01-03-2016
	M\$	M\$
Emgesa S.A. E.S.P.	44.355.528	27.078.691
Generandes Perú	65.655.184	56.557.982
Hidroelectrica El Chocón S.A.	(105.425.381)	(105.354.562)
Endesa Argentina	(16.840.118)	(14.923.600)
Central Costanera	4.480.567	5.270.235
Enel Brasil	(148.794.766)	(226.588.380)
Otros	(3.851.955)	(5.781.467)
TOTAL	(160.420.941)	(263.741.101)

22.3 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.

22.4 Restricciones a la disposición de fondos de las entidades consolidadas

El Grupo tiene algunas entidades consolidadas 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 del Grupo en los activos netos restringidos al 30 de junio de 2016 de sus entidades consolidadas Edegel S.A.A. e Hidroeléctrica El Chocón S.A. corresponden a M\$ 51.202.366 y M\$ 94.844.060, respectivamente.

22.5 Otras Reservas

Por cuatro meses terminados al 30 de junio de 2016 la naturaleza y destino de las otras reservas es el siguiente:

	Saldo al	Movimientos 2016	Saldo al
	01-03-2016		30-06-2016
	M\$	M\$	M\$
Diferencias de cambio por conversión	(263.741.101)	103.320.160	(160.420.941)
Coberturas de flujo de caja	(8.696.789)	2.365.939	(6.330.850)
Remedición de activos financieros disponibles para la venta	(118.662)	227.258	108.596
Otras reservas varias	(778.748.054)	(732.942)	(779.480.996)
TOTAL	(1.051.304.606)	105.180.415	(946.124.191)

Al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 la naturaleza y destino de las otras reservas varias es el siguiente:

Detalle Otras Reservas	Saldo al	
	30-06-2016	01-03-2016
	M\$	M\$
Reserva por reestructuración societaria ("División")	(532.560.122)	(532.560.122)
Reservas APV transición a NIIF	(99.337.234)	(99.337.234)
Reservas por combinaciones de negocios	(144.289.449)	(144.289.449)
Otras reservas varias	(3.294.191)	(2.561.249)
Total	(779.480.996)	(778.748.054)

• **Reserva de diferencias de cambio por conversión:** Provienen fundamentalmente de las diferencias de cambio que se originan en:

- La conversión de nuestras entidades consolidadas que tienen moneda funcional distinta al peso chileno (ver Notas 2.6 y 3.k).
- 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).

• **Remedición 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).

• **Reserva por reestructuración societaria (División):** Representa el efecto generado por la división de los activos netos de Endesa Chile y su correspondiente asignación proporcional a Endesa Américas (Ver Nota 1 y 2).

• **Reserva APV transición a NIIF:** Corresponde a las reservas que se generaron en la transición a NIIF de Endesa Chile, asociadas a los negocios fuera de Chile.

• **Reservas por combinaciones de negocios:** Corresponde a los efectos provenientes de combinaciones de negocios bajo control común y compras de interés minoritario, todas relacionadas con filiales extranjeras.

22.6 Participaciones no controladoras

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

Compañías	Participaciones no controladoras				
	% de control	Patrimonio	% de control	Patrimonio	Resultado
	30-06-2016	Saldo al 30-06-2016	01-03-2016	Saldo al 01-03-2016	Cuatro meses terminados al 30-06-2016
	%	M\$	%	M\$	M\$
Emgesa S.A. E.S.P.	73,13%	531.576.820	73,13%	564.214.537	49.987.240
Generandes Perú	39,00%	126.230.556	39,00%	115.594.477	6.893.885
Edegel S.A.A	16,40%	97.777.286	16,40%	89.501.190	5.347.058
Chinango S.A.C.	20,00%	14.604.419	20,00%	13.960.790	967.151
Central Costanera S.A.	24,32%	2.814.213	24,32%	1.145.900	2.065.621
Hidroelectrica El Chocon S.A.	32,33%	45.584.455	32,33%	45.511.370	588
Otras		3.361.393		3.298.569	1.341
TOTAL		821.949.142		833.226.833	65.262.884

23. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS POR NATURALEZA.

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados durante cuatro meses terminados al 30 de junio de 2016 es el siguiente:

Ingresos Ordinarios	Cuatro meses terminados al 30-06-2016 M\$
Ventas de energía	408.098.103
Generación	408.098.103
Clientes Regulados	65.465.446
Clientes no Regulados	238.003.860
Ventas de Mercado Spot	91.374.466
Otros Clientes	13.254.331
Otras ventas	3.929.523
Ventas de gas	3.929.523
Otras prestaciones de servicios	27.581.115
Peajes y trasmisión	26.862.995
Arriendo equipos de medida	24.609
Otras prestaciones	693.511
Total Ingresos ordinarios	439.608.741
Otros Ingresos de Explotación	Cuatro meses terminados al 30-06-2016 M\$
Arrendamientos	21.837.548
Otros Ingresos	4.845.684
Total Otros Ingresos de explotación	26.683.232

24. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados durante cuatro meses terminados al 30 de junio de 2016 es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Cuatro meses terminados al 30-06-2016 M\$
Compras de energía	(63.809.156)
Consumo de combustible (*)	(46.355.758)
Gastos de transporte	(37.998.863)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(20.246.572)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(168.410.349)

(*) Ver Nota 9.

25. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados durante cuatro meses terminados al 30 de junio de 2016 es el siguiente:

Gastos de personal	Cuatro meses terminados al
	30-06-2016
	M\$
Sueldos y salarios	(19.715.386)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(1.468.677)
Servicio seguridad social y otras cargas sociales	(4.648.155)
Total	(25.832.218)

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

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados durante cuatro meses terminados al 30 de junio de 2016 es el siguiente:

Gasto por depreciación y amortización, reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del período	Cuatro meses terminados al
	30-06-2016
	M\$
Depreciaciones (ver Nota 14)	(34.780.689)
Amortizaciones (ver Nota 12)	(614.797)
Subtotal	(35.395.486)
Reverso (pérdidas) por deterioro (1)	114.573
Total	(35.280.913)

(1) Pérdidas por deterioro	Cuatro meses terminados al
	30-06-2016
	M\$
Reversión (Pérdida) por deterioro activos financieros (ver Nota 7.c)	114.573
Total	114.573

27. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados durante cuatro meses terminados al 30 de junio de 2016 es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Cuatro meses terminados al 30-06-2016 M\$
Servicios profesionales independientes y externalizados	(6.038.201)
Otros Suministros y Servicios	(3.788.551)
Primas de seguros	(6.090.752)
Tributos y tasas	(1.628.727)
Reparaciones y conservación	(3.851.657)
Indemnizaciones y multas	(305.278)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(90.000)
Arrendamientos y cánones	(511.923)
Gastos de medioambiente (ver Nota 34)	(389.837)
Otros aprovisionamientos	(3.368.451)
Gastos de viajes	(227.988)
Total otros gastos por naturaleza	(26.291.365)

Durante cuatro meses terminados al 30 de junio de 2016 los costos de investigación ascienden a M\$ 18.910.

28. RESULTADOS FINANCIERO.

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados durante cuatro meses terminados al 30 de junio de 2016 es el siguiente:

Ingresos Financieros	Cuatro meses terminados al 30-06-2016 M\$
Efectivo y otros medios equivalentes	9.916.275
Otros ingresos financieros	800.725
Total Ingresos Financieros	10.717.000
Costos Financieros	Cuatro meses terminados al 30-06-2016 M\$
Costos Financieros	(51.847.433)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(33.158.799)
Obligaciones y cuentas por pagar a CAMMESA	(10.648.013)
Préstamos bancarios	(5.170.128)
Formalización de deudas y otros gastos asociados	(1.168.290)
Otros	(810.421)
Gastos por obligaciones por beneficios post empleo	(790.429)
Valoración derivados financieros	(101.353)
Resultado por unidades de reajuste	15
Diferencias de Cambio (*)	(6.960.901)
Positivas	22.571.649
Negativas	(29.532.550)
Total Costos Financieros	(58.808.319)
Total Resultado Financieros	(48.091.319)

Los orígenes de los efectos en resultados por diferencias de cambios son los siguientes:

(*) Diferencias de Cambio	Cuatro meses terminados al
	30-06-2016
	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	(1.093.959)
Otros activos financieros (Instrumentos Derivados)	(12.077.514)
Otros activos no financieros	(127.208)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	3.337.032
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	504.991
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	461.044
Otros pasivos no financieros	2.034.713
Total Diferencias de Cambio	(6.960.901)

29. IMPUESTO A LAS GANANCIAS.

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

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de períodos anteriores	Cuatro meses terminados al
	30-06-2016
	M\$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(60.890.131)
Beneficios de carácter fiscal, procedentes de pérdidas fiscales, créditos fiscales o diferencias temporarias no reconocidos en períodos anteriores utilizadas para reducir el gasto por impuestos del período corriente (Créditos y/o beneficios al impuesto corriente)	930.092
Ajustes por impuestos corrientes de períodos anteriores	(113.249)
Otros ingresos por Impuesto Corriente	1.559.087
Total gasto por impuesto corriente	(58.514.201)
Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	2.419.480
Ajustes por impuestos diferidos de períodos anteriores	363.287
Total ingreso por impuestos diferidos	2.782.767
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuada	(55.731.434)

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 a cuatro meses terminados al 30 de junio de 2016:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Cuatro meses terminados al	
	Tasa	30-06-2016
	%	M\$
		188.952.329
Total de gasto por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(24,00%)	(45.348.559)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(11,00%)	(20.779.816)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	5,61%	10.598.288
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(9,43%)	(17.814.652)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de períodos anteriores	(0,06%)	(113.249)
Efectos por ajustes a los impuestos diferidos de períodos anteriores	0,19%	363.288
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	9,19%	17.363.267
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	(5,49%)	(10.382.874)
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(29,49%)	(55.731.433)

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas en la Nota 15.a.

30. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.

Criterios de segmentación.

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

Teniendo presente la información diferenciada que es analizada por la compañía para la toma de decisiones, la información por segmentos se ha estructurado siguiendo la distribución geográfica por país:

- Chile
- Argentina
- Perú
- Colombia

Dado que la organización societaria de Endesa Américas 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. Las políticas contables utilizadas para determinar la información por segmento son la misma que se han utilizado en la preparación de los estados financieros consolidados de Endesa Américas.

A continuación se presenta la información por segmentos.

País	Chile		Argentina		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-06-2016 M\$	01-03-2016 M\$	30-06-2016 M\$	01-03-2016 M\$	30-06-2016 M\$	01-03-2016 M\$	30-06-2016 M\$	01-03-2016 M\$	30-06-2016 M\$	01-03-2016 M\$	30-06-2016 M\$	01-03-2016 M\$
ACTIVOS												
ACTIVOS CORRIENTES	55.528.004	58.213.520	86.329.167	66.854.976	181.057.104	268.698.829	157.004.787	135.183.909	(31.451.262)	(12.653.236)	448.467.800	516.297.998
Efectivo y equivalentes al efectivo	860.484	33.977.634	15.601.886	13.071.922	81.964.787	143.484.272	15.210.526	20.718.608	-	-	113.637.683	211.252.436
Otros activos financieros corrientes	480.111	870.740	-	-	2.850.841	3.155.603	7	-	-	-	3.330.959	4.026.343
Otros activos no financieros, corriente	-	-	652.825	418.876	3.954.834	5.309.637	3.574.762	5.337.313	-	-	8.182.421	11.065.826
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	95.615	29.408	62.216.362	45.764.867	68.689.991	85.676.395	97.025.486	80.173.949	(10)	58.774	228.027.444	211.703.393
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	52.608.859	23.335.738	5.699.839	5.578.728	13.279.704	25.251.385	26.570.492	13.053.454	(31.451.252)	(12.712.010)	66.707.642	54.507.295
Inventarios corrientes	-	-	2.158.255	2.020.583	10.313.346	5.814.195	14.623.514	14.727.547	-	-	27.095.115	22.562.325
Activos por impuestos corrientes, corriente	1.482.935	-	-	-	3.601	7.342	-	1.173.038	-	-	1.486.536	1.180.380
ACTIVOS NO CORRIENTES	1.075.099.837	1.075.127.281	347.382.582	349.617.770	1.832.067.668	1.679.056.226	776.099.726	751.974.239	(498.753.196)	(588.642.739)	3.531.896.617	3.267.132.777
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	-	1.489.313	570.183	1.699	7.536	-	-	1.491.012	577.719
Otros activos no financieros no corrientes	-	-	-	1.752.641	1.130.895	1.012.248	-	-	-	-	1.130.895	2.764.889
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	208.202.013	218.696.272	9.999.558	1.955.377	-	-	-	-	218.201.571	220.651.649
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.075.079.502	1.075.079.502	1.305.665	2.135.285	-	-	48.573.339	39.585.187	(590.107.984)	(678.052.929)	534.850.522	438.747.045
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	-	-	20.986.265	18.748.022	10.545.396	10.190.840	-	-	31.531.661	28.938.862
Plusvalía	-	-	866.445	871.998	4.345.042	3.988.262	-	-	91.354.788	89.410.190	96.566.275	94.270.450
Propiedades, planta y equipo	-	-	137.007.572	126.138.984	1.778.406.051	1.636.449.282	716.979.292	702.190.676	-	-	2.632.392.915	2.464.778.942
Activos por impuestos diferidos	20.335	47.779	887	22.590	15.710.544	16.332.852	-	-	-	-	15.731.766	16.403.221
TOTAL ACTIVOS	1.130.627.841	1.133.340.801	433.711.749	416.472.746	2.013.124.772	1.947.755.055	933.104.513	887.158.148	(530.204.458)	(601.295.975)	3.980.364.417	3.783.430.775
País	Chile		Argentina		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	30-06-2016	01-03-2016	30-06-2016	01-03-2016	30-06-2016	01-03-2016	30-06-2016	01-03-2016	30-06-2016	01-03-2016	30-06-2016	01-03-2016
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES	14.702.662	41.032.571	178.548.707	160.430.579	373.840.306	329.215.892	129.378.894	115.933.309	(31.451.262)	(12.653.236)	665.019.307	633.959.115
Otros pasivos financieros corrientes	1.711.926	141.549	25.873.566	26.513.424	170.793.677	119.207.904	51.906.442	53.100.376	-	-	250.285.611	198.963.253
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.301.107	16.421.464	102.532.296	86.311.098	110.587.257	83.151.026	53.711.440	52.663.595	6.088	-	268.138.188	238.547.183
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	11.689.629	24.469.558	9.520.369	8.783.502	56.384.027	31.867.955	13.558.879	5.509.807	(31.457.350)	(12.653.236)	59.695.554	57.977.586
Otras provisiones corrientes	-	-	5.290.645	2.564.656	32.729.329	60.875.169	3.708.603	3.609.696	-	-	41.728.577	67.049.521
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	35.331.831	36.257.899	2.489.062	33.317.876	5.543.558	47.840	-	-	43.364.451	69.623.615
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	-	-	856.954	795.962	949.972	1.001.995	-	-	1.806.926	1.797.957
PASIVOS NO CORRIENTES	24.435	190.210	98.485.655	105.989.598	912.347.449	846.971.210	200.084.231	217.374.009	-	-	1.210.941.770	1.170.525.027
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	31.434.503	33.652.262	838.685.380	801.067.863	55.325.296	73.647.347	-	-	925.445.179	908.367.472
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	35.396.432	37.652.705	-	-	-	-	-	-	35.396.432	37.652.705
Otras provisiones no corrientes	-	-	-	-	55.438.366	30.612.016	3.432.833	3.310.516	-	-	58.871.199	33.922.532
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	28.173.783	31.536.526	-	-	122.808.337	122.189.998	-	-	150.982.120	153.726.524
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	24.435	190.210	3.480.937	3.148.105	18.223.703	15.291.331	786.788	678.488	-	-	22.515.863	19.308.134
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	-	-	-	-	17.730.977	17.547.660	-	-	17.730.977	17.547.660
PATRIMONIO NETO	1.115.900.744	1.092.118.020	156.677.387	150.052.569	726.937.017	771.567.953	603.641.388	553.850.830	(498.753.196)	(588.642.739)	2.104.403.340	1.978.946.633
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.115.900.744	1.092.118.020	156.677.387	150.052.569	726.937.017	771.567.953	603.641.388	553.850.830	(498.753.196)	(588.642.739)	1.282.454.198	1.145.719.800
Capital emitido	778.936.764	778.936.764	31.002.860	31.201.570	148.534.890	136.338.421	302.296.411	295.493.695	(481.834.161)	(463.033.686)	778.936.764	778.936.764
Ganancias (pérdidas) acumuladas	587.015.973	563.233.247	43.256.360	39.526.095	76.749.302	194.874.431	40.506.591	48.732.586	581.616.334	451.224.218	1.329.144.560	1.297.590.577
Primas de emisión	120.497.065	120.497.065	-	-	25.674.401	23.566.229	-	-	(25.674.401)	(23.566.229)	120.497.065	120.497.065
Otras reservas	(370.549.058)	(370.549.056)	82.418.167	79.324.904	475.978.424	416.788.872	260.838.386	209.624.549	(572.860.968)	(553.267.042)	(946.124.191)	(1.051.304.606)
PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS											821.949.142	833.226.833
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	1.130.627.841	1.133.340.801	433.711.749	416.472.746	2.013.124.772	1.947.755.055	933.104.513	887.158.148	(530.204.458)	(601.295.975)	3.980.364.417	3.783.430.775

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

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Chile	Argentina	Colombia	Perú	Eliminaciones	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
INGRESOS	-	47.132.588	285.645.836	133.513.549	-	466.291.973
Ingresos de actividades ordinarias	-	25.282.403	281.296.006	133.030.332	-	439.608.741
Ventas de energía	-	25.282.403	277.327.668	105.488.032	-	408.098.103
Otras ventas	-	-	3.929.523	-	-	3.929.523
Otras prestaciones de servicios	-	-	38.815	27.542.300	-	27.581.115
Otros ingresos	-	21.850.185	4.349.830	483.217	-	26.683.232
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	-	(2.679.462)	(108.343.090)	(57.387.797)	-	(168.410.349)
Compras de energía	-	(215.067)	(53.334.256)	(10.259.833)	-	(63.809.156)
Consumo de combustible	-	(549.986)	(19.740.085)	(26.065.687)	-	(46.355.758)
Gastos de transporte	-	(364.801)	(24.164.864)	(13.469.198)	-	(37.998.863)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	(1.549.608)	(11.103.885)	(7.593.079)	-	(20.246.572)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	-	44.453.126	177.302.746	76.125.752	-	297.881.624
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	1.031.404	(68.052)	-	-	963.352
Gastos por beneficios a los empleados	(46.864)	(13.747.849)	(5.981.575)	(6.055.930)	-	(25.832.218)
Otros gastos, por naturaleza	(2.671.365)	(5.934.380)	(9.824.088)	(7.861.532)	-	(26.291.365)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	(2.718.229)	25.802.301	161.429.031	62.208.290	-	246.721.393
Gasto por depreciación y amortización	-	(6.862.455)	(14.114.687)	(14.418.344)	-	(35.395.486)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	-	-	114.573	-	-	114.573
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	(2.718.229)	18.939.846	147.428.917	47.789.946	-	211.440.480
RESULTADO FINANCIERO	1.911.870	(13.400.966)	(33.670.431)	(2.931.792)	-	(48.091.319)
Ingresos financieros	462.202	5.862.370	4.163.287	229.141	-	10.717.000
Efectivo y otros medios equivalentes	28.029	5.910.593	3.751.436	226.217	-	9.916.275
Otros ingresos financieros	434.173	(48.223)	411.851	2.924	-	800.725
Costos financieros	(370.480)	(11.538.997)	(38.043.395)	(1.894.561)	-	(51.847.433)
Préstamos bancarios	-	(716.945)	(4.076.775)	(376.408)	-	(5.170.128)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	(32.096.041)	(1.062.758)	-	(33.158.799)
Otros	(370.480)	(10.822.052)	(1.870.579)	(455.395)	-	(13.518.506)
Resultados por Unidades de Reajuste	15	-	-	-	-	15
Diferencias de cambio	1.820.133	(7.724.339)	209.677	(1.266.372)	-	(6.960.901)
Positivas	4.788.775	5.310.085	778.830	11.693.959	-	22.571.649
Negativas	(2.968.642)	(13.034.424)	(569.153)	(12.960.331)	-	(29.532.550)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	22.382.797	589.402	-	2.590.352	-	25.562.551
Otras ganancias (pérdidas)	-	(2.961)	41.588	1.990	-	40.617
Resultados en Ventas de Activos	-	(2.961)	41.588	1.990	-	40.617
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	21.576.438	6.125.321	113.800.074	47.450.496	-	188.952.329
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias	1.451.419	2.136.015	(45.441.492)	(13.877.376)	-	(55.731.434)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	23.027.857	8.261.336	68.358.582	33.573.120	-	133.220.895
GANANCIA (PÉRDIDA)	23.027.857	8.261.336	68.358.582	33.573.120	-	133.220.895
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a						
Los propietarios de la controladora						67.958.011
Participaciones no controladoras						65.262.884

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	Chile	Argentina	Colombia	Perú	Eliminaciones	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(2.258.642)	22.241.556	97.915.432	13.835.088	861.631	132.595.065
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	33.303.158	(14.473.021)	(25.054.227)	(5.655.438)	(34.036.750)	(45.916.278)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(63.988.457)	(4.640.729)	(141.335.638)	(14.233.076)	33.175.119	(191.022.781)

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

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

31.1. Garantías directas

Tipo	Contrato	Año de término	Acreedor de la Garantía	Nombre	Deudor	Relación	Tipo de Garantía	Activos Comprometidos			Saldo pendiente de la Obligación al	
								Tipo	Moneda	Valor contable	Moneda	30-06-2016
Préstamo - Citibank N.A.		07-10-2014	Citibank N.A.	Endesa Argentina	Acreedor	Pledge & Assignment Agreement Governing Extensions of Credit and Related Collateral	Depósito en dinero	USS	1.300.000	ARS	-	8.000.000
Préstamo - Mitsubishi Corporation		15-12-2032	Mitsubishi Corporation	Central Costanera	Acreedor	Prenda con registro en primer grado	Ciclos Combinados Mitsubishi	ARS	184.495.845	USD	50.325.366	49.854.108

Al 30 de junio y 01 de marzo de 2016, Endesa Américas tenía activos fijos gravados como garantía de pasivos por un total de M\$ 8.113.033 y M\$ 8.513.044, respectivamente (ver Nota 14.e.1).

Al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 el Grupo tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 16.052.381 y M\$ 7.864.276, respectivamente.

31.2 Garantías Indirectas

Producto de la materialización de la división, Endesa Américas ha pasado a ser codeudor solidario de los bonos locales de Endesa Chile, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio y 01 de marzo de 2016 ascendió a M\$ 323.254.142 y M\$ 324.305.109, respectivamente.

31.3 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 Filiales Latam:

Empresa Generadora de Energía Eléctrica S.A. (Emgesa)

- En el año 2001 se presentó en contra de la filial de generación EMGES A.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 EMGES A de las aguas contaminadas del río Bogotá. Frente a dicha demanda, EMGES A se ha opuesto a las pretensiones argumentando que la empresa no tiene responsabilidad en estos hechos pues recibe las aguas ya contaminadas, entre otros argumentos. La pretensión inicial de los demandantes fue de aprox. COL\$ 3.000.000.000 en miles de pesos colombianos, lo que equivale aproximadamente a M\$ 680.400.000. EMGES A, por su parte, solicitó la vinculación de numerosas entidades públicas y privadas que hacen vertimientos al río Bogotá o que de una u otra manera tienen competencia en la gestión ambiental de la cuenca de este río, solicitud respecto de la cual la Sección Tercera del Consejo de Estado resolvió tener como demandados propiamente a diversas de estas personas jurídicas. En enero de 2013 se presentaron contestaciones a la demanda y en junio de 2013 se resolvió negar por improcedente la solicitud de nulidad de lo actuado en el proceso, propuesta por varias de las demandadas. Actualmente en el proceso se encuentra pendiente la resolución de excepciones previas y la citación a la audiencia de conciliación. En junio de 2015 se dictó una resolución que ordenó la desvinculación de la EEB por efectos de un vicio nulidad así como la exclusión de aquellas entidades que habían sido vinculadas por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca como demandados por ser contaminantes de las aguas del río Bogotá, lo que había sido confirmado por el Consejo de Estado. Contra esta decisión se interpuso recurso de reposición y, en subsidio, apelación. Los cuales fueron resueltos desfavorablemente. Se estima la cuantía actual de esta causa en aprox. COL\$ 112.320.000.000 (aprox. M\$ 25.474.176).
- Central Betania (actual Emgesa) gozaba de un beneficio fiscal al Impuesto a la renta sobre las sociedades, conocida como "Ley Páez", la cual estableció la liberación de impuestos a las sociedades situadas en un área específica que sufrió una catástrofe. Las autoridades fiscales de Colombia (DIAN) impugnaron el método utilizado por Central Betania para determinar la base gravable del impuesto a la renta utilizando este beneficio. Básicamente, la DIAN entiende que ciertos ingresos de Central Betania, tales como ajustes por inflación y el resultado no operacional, no califican para esta exención por no estar relacionadas con la actividad de generación eléctrica. Sin embargo Central Betania (actual Emgesa) entiende que, de acuerdo con la Ley, este beneficio especial se aplica a la empresa como entidad y no sólo a ciertos ingresos de la compañía. Se está a la espera de la resolución del Tribunal Administrativo de primera instancia. Los procesos están inactivos desde que se radicaron los alegatos de conclusión en junio del 2010, debido que la Corte del Huila no es especialista en impuestos. En febrero de 2016 se radicó el impulso procesal con el fin de activar el proceso. La Cuantía total MCol\$ 96.393.426 (aprox. M\$ 21.862.029).

3. 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 haberse incluido en el censo socio-económico realizado. En cuanto al estado procesal, el juicio se encuentra actualmente en etapa probatoria. En la demanda paralela, se interpuso excepción previa de pleito pendiente, en atención a la existencia de la demanda principal. Pendiente se decida sobre la excepción propuesta. Se estima que las pretensiones de los demandantes ascienden aproximadamente a 93 mil millones de pesos colombianos (aprox. M\$ 21.092.400).
4. La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), en Colombia, mediante Resoluciones 506, de 28 de marzo de 2005, y 1189, de 8 de julio de 2005, impuso a Emgesa S.A. E.S.P., la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá la ejecución de unas obras en el embalse de El Muña, de cuya efectividad, entre otras, depende el mantenimiento de la concesión de aguas a favor de EMGESa. Emgesa S.A. E.S.P. ha interpuesto una acción de nulidad y restablecimiento del derecho en contra de dichas resoluciones ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, Sección Primera, de modo de que ellas sean anuladas. En cuanto al estado procesal, se dictó sentencia de primera instancia rechazándose la nulidad de estas resoluciones. Se interpusieron recursos de apelación por Emgesa, la EEB y Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá, los que en la actualidad se encuentran pendientes de resolverse. Existe además una acción paralela, de Nulidad y Restablecimiento iniciado por Emgesa en contra de la CAR, pretendiendo la nulidad del artículo 2º de la Resolución 1318 de 2007 y el art. 2º de la Resolución 2000 de 2009, por medio de los cuales se impuso a Emgesa S.A. ESP la implementación de un Plan de Contingencia y la realización de un estudio de "Calidad del Aire" ante la eventual suspensión del bombeo de aguas del embalse, pretendiendo que los mencionados actos administrativos sean anuladas por la imposibilidad técnica de adelantar el estudio de "Calidad del aire" y la implementación del "Plan de contingencia". En esta acción paralela se presentó dictamen pericial de contador favorable para la empresa del cual se solicitó aclaración por parte de Emgesa. Pendiente la aclaración al dictamen anterior y un segundo dictamen para valorar las obras adelantadas por la empresa. Cuantía indeterminada.
5. En febrero de 2015 Emgesa fue notificada de una Acción Popular interpuesta por Comepez S.A. y otras sociedades de piscicultores, con fundamento en la protección de los derechos a un ambiente sano, salubridad pública y seguridad alimentaria, de manera de prevenir, a juicio de los demandantes, el peligro de una mortandad masiva de peces, entre otros perjuicios, con motivo del llenado del embalse del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, ubicado igualmente en la cuenca del río Magdalena. En cuanto al estado procesal, el tribunal administrativo del Huila decretó, en febrero de este año, una medida cautelar que impide el llenado del embalse de El Quimbo hasta tanto no se satisfaga el caudal óptimo del río, entre otras obligaciones. Emgesa por su parte presentó recurso de reposición en contra de esta decisión solicitando la fijación de una caución y el levantamiento de esta medida, el cual fue desestimado por el tribunal, pero se concedió recurso de apelación, en el solo efecto devolutivo, interpuesto por Emgesa. La medida cautelar fue modificada, lo que ha permitido a Emgesa iniciar el llenado del embalse. Sin embargo, la CAM, autoridad ambiental regional, emitió con fecha 3 de julio de 2015 la resolución 1503, que ordena suspender temporalmente el llenado del embalse de Quimbo. Se están analizando por Emgesa las acciones legales a adoptar, no obstante el procedimiento de llenado sigue su curso con normalidad y conforme a lo previsto. Actualmente se encuentra pendiente la contestación de la demanda. El Gobierno, a través del Decreto Legislativo 1979 ha solicitado el levantamiento de la suspensión de generación e informado que Emgesa no puedestraerse al cumplimiento de dicho Decreto. El día 15 de diciembre de 2015 se dio a conocer la decisión adoptada por la Corte Constitucional que declaró la inexequibilidad del referido Decreto Legislativo 1979 de 2015, por lo que EMGESa suspende generación de energía Quimbo a las 24:00 horas del día 15 de diciembre de 2015. EMGESa presentó las defensas correspondientes.

El día 24 de diciembre de 2015 el Ministerio de Minas y Energía y la Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca (AUNAP) presentaron acción de tutela ante los Juzgados Penales del Circuito de Neiva como mecanismo transitorio para evitar un perjuicio irremediable, y mientras el Tribunal Administrativo del Huila decide sobre el levantamiento de la medida cautelar, solicitaron que se permita la generación del Quimbo. Así mismo solicitaron que hasta que se falle la tutela se autorice como medida provisional dicha generación. Después de una intensa tramitación judicial, el día 8 de enero de 2016 EMGESa fue notificada del fallo de tutela proferido por el Juez Tercero Penal Circuito especializado de Neiva mediante el cual autorizó a EMGESa de manera inmediata la generación de energía como medida transitoria hasta que el Tribunal Contencioso Administrativo del Huila decide de fondo sobre el levantamiento o no de la medida cautelar decretada. La cuantía de este proceso es indeterminada.

Edegel S.A.A. (Edegel)

1. 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 reliquida por SUNAT en junio 2012 por el equivalente a 11 mm €, la cual tendrá que ser devuelta en caso se obtenga un resultado favorable en los siguientes procesos iniciados por Edegel:

- i. Demanda ante el Poder Judicial contra lo resuelto por el TF, interpuesta en mayo 2012 (correspondería devolución total).
- ii. Apelación parcial contra la resolución de cumplimiento de SUNAT, en base a que el recálculo es incorrecto, interpuesta en julio 2012 (correspondería devolución parcial).

Respecto a la Demanda: en agosto 2013, Edegel fue notificada con la resolución de saneamiento procesal, por la cual el PJ resolvió declararla improcedente por imposibilidad jurídica algunas de las pretensiones de la demanda. Dado que dicha Resolución vulnera nuestro derecho a la debida motivación y, además es extemporánea, Edegel presentó recurso de nulidad contra la misma. En mayo 2015, Edegel fue notificada con la resolución de la Corte de Apelaciones por medio de la cual: (i) se declaró nula la resolución del PJ que rechazaba las peticiones de la demanda de la empresa (ii) las reclamaciones rechazadas se declaran admitidas y (iii) se ordenó al Poder Judicial volver a la etapa de determinación de los puntos de la controversia. En junio de 2015, Edegel fue notificada la resolución del Poder Judicial, que declaró admitidas las reclamaciones rechazadas y lo remitió a la Fiscalía para la emisión de un nuevo pronunciamiento (en Perú cuando el Estado está involucrado como parte en un proceso judicial siempre debe intervenir un fiscal designado por el Ministerio Público, para que esté enterado y emita opinión respecto de la controversia. Dicha opinión no es vinculante para el juez o la sala que debe resolver la causa). En noviembre de 2015, Edegel dio su informe oral.

Respecto del período 2000 y 2001: Edegel pagó el equivalente a 5 mm € y provisionó el equivalente a 1 mm €. En noviembre de 2015, Edegel fue notificada de la Resolución N ° 15281-8-2014, donde el TF resolvió la mencionada apelación por la que se declaró nula la Resolución, donde SUNAT objetó la deducción de las pérdidas relacionadas con los instrumentos derivados financieros. Luego, (tipo de cambio); confirma la reparos relacionados con la no deducibilidad de la depreciación relacionada con los servicios de asistencia técnica no acreditados y prestados por Generandes y los intereses financieros generados por los préstamos para la compra de acciones propias; y, finalmente, revocó otros asuntos. Cabe señalar, que si bien la resolución del TF revocó los reparos relacionados con el exceso de la depreciación de la revaluación de activos; sin embargo, establece que la SUNAT deberá aplicar lo que se resuelva en la apelación presentada por la compañía para el período 1999, sobre Impuesto a la Renta (Exp. N ° 10099 a 2012,) cuya resolución está pendiente.

En diciembre de 2015, está pendiente que la SUNAT recalcule la deuda de acuerdo al criterio establecido.

En febrero 2016, Edegel presentó una demanda ante el poder judicial contra la decisión del TF (Resolución 15281-8-2014), con el fin de revocar parcialmente el criterio establecido, en la parte que el TF estableció que la SUNAT debe aplicar lo resuelto por la apelación respecto al Impuesto a la Renta del año tributario 1999, omitiendo efectuar cualquier otro pronunciamiento.

En el mismo mes, el poder judicial admitió la demanda de Edegel. En marzo de 2016, el TF y SUNAT respondieron a la demanda, lo que significa que el poder judicial debe fallar en contra de Edegel, pues la resolución no "causa estado", debido a que el TF no se pronunció sobre el concepto en disputa. En el mismo mes de marzo, Edegel fue notificado con la corrección de errores del procedimiento (Resolución de Saneamiento Procesal). En junio de 2016, Edegel fue notificado con la Opinión del Fiscal de Distrito del Poder Judicial. En el mismo mes, Edegel fue requerido para proporcionar informe oral.

Las próximas actuaciones: Respecto de 1999: A la espera que el TF resuelva la apelación parcial presentada por Edegel. Se espera nuevo pronunciamiento de la Fiscalía. Respecto de 2000 y 2001: Se espera que la SUNAT haga el recálculo de la deuda según el criterio establecido. La SUNAT y el TF contestaron la demanda y se encuentra pendiente que el Ministerio Público emita pronunciamiento sobre la controversia. En espera de que el

poder judicial se pronuncia sobre la demanda Edegel y que fije una fecha para que Edegel rinda el informe oral. La Cuantía total MS/. 64.173 (aprox. M\$ 12.892.497).

2. En 1997, Edegel, Perené y Simsas entraron en un acuerdo de Joint Venture para el desarrollo de las plantas de energía Chimay y Yanango, acordando un bono para Edegel en la cantidad US\$MM 13. En 1998, Edegel firmó un contrato con su compañía controladora Generandes con el fin de que esta última prestara servicios de supervisión para la construcción de las plantas de energía, acordando un bono para Generandes en la cantidad de US\$MM 13. A su vez, Generandes celebró contratos con sus accionistas, Entergy Perú y Conosur, transfiriendo sus compromisos con Edegel y acordando un bono para cada parte, en la cantidad US\$MM 3. La SUNAT cuestionó esta operación (i) en Edegel: el uso del IVA como crédito fiscal que fue recargado por Generandes y (ii) en Generandes: el gasto deducido del impuesto a la renta de la empresa y el uso del IVA como crédito fiscal que fue recargado por su accionistas. La posición de SUNAT es que las operaciones no son reales pues Generandes y sus accionistas son una holding que no tiene personal para prestar tales servicios. Los servicios de supervisión fueron prestados directamente por Edegel a través de su personal. La posición de la compañía es que el TF ya emitió la Resolución 15281-8-2014, sobre el recurso de Edegel relacionado con el impuesto a la renta de empresa período 2000-2001 la cual establece que los servicios de asistencia técnica prestados por Generandes califican como no existente. Debido a las implicaciones directas que esta declaración tiene en este caso, el TF se pronunciará en contra Generandes. En este sentido, esperamos que el TF ordene a la SUNAT recalcular el impuesto a la renta de la empresa, teniendo en cuenta que no sólo no existen los costes sino también que los ingresos de Generandes (facturas emitidas a Edegel) también son inexistentes. De acuerdo a esta esperada nueva determinación, se produciría un pago en exceso en el impuesto a la renta de Generandes, y este exceso debería compensarse con el IVA, eliminándose la contingencia para este caso. Actualmente, se encuentra en Apelación en el Tribunal Fiscal. Se espera que se dicte la resolución para el segundo semestre del año 2016. La Cuantía Total MS/ 85.211 (aprox. M\$ 17.119.077).

b) Juicios pendientes en Asociadas:

Enel Brasil (antes Endesa Brasil) y Filiales:

1. Acta levantada por la administración tributaria por supuesta mal contabilización de la amortización total de la plusvalía. La administración Tributaria argumenta que la amortización total de la plusvalía (mayor valor) realizada por Endesa Brasil, ahora denominada Enel Brasil, en el año 2009 contra las cuentas de patrimonio, debería haber ocurrido contra cuentas de resultado. Con ello, el procedimiento realizado sería inadecuado y en realidad se habría generado un lucro mayor, y por consecuencia, una supuesta distribución de dividendos más elevada. El supuesto exceso en los dividendos fue interpretado por la administración tributaria como pagos a no residentes, lo que estaría sujeto a 15% de impuesto a la renta retenido en la fuente. La compañía señala que todos los procedimientos adoptados por Endesa Brasil (Enel Brasil) fueron basados en la interpretación de la compañía y en las normas de contabilidad de Brasil (BR GAAP), los cuales fueron confirmados por el auditor externo y por un despacho de abogados a través de una opinión legal (Souza Leão Advogados). En diciembre 2014, la compañía ha presentado defensa en la primera instancia administrativa. En julio de 2016 las autoridades tributaria emitieron fallo desfavorable contra Enel Brasil. Enel apelará ante Tribunal Administrativo de segunda instancia. Para ello, se contrató a un dictamen/ opinión de experto acerca de los ajustes contables registradas en 2009. La cuantía asciende a MR\$ 244.428 (aprox. M\$ 50.363.681).

Ampla Energía S.A. (Ampla, filial de nuestra asociada)

1. El Estado de Rio de Janeiro levantó actas a Ampla por los períodos del 1996 al 1999 y del 2007 al 2014, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS soportado en la adquisición de activos fijos. En concreto, el Estado entiende que Ampla no dispone de toda la documentación justificativa necesaria y que determinados activos fijos no se destinaron a la actividad de producción o distribución de energía eléctrica. En su defensa Ampla, señala que (i) la legislación respectiva no especifica los diferentes tipos de activos fijos que se podrían utilizar para fines de crédito del ICMS (ii) los activos fijos en cuestión están relacionados con la actividad principal de las empresas, incluso si se utilizan en las oficinas y plantas administrativos. También intenta comprobar los créditos con las facturas de adquisición. Ampla, presentó sus defensas administrativas y judicial en todos los procesos y aguarda las decisiones finales. La Cuantía asciende a MR\$ 109.702 (aproximadamente M\$ 22.603.779).
2. En Brasil, Basílus 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. (CELF). Este contrato fue rescindido con anterioridad al proceso de privatización de CELF. Dado que los activos de CELF fueron traspasados a Ampla en el proceso de privatización, Basílus (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 CELF, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la

rescisión del contrato de obra civil. En marzo de 2009, los Tribunales resolvieron dando la razón a la demandante, por lo que Ampla y el Estado de Río de Janeiro interpusieron los correspondientes recursos. El 15 de diciembre de 2009 el Tribunal de Justicia Estadual acepta el recurso y anula el fallo favorable obtenido por la demandante, acogiendo la defensa de Ampla. Basilus interpuso un recurso contra esa resolución, el cual no fue admitido. En julio de 2010, la demandante interpuso un nuevo recurso ("de Agravo Regimental") ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ), que fue igualmente desestimado a finales de agosto de 2010. En vista de esta decisión, la actora interpuso un "Mandado de Segurança", asimismo rechazado. En junio de 2011, ella ofreció un recurso de Embargo de Declaración (con el objeto de aclarar una supuesta omisión del Tribunal en la decisión del Mandado de Segurança), que no fue acogido. Contra esta decisión se ofreció Recurso Ordinario ante el Superior Tribunal de Justicia (STJ) en Brasilia. El 28 de marzo de 2012 el Ministro Relator decidió el Recurso Ordinario favorablemente a la demandante. Ampla y el Estado de Río de Janeiro ofrecieron Agravo Regimental contra la decisión del Ministro, los cuales fueron acogidos por la primera sala del STJ con fecha 28 de agosto de 2012, determinándose que los recursos ordinarios en Mandado de Segurança sean sometidos a decisión por el tribunal en pleno y no por un solo ministro. La parte demandante impugnó esta decisión. La decisión del día 28 de agosto de 2012 fue publicada el 10 de diciembre de 2012, habiendo sido presentados Embargos de Declaração por Ampla y el Estado de Río de Janeiro para subsanar un error existente en la publicación de la misma, con objetivo de evitar divergencias futuras. El 27 de mayo de 2013 los Embargos de Declaração presentados por Ampla y el Estado del Río de Janeiro fueron aceptados y corregido el error. El 25 de agosto de 2015 se dictó fallo rechazándose recurso interpuesto por la parte demandante. El fallo fue publicado el 10 de diciembre de 2015 y el 15 de diciembre de 2015 Basilus ha presentado recursos de Embargos de Aclaración. El 3 de marzo de 2016 el Superior Tribunal de Justicia ha comenzado el juzgamiento del recurso y el primer voto (Ministro Relator) fue favorable al recurso y el Ministro que sigue ha suspendido su resolución para mejor analizar los argumentos. El 3 de mayo de 2016 el Superior Tribunal de Justicia ha retomado el juzgamiento del recurso, el que está empatado a un voto. Otro ministro ha suspendido nuevamente el juzgamiento para análisis de la demanda. La decisión se adopta con el voto de tres Ministros. La cuantía de este juicio asciende aproximadamente a MR\$ 1.369.544 (aprox. M\$ 282.190.658).

3. El Ministerio Público Estadual interpuso esta Acción Civil Pública contra Ampla en razón de las constantes interrupciones del suministro de energía para los consumidores de los barrios de Boa Vista, Porto da Pedra, Monjolos, Pacheco y otros, situados en el Municipio de São Gonzalo. La demandante solicita, principalmente, la condena de AMPLA a pagar indemnizaciones por daños materiales y morales causados a los consumidores regulares de este Municipio.

El "Projeto Morros" era un procedimiento implementado por AMPLA, para combatir el hurto de energía eléctrica en las comunidades con carencia de recursos, donde el índice de hurto era muy elevado. Este procedimiento consistía en la substitución de los fusibles de los transformadores que alimentaban a toda la comunidad, por fusibles con capacidad limitada a los consumidores de AMPLA. Lo que ocurría era que en los horarios de elevado consumo, al ser la demanda superior a la que podían manejar los mencionados transformadores, se producía la interrupción del suministro eléctrico, dejando a toda la comunidad sin abastecimiento de energía para el período nocturno. Este procedimiento fue considerado ilegal por ANEEL, así como por los tribunales, puesto que si bien evitaba el hurto de energía, perjudicaba a los consumidores regulares.

El proceso está en segunda instancia.

El 27/01/2006 se dictó sentencia condenando a AMPLA al suministro regular de energía, en los términos de calidad establecidos por ANEEL. El juez rechazó el pedido de la demandante de condena de Ampla al pago de daños morales colectivos. AMPLA interpuso recurso de Apelación alegando que, de acuerdo a los términos reglamentarios de ANEEL, la concesionaria de servicio público está autorizada a interrumpir el suministro cuando constata irregularidades en la conexión, así como en otras situaciones. Por su parte, el Ministerio Público también presentó recurso de Apelación requiriendo la condena de Ampla al pago de los daños morales colectivos. El tribunal acogió el recurso de apelación del Ministerio Público y modificó los términos de la sentencia, condenando a Ampla al pago de los daños orales, a ser definidos una vez que la decisión quede a firme. AMPLA interpuso recurso de Extraordinario (Supremo Tribunal Federal) y Especial (Superior Tribunal de Justicia), los cuales a la fecha están pendientes de resolverse. Cabe señalar que el Ministerio Público inició una ejecución de penalidades por incumplimiento de decisión anticipatoria en la primera instancia lo que fue rechazado por Ampla, habiendo presentado al proceso aclaraciones de ANEEL para comprobar que el suministro ocurre en los términos reglamentarios determinados por ANEEL. No hay a la fecha una decisión sobre el cobro iniciado por el Ministerio Público. Cuantía: MR\$ 60.611 (equivalentes a aprox. M\$ 12.488.770).

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 que los cambios legislativos entran en vigor a los 90 días de su publicación. Ampla presentó acción judicial con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permitirá seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada un 20%. Ampla presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. La ejecución fiscal fue presentada por la Hacienda y Ampla presentó su defensa en julio de 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la ya constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. Hay decisión de primera instancia judicial en contra de Ampla publicada en agosto de 2015. Ampla presentó recurso a la segunda instancia judicial en el mismo mes. Se aguarda decisión de segunda instancia. La cuantía asciende a MR\$ 152.907 (aprox. M\$ 31.506.044).

5. 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 MR\$ 200 (aprox. M\$ 41.209) por daños morales, además del pago de daños materiales causados debido a las fallas en la prestación del servicio, los cuales deberán ser evaluados por un perito en la etapa de ejecución de la sentencia. En contra de esta sentencia, Ampla presentó Embargos de Aclaración, los que fueron rechazados. En diciembre de 2014 Ampla interpuso recurso de apelación, el cual se encuentra pendiente de resolverse. Con fecha 01 de junio 2015 se dictó sentencia en otro de estos procesos, condenándose a Ampla al pago de una indemnización de MR\$ 80 (aprox. M\$ 16.484) por los daños morales sufridos y, además, al pago de una indemnización por los daños materiales en razón de las fallas del servicio de Ampla por MR\$ 95.465 (aprox. M\$ 19.670.308) (más actualización monetaria e intereses). Ampla presentó en contra de este fallo Embargos de Aclaración, los que fueron rechazados por el juez. Ampla presentó recurso de apelación. En los procesos restantes, está pendiente se dicte sentencia de primera instancia. La cuantía de todos los litigios se estima en aprox. MR\$ 384.667 (aprox. M\$ 79.259.471).
6. Tras ganar, en definitiva, en 2010, el litigio relativo a la inmunidad de COFINS, en el cual la Hacienda Pública intentaba revocar, mediante una acción rescisoria, una sentencia firme y ejecutoriada de agosto de 1996 a favor de Ampla, que la amparaba para no pagar COFINS (hasta el año 2001, en que se modificó la Constitución para gravar expresamente las operaciones con energía eléctrica con ese tributo), Ampla ha retomado una acción iniciada en 1996. Esta acción había quedado suspendida mientras se tramitaba el litigio descrito en primer lugar, solicitando la restitución de COFINS que había pagado desde abril de 1992 a junio de 1996, basada en que la sentencia firme a su favor sobre la inmunidad es aplicable a ejercicios anteriores y que, por tanto, tenía el derecho a la devolución de lo que había pagado indebidamente. En junio de 2013, hubo decisión de primera instancia judicial a favor de Ampla, declarando el derecho a recibir en restitución los valores pagados por COFINS por los períodos solicitados. La decisión no es definitiva y aún debe ser confirmada en instancia superior. La hacienda pública presentó recurso en contra de dicha decisión, pero sólo por temas de forma, ante el tribunal de Rio de Janeiro. En octubre 2014, el Tribunal de Rio determinó un nuevo juzgamiento en la primera instancia judicial por entender que, en el fallo anterior, la hacienda pública no había tenido oportunidad de manifestarse. En mayo 2015, la autoridad tributaria presentó su alegato final y en julio 2015 una nueva decisión favorable de primera instancia declaró el derecho de Ampla a la restitución de COFINS pagados desde 1992 hasta 1996. En agosto 2015, las autoridades tributarias apelaron ante el Tribunal de Río de Janeiro. Importe solicitado por Ampla a devolver MR\$ 169.450 (aprox. M\$ 34.914.681).
7. Acción judicial interpuesta por Perma Industria de Bebidas (Perma) contra AMPLA, en razón del reajuste de las tarifas de energía eléctrica aplicado por las concesionarias con base en las Portarías n.º 38 y 45, dictadas por el Departamento Nacional de Aguas e Energía Eléctrica (DNAEE), en febrero 1986. Dichas portarías autorizaron el incremento de un 20% sobre las tarifas de los clientes industriales durante el período de congelación de precios, también implementado por el Gobierno Federal a través del decreto-ley n.º 2283, del 28/02/1986. El 16 de abril de 2010 se dictó sentencia rechazándose lo pedido por Perma, la cual presentó recurso de Apelación en contra de esta sentencia. El recurso fue acogido y Ampla fue condenada al pago de los valores cobrados indebidamente en el año 1986. Ampla y Perma interpusieron Recurso Especial al Superior Tribunal de Justicia, los que fueron rechazados por medio del "juicio de admisibilidad". En julio/2011 las partes interpusieron Agravo de Instrumento, los cuales se encuentran pendientes de fallo por el tribunal. El 16 de diciembre de 2015 se dictó fallo, rechazándose los Agravos de Instrumento en Recurso Especial presentados por las dos partes. El 11 de febrero de 2016 se publicó el fallo

anterior y la decisión quedó a firme. Perma ha sido intimada para empezar la ejecución y ha solicitado plazo. La cuantía de este juicio asciende a MR\$ 76.359 (aprox. M\$ 15.733.600).

8. El Sindicato de los Trabajadores de Niterói, representando a 2.841 empleados, interpuso una reclamación laboral en contra de Ampla, solicitando el pago de diferencias salariales en un 26,05% a partir de febrero de 1989, en virtud del Plan Económico instituido por Decreto-ley nº. 2.335/87. En primera instancia, se dictó sentencia parcialmente desfavorable a Ampla, la cual determinó el pago de las diferencias salariales solicitadas desde el 01 de febrero de 1989, además de honorarios de abogados en un 15%. Ampla interpuso varios recursos, entre ellos un Recurso Extraordinario, pendiente de resolución. El Tribunal ordenó la celebración de una audiencia de conciliación, que se celebró sin éxito. Paralelamente, Ampla ha presentado una Excepción de Pré-executividade con base en la jurisprudencia del Supremo Tribunal Federal, que ha declarado con anterioridad la no existencia de un derecho adquirido al reajuste (URP) - Unidade de Referência de Preços- del Decreto-ley nº. 2.235/87. Además, Ampla alegó la excepción de pago de estos reajustes y, subsidiariamente solicitó se declare la limitación de este reajuste a la fecha base (octubre/89). En primera instancia, Ampla logró la declaración de la inexigibilidad del título judicial, en contra de lo cual la se presentó un recurso de Agravo de Petição, obteniendo éxito en parte con respecto al tema de la excepción de pago, pero manteniéndose en lo demás lo sustentado por Ampla en cuanto a la limitación de las diferencias salariales a la fecha base (octubre/89). Con fecha 10 de septiembre de 2014 se resolvió por el tribunal rechazar los recursos (agravo de instrumento) presentados por ambas partes, las cuales interpusieron Embargos de Aclaración en contra de esta decisión. En junio 2015 Ampla ha presentado sus descargos (contra razones) para que se rechace por el tribunal el Recurso Extraordinario interpuesto por el Sindicato. El 16 de diciembre de 2015 el Recurso Extraordinario ha sido enviado al Supremo Tribunal Federal para juzgamiento. La cuantía de este proceso se estima en aprox. MR\$ 71.233 (aprox. M\$ 14.677.324).
9. 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 ingresarlos sobre los intereses pagados a los suscriptores no residentes. El Acta fue recurrida y en 2007 el Consejo de Contribuyentes la anuló. Sin embargo, la Administración Tributaria brasileña recurrió esta decisión ante la Cámara Superior de Recursos Fiscales, última instancia administrativa y el 6 de noviembre de 2012 falló en contra de Ampla. La decisión fue notificada a Ampla el 21 de diciembre de 2012 y el 28 de diciembre de 2012 Ampla procedió a presentar un recurso de aclaración al mismo órgano, con el objetivo de que se aclare en una resolución final los puntos contradictorios del fallo y que se incorporen al mismo los argumentos de defensa relevantes que fueron omitidos. El 15 de octubre de 2013 Ampla fue intimada de la decisión que rechazó el recurso de aclaración ("Embargo de Declaración") presentado el 28 de diciembre de 2012. Con ello, Ampla presentó acción judicial cautelar con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permite seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada un 20%. En abril 2014, Ampla presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. La Hacienda presentó ejecución fiscal y Ampla opuso su defensa el 27 junio 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. Se llevará a cabo una investigación judicial, la cual será realizada por un experto designado por el juez. Se espera la decisión de primera instancia judicial, con la investigación del experto que designe el juez. La cuantía asciende a MR\$ 1.159.588 (aprox. M\$ 238.929.745).
10. 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 Ampala. Este fallo fue notificado el 29 de agosto de 2012. Ampala solicitó a la Hacienda Pública Estadual la revisión de la decisión a través de un procedimiento especial de revisión sobre la base del principio de equidad, ante el Gobernador del Estado de Río de Janeiro. El recurso no ha sido aún resuelto, por lo que la deuda tributaria debería estar suspendida. Sin embargo, el Estado de Rio de Janeiro ha inscrito la deuda en el registro público como si fuera exigible, lo que ha obligado a aportar el 12 de noviembre de 2012 una garantía de 101 mm € (293 mm reales) con objeto de suspenderla y seguir percibiendo fondos públicos. El 4 de junio de 2013, en decisión de segunda instancia se aceptó recurso presentado por la Hacienda Pública del Estado de Río de Janeiro en contra de la garantía presentada por Ampala. En septiembre de 2013, Ampala presentó carta de fianza para sustituir el seguro de garantía rechazado por el tribunal. Sin embargo, Ampala 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 Ampala presentó su defensa. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la ya constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. En junio 2015, la Suprema Corte de Brasilia falló a favor de Ampala una acción deducida por ésta última en el año 2002 en contra de la constitucionalidad de las leyes dictadas. Esta decisión implicará la suspensión de los procedimientos de cobro de multas e intereses, ya que el impuesto se encuentra pagado. El Estado de Río de Janeiro podría eventualmente apelar, pero sus posibilidades de ganar son muy restringidas ya que este fallo fue emitido por el pleno. Además, esta sentencia significará la eliminación de la garantía. La decisión fue publicada con fecha 02 de octubre de 2015 y la Hacienda tiene 10 días para presentar recursos. Transcurrido ese plazo la resolución se hará definitiva, en dicha oportunidad se presentará la resolución ante la ejecución fiscal (proceso judicial recaudatorio). La Hacienda no presentó recursos y con fecha 25 de octubre de 2015, Ampala presentó la resolución emitida por la Suprema Corte de Brasilia favorable a la empresa, ante la ejecución fiscal representada por el Estado. El 20 de abril de 2016, se dictó decisión de primera instancia judicial a favor de Ampala determinando la extinción de la ejecución fiscal y el Estado extinguió la deuda. Ampala solicitó la liberación de la garantía presentada y aguarda decisión. Caso terminado que se dejará de informar.

Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN, filial de nuestra asociada)

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 MR\$ 117.667 (aprox. M\$ 24.244.939) y demás penalidades por la indisponibilidad de "potencia firme y energía asociada", las que se solicita sean determinadas en la fase de liquidación de la sentencia. El incumplimiento alegado se habría producido al no garantizar CIEN la disponibilidad de potencia contractualmente asegurada a Tractebel por el plazo de 20 años, lo que supuestamente habría pasado a ocurrir desde marzo de 2005. Tractebel, en mayo de 2010 ha notificado a CIEN, pero no en sede judicial, su intención de ejercer el derecho de toma de posesión de la Línea I (30%). El proceso está en primera instancia. CIEN solicitó la acumulación de esta acción con otra iniciada por ella en contra de Tractebel en el año 2001, en la cual se discute el cobro de valores relativos a temas cambiarios y tributarios, lo que fue rechazado por el tribunal. Posteriormente, CIEN presentó al tribunal una solicitud de suspensión del proceso por el plazo de 180 días, para evitar decisiones divergentes, pedido que fue aceptado por el tribunal habiéndose suspendido la tramitación del presente juicio hasta que el tribunal emita su fallo en la demanda anterior de Cien contra Tractebel. El tribunal dictó una resolución extendiendo esta suspensión hasta el 9 de julio de 2015. El juicio no ha tenido movimiento alguno.
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 MR\$ 520.801 (aprox. M\$ 107.309.465), correspondiente a la multa rescisoria prevista en el contrato, más actualizaciones e intereses de mora, desde la presentación de la demanda hasta el pago efectivo, y las demás penalidades por la indisponibilidad de "potencia firme y energía asociada", y otros conceptos, a ser determinados en la sentencia definitiva. Se dictó sentencia de primera instancia, en la cual se declara improcedente la demanda de Furnas, por cuanto no quedó acreditada la responsabilidad de Cien por incumplimiento de sus obligaciones contractuales, habiéndose aceptado por el tribunal la existencia de fuerza mayor en razón de la crisis energética en Argentina. La demandante presentó recurso de apelación en contra de esta sentencia. Con fecha 10 de julio CIEN presentó al tribunal sus descargos (contra razones) para el rechazo de este recurso presentado por Furnas. Por otra parte, en relación con los documentos presentados por CIEN en lengua extranjera, el juez de primer grado determinó la retirada de estos del juicio, decisión que fue confirmada por la 12ª Cámara Civil del Tribunal de Justicia. CIEN ha presentado un recurso especial contra esta última resolución, el cual deberá ser juzgado por el Tribunal Superior de Justicia. Adicionalmente CIEN recibió de Furnas una comunicación, no en sede judicial, indicando que en caso de rescisión por incumplimiento de CIEN, tienen derecho a adquirir el 70% de la Línea I.

Companhia Energética do Ceará S.A. (Coelce, filial de nuestra asociada)

1. En el año 1982, y en el marco de un proyecto de ampliación de la red de suministro de energía eléctrica de zonas rurales en Brasil, financiado principalmente por órganos financieros internacionales (BID), Companhia Energética do Ceará S.A. (COELCE), entonces propiedad del Estado de Ceará, firmó contratos de utilización del sistema eléctrico con 13 cooperativas, las cuales había sido creadas a instancias del Gobierno y por exigencias de estos órganos financieros para efectos de implementar este proyecto. Estos contratos establecían la obligación de COELCE de pago de un arriendo mensual actualizable con la inflación, responsabilizándose a COELCE de la operación y mantenimiento de estos activos. Estos contratos se suscribieron por plazo indefinido y, dadas las circunstancias de la creación de las electrificadoras rurales, así como del entonces carácter público de COELCE, no quedó en ellos establecida una clara identificación de las redes que eran objeto del contrato, toda vez que las mismas se han repuesto y ampliado desde la época, confundiéndose 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 tuvieran 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. MR\$ 190.492 (aprox. M\$ 39.250.268). En una de las acciones presentadas por Coperva, se practicó una prueba pericial, la cual fue impugnada por Coelce, aduciendo inconsistencias técnicas y solicitando la realización de una nueva pericia, lo cual fue rechazado por el juez. En febrero de 2013 el juez decretó "la ejecución anticipada de condena", definiendo preliminarmente el valor del alquiler mensual de las supuestas instalaciones de Coperva, así como el pago inmediato de la diferencia entre ese valor y el valor actualmente pagado. Al respecto, se ha presentado un recurso y se ha obtenido una medida cautelar a favor de Coelce, paralizando la decisión de ejecución anticipada. Con fecha 7 de abril de 2014 se pronunció sentencia de primera instancia, la cual juzgó improcedentes los pedidos de Coperva. Coperva interpuso recurso de Apelación y Coelce presentó contra razones. Rechazada la apelación, Coperva presentó embargos de aclaración, que fueron rechazados el 11 de enero de 2016. El 3 de febrero de 2016 Coperva interpuso Recurso Especial al Superior Tribunal de Justicia.

Por otra parte, en el caso de Coperca, se inició una Acción de Revisión en 2007 por la cual se pretende reajustar el valor del arriendo de sus líneas de distribución (región central del Estado de Ceará), para que éste se calcule en un 1% del valor del bien alquilado, estimado por Coperca en MR\$ 15.600 (aprox. M\$ 3.214.335). Este proceso se encuentra en primera instancia, sin haberse iniciado todavía la etapa probatoria, y su cuantía es de MR\$ 99.716 (aprox. M\$ 20.546.154). En el caso de Coerce, la Acción de Revisión se inició en 2006, y mediante ella se pretende reajustar el valor del alquiler de sus líneas de distribución (región central del Estado de Ceará), para que se calcule en la base del 2% del valor del bien arrendado. La cuantía de este proceso es de MR\$ 114.795 (aprox. M\$ 23.653.184). Este proceso, al igual que COPERCA, no ha sido impulsado por la demandante y se encuentra en primera instancia.

2. Coelce factura al consumidor de "baja renta" (bajos ingresos) con un descuento social, lo que determina una tarifa final denominada de "baja renta". El Estado compensa a Coelce ese descuento a título de subsidio estatal. El ICMS (equivalente al IVA chileno) es trasladado (repercutido) por Coelce sobre el importe de la tarifa normal (sin el descuento). Por otro lado, el Estado de Ceará establece que el ICMS no aplica a facturaciones de entre 0 y 140 kwh. Por otra parte, Coelce, a efectos de calcular el importe de ICMS deducible respecto del total ICMS soportado en las compras de energía, debe aplicar la regla de "prorrata". La regla señala que es deducible el porcentaje que representen los ingresos gravados por ICMS sobre el total de ingresos (gravados por ICMS y no gravados con ICMS). Coelce considera, a efectos de su inclusión en el denominador de la prorrata, que el ingreso no gravado es el resultante de aplicar el precio de venta final de la energía (precio una vez descontado el subsidio) y la Administración sostiene que el ingreso no gravado es el precio de la tarifa normal (sin descontar el subsidio). La posición de la Administración implica un menor porcentaje de deducción de ICMS. La Hacienda entiende que en el cálculo de "Prorrata de ICMS" debería ser considerado el valor normal de la tarifa en los casos de venta de energía a "baja renta", en lugar de la tarifa reducida que es utilizada por Coelce. El criterio de la Hacienda resulta en un mayor porcentaje de ICMS no recuperable, por lo que resulta un mayor ICMS a pagar. Coelce sostiene que su cálculo está correcto, pues debe ser utilizado en el cálculo de "Prorrata de ICMS" el valor reducido de la tarifa pues ese es el real valor de la operación de venta de energía (la base del ICMS es el valor de la operación de salida de la mercancía). Respecto de los años 2005 y 2006: tienen decisiones administrativas desfavorables a Coelce. Respecto de los Litigios de años 2007, 2008 y 2009: Los procesos administrativos terminaron con decisiones en contra de Coelce, pero algunos con reducción del valor por caducidad. La compañía presentó acciones judiciales con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permitirá seguir recibiendo fondos públicos, por

lo que tuvo que garantizar previamente las deudas tributarias. El Estado de Ceará presentó Ejecuciones Fiscales (procesos judiciales recaudatorios) para los años de 2006, 2007 y 2009. Para los otros años, todavía se aguarda la presentación de las respectivas ejecuciones fiscales. Respecto de los años 2010 y 2011: Las actas fueron recibidas en enero 2015 y enero de 2016, respectivamente, y Coelce presentó su defensa en primera instancia administrativa. Las próximas actuaciones son seguir con la defensa de los procesos judiciales y administrativos. La cuantía de estas reclamaciones asciende a MR\$ 112.082 (aprox. M\$ 23.094.171).

3. Vicunha do Nordeste S/A (Finobrasa) presentó una acción judicial contra Coelce en razón del reajuste de las tarifas de energía eléctrica aplicado por las concesionarias con base en las Portarías n.º 38 y 45, dictadas por el Departamento Nacional de Aguas e Energía Eléctrica (DNAEE), en febrero 1986. Dichas portarías autorizaron el incremento de un 20% sobre las tarifas de los clientes industriales durante el período de congelación de precios, también implementado por el Gobierno Federal a través del decreto-ley nº 2283, del 28/02/1986. Busca declarar ilegal dicho reajuste, buscando extender los efectos de la ilegalidad hasta hoy. Durante la tramitación de dicho proceso, FINOBRASA presentó otra acción judicial con solicitudes semejantes. En cuanto al primer proceso, Finobrasa obtuvo una decisión firme en contra COELCE que la condena a pagar los valores cobrados indebidamente, extendiendo los efectos de dicha sentencia hasta los días actuales, lo que no concuerda con la jurisprudencia del Superior Tribunal de Justicia (STJ). En consideración a lo anterior, COELCE presentó acción rescisoria, la cual busca la modificación de una decisión firme y puede ser presentada hasta 2 años después que el plazo final para presentar recursos haya concluido. Es una nueva acción, con requisitos muy restrictivos y su tramitación se inicia en la segunda instancia. Su objetivo es cuestionar algún error en la decisión, sea de carácter formal (algún vicio procesal) o desvío de los pronunciamientos de los tribunales superiores (que es el fundamento para este proceso). En cuanto al segundo proceso, el juez resolvió, extinguiéndolo en razón de litispendencia y cosa juzgada por tratarse de solicitudes similares. Por lo anterior, el objeto de los tres procesos es el mismo, esto es, evaluar el efecto (amplio o restrictivo) de la ilegalidad del reajuste de 1986. Coelce interpuso esta Acción Rescisoria en 1999 y el 28 de septiembre de 2010 se dictó fallo y por unanimidad "Cámaras Civiles Reunidas" del Tribunal de Justicia declararon que la ilegalidad del cobro hecho por Coelce está limitado a los 9 meses de 1986 (marzo a noviembre). El 30 de septiembre de 2015 se dictó fallo rechazando Recurso Especial presentado por Vicunha do Nordeste S/A (Finobrasa). El 6 de noviembre de 2015 Vícuña opuso embargos de Aclaración, pendientes de resolución. El 4 de febrero de 2016 el tribunal empezó el juzgamiento, estando empatada a uno la votación. El juzgamiento deberá ser retomado en las siguientes sesiones del tribunal. La cuantía de este juicio asciende a MR\$ 71.976 (aprox. M\$ 14.830.431).
4. Se trata de acción judicial propuestas por Industria Barbalhense di Cemento Portland S.A. (IBACIP) contra COELCE, en razón del reajuste de las tarifas de energía eléctrica aplicado por las concesionarias con base en las Portarías n.º 38 y 45, dictadas por el Departamento Nacional de Aguas e Energía Eléctrica (DNAEE), en febrero 1986. Dichas portarías autorizaron el incremento de un 20% sobre las tarifas de los clientes industriales durante el período de congelación de precios, también implementado por el Gobierno Federal a través del decreto-ley nº 2283, del 28/02/1986. La acción judicial que tiene por objeto obtener la devolución de los valores que la demandante habría pagado en exceso por la utilización de energía eléctrica, a causa del incremento supuestamente ilegal del 20% sobre las tarifas de los clientes industriales. El 17 de marzo de 2008 se dictó sentencia, habiéndose declarado ilegal el cobro de la tarifa incrementada por las portarías DNAEE, pero solo en relación a las facturas emitidas en el período que va entre marzo a noviembre de 1986. En contra de esta sentencia, ambas partes interpusieron recurso de Apelación ante el Tribunal de Justicia y ambos fueron rechazados. Coelce ha presentado Recurso Especial al Superior Tribunal de Justicia sobre el cual no ha manifestado. La cuantía de este juicio asciende a MR\$ 64.084 (aprox. M\$ 13.204.325).
5. Acción Colectiva iniciada por Sindeletro contra Coelce mediante la cual se busca el pago de un complemento salarial de peligrosidad de un 30% sobre el salario base de los empleados que ya recibían este incremento, en razón de la ejecución de actividades con riesgo de accidentes.

COELCE en su defensa sostiene que las modificaciones que se hicieron en el pago y determinación de este complemento salarial fueron legales, atendido que ello fue producto de un análisis efectuado por una Comisión establecida al efecto, dedicada a identificar cuáles actividades tienen riesgo efectivo de accidentes y qué los empleados trabajaban en esas áreas.

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

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

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

La fase de liquidación (evaluación de los valores) ha comenzado, con la presentación de cálculo por Sindeletro. Coelce ha sido intimada para presentar su manifestación. Empezada la fase de ejecución y la Coelce fue intimada a pagar o garantizar a ejecución en el monto de MR\$ 5.014 (€ 1.538.119). Así, Coelce efectuó el depósito de la garantía y presentó embargos (contestación) a la ejecución. El 4 de noviembre de 2015 se dispuso la liberación de 1,73 MM R\$ para que el Sindicato distribuya a los empleados. Coelce recurrió contra esa decisión. La cuantía de este juicio asciende a MR\$ 67.000 (aprox. M\$ 13.805.156).

6. El Estado de Ceará levantó actas a Coelce por los períodos 2003, y del 2004 al 2010, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS soportado en la adquisición de activos fijos. En concreto, el Estado de Ceará entiende que Coelce no dispone de toda la documentación justificativa necesaria y que determinados activos fijos no se destinaron a la actividad de producción o distribución de energía eléctrica. En su defensa Coelce, señala que (i) la legislación respectiva no especifica los diferentes tipos de activos fijos que se podrían utilizar para fines de crédito del ICMS (ii) los activos fijos en cuestión están relacionados con la actividad principal de las empresas, incluso si se utilizan en las oficinas y plantas administrativos. También intenta comprobar los créditos con las facturas de adquisición. Coelce presentó sus defensas administrativas en todos los procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. La Cuantía asciende a MR\$ 127.417 (aprox. M\$ 26.253.903).

Endesa Fortaleza (filial de nuestra asociada)

1. En febrero de 2004, dos impuestos brasileños, COFINS y PIS, se modificaron de un régimen acumulativo (imposición en 3.65% sin deducción de créditos) a un régimen no acumulativo (9,25% con créditos). De acuerdo con la Ley, los bienes a largo plazo y los contratos de suministro de servicios ejecutados antes de 31 de octubre de 2003 bajo "precio predeterminado", podrían permanecer en el régimen acumulativo. Endesa Fortaleza había firmado contratos de compra de energía que cumplieron con los requisitos, por lo que los ingresos de los contratos inicialmente se tributan bajo el régimen acumulativo, que es más beneficioso. En noviembre de 2004, se publicó un acto administrativo que define el concepto de "precio predeterminado". Según ella, los contratos de CGTF (Endesa Fortaleza) deben estar sujetos al régimen no acumulativo. En noviembre de 2005, una nueva Ley aclara el concepto de "precio predeterminado". Con base en la Ley de 2005, el régimen que debe aplicarse a los contratos era el acumulado (más beneficioso). Además, la ANEEL emitió una (Ley Administrativa) Nota técnica indica que los contratos celebrados en virtud de sus normas y con su aprobación cumplen con el requisito de Derecho. Sin embargo, en febrero de 2007, la Administración Tributaria de Brasil levantó un acta a Endesa Fortaleza por PIS/COFINS por los períodos diciembre de 2003 y de febrero de 2004 a noviembre de 2004, en relación a supuestas diferencias que se habrían producido entre los importes declarados en la declaración anual (donde se informaron los importes de PIS/COFINS bajo el nuevo régimen no acumulativo) y los importes declarados en la declaración mensual (donde se informaron los importes debidos bajo el antiguo régimen acumulativo) Endesa Fortaleza impugnó el acta y ésta fue juzgada procedente. Endesa Fortaleza presentó recurso ante la segunda instancia administrativa y ésta falló manteniendo la decisión de primera instancia. Endesa Fortaleza presentó recurso a la Cámara Superior de Recursos Fiscales que aguarda juzgamiento. La cuantía asciende a MR\$ 77.766 aprox. (aprox. M\$ 16.023.459).

31.4 Restricciones financieras

Al 30 de junio de 2016, Endesa Américas, a nivel individual, no tenía obligaciones de deuda y por lo tanto no estaba afectada por ningún covenant financiero o eventos de incumplimiento. Sin embargo, diversos contratos de deuda de algunas de sus filiales incluyen la obligación de cumplir ciertos covenants financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También existen obligaciones afirmativas (de hacer) y negativas (de no hacer) que exigen el monitoreo de estos compromisos. Adicionalmente, existen restricciones en las secciones de eventos de incumplimiento de los contratos, que deben cumplirse para evitar el aceleramiento de la dicha deuda.

1) Covenants Financieros

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

En Perú, la deuda de Edegel S.A.A. ("Edegel") incluye los siguientes covenants:

- Bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2016 ascendió a M\$ 49.725.445 y cuyo último vencimiento es en enero 2028, incluye el covenant Razón de Endeudamiento, calculado como Deuda Financiera menos caja sobre Patrimonio Neto.
- Arrendamiento financiero (leasing) con el Banco Scotiabank cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2016 ascendió a M\$ 19.190.035 y cuyo vencimiento es en marzo 2017, incluye los covenants Razón de Endeudamiento calculado como Deuda Financiera sobre Patrimonio Neto y Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera sobre EBITDA.
- Préstamos bancarios de Chinango, filial de Edegel, con Bank of Nova Scotia, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2016 ascendió a M\$ 5.586.543 y cuyo último vencimiento es en enero 2019, incluyen los covenants, calculados a nivel individual, Razón de Endeudamiento, calculado como Deuda Neta menos caja sobre Patrimonio Neto y Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera sobre EBITDA.
- Al 30 de junio de 2016, el covenant financiero más restrictivo de Edegel era la Razón de Endeudamiento, correspondiente al arrendamiento financiero con el Banco Scotiabank.

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

- Préstamo bancario Sindicado, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2016 ascendió a M\$ 1.873.492 y cuyo vencimiento es en septiembre de 2016, incluye los covenants Deuda Financiera máxima en pesos argentinos, Deuda máxima en moneda extranjera, Pasivo sobre Patrimonio Neto y Capacidad de pago de la deuda, calculada como Deuda Financiera sobre EBITDA.
- Al 30 de junio de 2016, el covenant más restrictivo de El Chocón era el Ratio Pasivo sobre Patrimonio Neto.

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

- Préstamo bancario con el Bank of Tokyo, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de junio de 2016 ascendió a M\$ 30.047.991 y cuyo vencimiento es en junio de 2017, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculada como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA. Sin embargo, la obligación de cumplir con este covenant está sujeta a una rebaja de calificación crediticia de Emgesa que implique la pérdida de su calidad de Investment Grade, según las condiciones establecidas en el contrato. Al 30 de junio de 2016, el covenant no se encontraba activo.

El resto de las subsidiarias no mencionadas en esta Nota no están sujetas al cumplimiento de covenants financieros.

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

Al 30 de junio de 2016, ni Endesa Américas, ni ninguna de sus filiales se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

31.5 Otra información

- El 18 de marzo de 2015, la Subsecretaría de Energía Eléctrica emitió la Nota SS.EE. 476/2015, la cual estableció el procedimiento para compatibilizar las remuneraciones de la Resolución SE Nº 95/2013 y los Contratos de Disponibilidad de Ciclos Combinados y Turbovapor celebrados entre Central Costanera y CAMMESA, a partir de febrero de 2014. De acuerdo a lo estipulado en la misma, Central Costanera S.A. renuncia a percibir transitoriamente la Remuneración Adicional Fideicomiso dispuesta en la Res. SE. Nº 95/2013 sus modificatorias y complementarias, que no estuvieran ya comprometidas, y la Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes establecidos en la Res. SE Nº 529/2014 y sus modificatorias y complementarias.

El procedimiento implicó la reversión de las deducciones emitidas y aplicadas a la sociedad conforme lo instruido mediante las notas S.E. Nº 7594/2013 y Nº 8376/2013, a partir de la entrada en vigencia de esa norma. Desde de la transacción económica del mes de enero de 2015, los conceptos a los que renuncia la sociedad son aplicados a la compensación de los fondos que CAMMESA transfiera a la sociedad a partir de dicha fecha para la ejecución de las tareas previstas en los contratos. En el caso que lo acumulado por los conceptos no alcanzase a compensar la

totalidad de los fondos transferidos por CAMMESA a la sociedad deberán ser acumulados en una cuenta especial denominada "Cuenta Contratos de Disponibilidad".

Con fecha 29 de junio de 2015, la Secretaría de Energía emitió su Nota S.E. Nº 1210/2015 mediante la cual instruyó a CAMMESA el método para adecuar las condiciones de remuneración establecidas en las correspondientes cláusulas de los Contratos de Disponibilidad de Equipamiento Ciclos Combinados y Turbovapor, contemplando los conceptos definidos en las Res. SE. Nº 95/2013 y SE. Nº 529/2014 y demás normativa aplicable.

El 3 de julio de 2015 la sociedad firmó las adendas con CAMMESA a los Contratos de Compromiso de Disponibilidad de Ciclos Combinados y Turbovapor. Las disposiciones de los Contratos más las modificaciones introducidas por las presentes adendas regulan el acuerdo entre las partes y se entenderán plenamente vigentes hasta que haya finalizado el período de vigencia establecido en los citados contratos.

Como consecuencia de ello, durante el ejercicio 2015 se reconoció una disminución de \$Arg 14.418.986 (M\$ 693.214) en los ingresos por ventas y una pérdida neta en los otros ingresos / gastos operativos de \$Arg 59.225.685 (M\$ 2.847.363). A la fecha de los presentes estados financieros la renuncia según las adendas a los contratos asciende aproximadamente a \$Arg 551.587.099 (M\$ 26.518.370).

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

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

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

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

- Diferencia de cambio por la dolarización de las acreencias a un tipo de cambio menor al tipo de cambio de cierre del ejercicio 2015 por un total de \$Arg 1.323.430.283 (M\$ 63.625.879) en Hidroeléctrica El Chocón y \$Arg 129.092.580 (M\$ 6.206.318) en Central Costanera S.A.
- Intereses devengados entre la fecha de vencimiento de cada liquidación de venta aportada al proyecto VOSA y la fecha de firma del Acuerdo, a la tasa que obtiene CAMMESA en sus colocaciones financieras, capitalizados y dolarizados de acuerdo con lo comentado en el punto anterior, por un total de \$Arg 49.797.906 (M\$ 2.394.108) en Hidroeléctrica El Chocón.
- Intereses devengados sobre las acreencias dolarizadas, una vez adicionados los intereses del punto antes referidos, a una tasa LIBOR 30 días + 5%, por un total de \$Arg 493.816.698 (M\$ 23.740.972) en Hidroeléctrica El Chocón y \$Arg 43.989.703 (M\$ 2.114.870) en Central Costanera S.A.

Con fecha 12 de febrero de 2016 General Electric International Inc. ("GE") ha iniciado un reclamo de mayores costos al Fideicomiso VOSA a través de la cláusula contractual de "negociaciones amistosas". Dicho plazo de negociación a la fecha de los presentes estados financieros ha finalizado quedando expedita la vía para el inicio del arbitraje previsto en el contrato ante la Bolsa de Comercio de Buenos Aires. VOSA considera que dichos reclamos son infundados e injustificados. Sin perjuicio de ello, el reclamo podría tener un impacto en el ritmo de la finalización de la planta, siendo que el mismo se ve acompañado de adicionales incumplimientos de hitos de obra por parte de GE. VOSA, actuando en representación del Fideicomiso VOSA, ha ejecutado y continuará ejecutando garantías contractuales frente a dichos incumplimientos.

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

- El 25 de julio de 1990, el Gobierno de Italia autorizó a MedioCredito Centrale a otorgar al Gobierno de la República Argentina, un crédito financiero de hasta US\$ 93.995.562 destinado a financiar la adquisición de bienes y la provisión de servicios de origen italiano, utilizados en la rehabilitación de cuatro grupos de la central termoeléctrica propiedad de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires ("SEGBA"). Dicho crédito financió la adquisición de los bienes y servicios incluidos en la Orden de Trabajo N° 4322 (la "Orden"), emitida por SEGBA a favor de un consorcio liderado por Ansaldo S.p.A. de Italia.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

32. DOTACIONES

La distribución del personal de Endesa Américas, incluyendo la información relativa a las filiales, en los cuatro países donde está presente el Grupo en Latinoamérica, al 30 de junio, era la siguiente:

País	30-06-2016				Cuatro meses terminados al 30-06-2016
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	-	1	-	1	2
Argentina	8	487	51	546	538
Perú	16	238	-	254	258
Colombia	11	498	13	522	523
Total	35	1.224	64	1.323	1.321

33. SANCIENAS

Las siguientes compañías de Endesa Américas han recibido sanciones de autoridades administrativas:

a) Endesa Américas S.A. y entidades consolidadas

1. Endesa Américas S.A.

- Al 30 de junio de 2016, no se registran sanciones de autoridades administrativas.

2. Hidroeléctrica El Chocón S.A. (El Chocón)

- Al 30 de junio de 2016, no se registran sanciones de autoridades administrativas

3. Central Costanera S.A. (Central Costanera)

- Al 30 de junio de 2016, se encuentra pendiente de resolución un recurso de apelación contra una multa impuesta por la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP) durante el año 2015 por \$ 58.479,75 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.572). Asimismo, junto a dicha sanción, se dispuso el pago de una diferencia de tributos de \$ 9.746,63 pesos argentinos (aprox. M\$ 429), por infracción al artículo 970 del Código Aduanero (es decir, por no haber reingresado al país dentro del plazo concedido, mercadería egresada temporalmente). Dicha sanción fue apelada y se encuentra pendiente de resolución, toda vez que se cumplió con el retorno de la exportación temporal en legal tiempo y forma, circunstancia que acreditó con la presentación de la documentación respaldatoria correspondiente.
- Al 30 de junio de 2016, la sociedad registra una sanción impuesta por la Prefectura Nacional Argentina (PNA) por \$ 52.500 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.309), basada en la infracción del art. 807.0107 del REGINAVE, por vertimiento de producto contaminante a las aguas del Río de la Plata, desde uno de los vertederos de la Central. La misma fue abonada con fecha 13.06.2016.

4. Edegel S.A.A. (Edegel)

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

5. Chinango S.A.C. (Chinango)

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

6. Empresa Generadora de Energía Eléctrica S.A. (Emgesa)

- Al 30 de junio de 2016 no se encuentra pendiente resolución alguna que implique una posible sanción por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, por incumplimientos consistentes en la violación del ordenamiento jurídico, específicamente la Ley 142, la Ley 143 y la Regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Con corte a 30 de junio de 2016, dicha autoridad cerró en el año 2013 un (01) procedimiento sancionatorio cuya sanción consistió en una amonestación (sin valor pecuniario), por asuntos semejantes a los mencionados en este párrafo.
- A 30 de junio de 2016, está pendiente de pronunciamiento por parte de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA-, al recurso que se interpuso a la Resolución No. 0381 del 07 de abril de 2016, mediante la cual se impuso la multa a Emgesa, que asciende a \$ 2.503.258.650 Pesos Colombianos (aprox. M\$ 567.728), por el presunto incumplimiento a la Licencia Ambiental, en lo relacionado con el retiro de la madera y biomasa producto del aprovechamiento forestal del vaso del embalse del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo.

7. Sociedad Portuaria Central Cartagena (SPCC)

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

b) Asociadas

1. Enel Brasil S.A. y filiales

1.1 Ampla Energía S.A. (Ampla)

- Hasta el 30 de junio de 2016, en la sociedad estaban pendientes de resolución 3 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por calidad del servicio y otras formalidades en un monto de € 2.026.659 (aprox. M\$ 1.490.609). En 2016 no han sido cerrados procedimientos de infracción.
- Hasta el 30 de junio de 2016, en la sociedad estaban pendientes de resolución 143 multas por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileño del Medioambiente e de los Recursos Naturales Renovables, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservación de la Biodiversidad) por supresión vegetal irregular, ausencia de licencia medioambiental, muerte de animales y otros un monto de € 1.437.795 (aprox. M\$ 1.057.499). En 2016 han sido cerrados 2 procedimientos de infracción con el pago del monto de € 3.102 (aprox. M\$ 2.282) por muerte de animales y ausencia de licencia medioambiental.
- Hasta el 30 de junio de 2016, en la sociedad estaban pendientes de resolución 39 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON) por calidad del servicio, cobro indebido, daños eléctricos y otros asuntos en un monto de € 2.765.466 (aprox. M\$ 2.034.002). En 2016 no ha sido cerrado cualquier procedimiento de infracción.

- Hasta el 30 de junio de 2016, en la sociedad estaban pendientes de resolución 14 procedimientos de infracción por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) por incumplimientos de registros formales y algunos procedimientos de seguridad sin valor definido a la fecha*. En 2016 han sido cerrados 3 procedimientos de infracción con el pago del monto de € 1.703 (aprox. M\$ 1.253) por asuntos asemejados a los que hemos reportado arriba. (*) Aclaración: El valor de algunas sanciones no ha sido definido, lo que ocurrirá después de la presentación de algunas informaciones por Amplia.

1.2 Compañía Energética Do Ceará S.A. (Coelce)

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

1.3 Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN)

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

1.4. Transportadora de Energía S.A. (TESA, o Transener S.A.)

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

1.5. Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (CTM S.A.)

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

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

34. MEDIO AMBIENTE

Los gastos ambientales durante cuatro meses terminados al 30 de junio de 2016 son los siguientes:

Compañía	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	Cuatro meses terminados al 30-06-2016 M\$					
				Monto desembol- sos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
EMGESA	Manejo Ambiental Hidra	Mejora tolvas termozipa	En proceso	307.398	307.398	-	-	-	307.398
		Oper. limite pagua	En proceso	15.180	15.180	-	-	-	15.180
EDEGEL	Actividades De Prevencion	Proteccion de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residual	Terminado	17.736	-	17.736	113.603	31-12-2016	131.339
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado	2.087	-	2.087	34.832	31-12-2016	36.919
	Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	Terminado	103.586	-	103.586	1.223	31-12-2016	104.809
	Mitigaciones y Restauraciones	Potección y recuperación del suelo y agua	Terminado	-	-	-	18.600	31-12-2016	18.600
	Monitoreos Ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	Terminado	73.326	-	73.326	24.183	31-12-2016	97.509
	Paisajismo y Areas Verdes	Mantenimiento de áreas verdes y fauna menor	Terminado	43.969	-	43.969	56.570	31-12-2016	100.539
CHINANGO	Actividades de Prevencion	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residual	Terminado	-	-	-	5.283	31-12-2016	5.283
	Compensaciones por Impactos	Compensaciones, aumentos de áreas verdes	Terminado	-	-	-	3.664	31-12-2016	3.664
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado	595	-	595	17.835	31-12-2016	18.430
	Gestion de Residuos	Manejo de residuos peligrosos	Terminado	19.710	-	19.710	24.001	31-12-2016	43.711
	Mitigaciones y Restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	Terminado	-	-	-	9.300	31-12-2016	9.300
	Monitoreos Ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	Terminado	125.382	-	125.382	64.054	31-12-2016	189.436
	Paisajismo y Areas Verdes	Mantenimiento de áreas verdes y fauna menor	Terminado	3.446	-	3.446	2.564	31-12-2016	6.010
			Total	712.415	322.578	389.837	375.713	555.555	1.088.128

35. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE ENTIDADES CONSOLIDADAS

El detalle de la información financiera resumida al 30 de junio y 01 de marzo de 2016, bajo IFRS es el siguiente:

	Estados financieros	Al 1 y por cuatro meses terminados al 30-06-2016																																			
		Activos Corrientes		Activos No Corrientes		Total Activos		Pasivos Corrientes		Pasivos No Corrientes		Patrimonio		Total de Patrimonio y Pasivos		Ingresos Ordinarios		Materias primas y consumibles utilizados		Margen de Contribución		Resultado bruto de explotación		Resultado de explotación		Resultado Financiero		Resultado antes de impuesto		Impuesto sobre la sociedad		Ganancia (Perdida)		Otro resultado integral		Resultado integral total	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$								
Endesa Argentina S.A.	separado	1.350.460	26.555.655	27.906.115	(132.948)	-	(27.773.167)	(27.906.115)	-	-	-	(38.125)	(38.125)	336.151	298.026	(104.326)	193.700	(6.447.036)	(6.253.336)																		
Central Costanera S.A.	separado	33.387.444	132.740.097	166.127.541	(108.069.277)	(46.486.047)	(11.572.217)	(166.127.541)	45.372.111	(2.247.766)	43.124.345	19.459.234	10.656.140	(12.867.605)	(2.133.370)	1.801.889	(331.481)	(2.960.630)	(3.292.111)																		
Hidroinvest S.A.	separado	566.481	9.250.225	9.816.706	(476.695)	-	(9.340.011)	(9.816.706)	-	-	(8.029)	(8.029)	7.260	(769)	(9.760)	(10.529)	(2.202.305)	(2.212.834)																			
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	52.257.745	213.354.205	265.611.950	(71.102.749)	(53.493.931)	(141.015.270)	(265.611.950)	16.407.191	(1.805.308)	14.601.883	11.223.378	10.224.234	22.545.381	33.281.774	(11.480.424)	21.801.350	(30.144.954)	(8.343.604)																		
Southern Cone Power Argentina S.A.	separado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(70.141)	-	-	-	-	-	-	-	-	-									
Engesa S.A. E.S.P.	separado	180.966.352	1.827.667.647	2.008.633.999	(373.765.910)	(912.347.449)	(722.520.640)	(2.008.633.999)	432.998.341	(171.489.068)	261.509.273	235.166.518	213.617.279	(48.805.952)	163.149.565	(67.046.529)	96.103.036	23.236.816	119.339.852																		
Generandes Perú S.A.	separado	578.194	217.505.849	218.084.043	(3.744)	-	(218.080.299)	(218.084.043)	-	-	(3.917)	(3.917)	15.373	3.204.742	1.701	3.206.443	(7.654.624)	(4.448.181)																			
Edegel S.A.A.	separado	147.240.877	692.721.019	839.961.896	(122.692.645)	(163.234.205)	(554.035.046)	(839.961.896)	188.524.522	(84.775.820)	103.748.702	85.286.040	65.140.356	(3.521.382)	66.257.487	(18.135.191)	48.122.296	(16.974.712)	31.147.584																		
Chinango S.A.C.	separado	9.511.266	107.368.911	116.880.177	(7.008.056)	(36.850.025)	(73.022.096)	(116.880.177)	19.484.855	(4.291.015)	15.193.840	13.015.056	11.447.943	(296.663)	11.151.280	(3.212.671)	7.938.609	(1.762.632)	6.175.977																		
Grupo Generandes Perú	Consolidado	157.004.787	783.731.493	940.736.280	(129.378.894)	(200.084.230)	(611.273.156)	(940.736.280)	207.842.323	(88.899.781)	118.942.542	98.297.180	76.584.382	(3.802.672)	75.913.093	(21.346.161)	54.566.932	(8.807.887)	45.759.045																		
Grupo Endesa Argentina	Consolidado	86.329.168	347.382.582	433.711.750	(176.548.708)	(98.485.656)	(156.677.386)	(433.711.750)	61.177.749	(4.053.074)	57.124.675	30.636.458	20.634.221	9.867.867	31.252.833	(9.792.620)	21.460.213	(34.071.251)	(12.611.038)																		

	Al 01-03-2016																																			
	Activos Corrientes		Activos No Corrientes		Total Activos		Pasivos Corrientes		Pasivos No Corrientes		Patrimonio		Total de Patrimonio y Pasivos M\$		Ingresos Ordinarios		Materias primas y consumibles utilizados		Margen de Contribución		Resultado bruto de explotación		Resultado de explotación		Resultado Financiero		Resultado antes de impuesto		Impuesto sobre la sociedad		Ganancia (Perdida)		Otro resultado integral		Resultado integral total	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$						
Endesa Argentina S.A.	separado	1.611.893	26.509.155	28.121.048	(580.335)	-	(27.540.713)	(28.121.048)	-	-	-	(3.917)	(3.917)	15.373	3.204.742	1.701	3.206.443	(7.654.624)	(4.448.181)																	
Central Costanera S.A.	separado	23.147.595	122.993.227	146.140.822	(91.415.465)	(50.471.060)	(4.254.297)	(146.140.822)	-	-	-	(9.404.920)	(9.854.982)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-							
Hidroinvest S.A.	separado	545.468	9.309.514	9.854.982	(450.062)	-	(9.404.920)	(9.854.982)	-	-	-	(3.917)	(3.917)	15.373	3.204.742	1.701	3.206.443	(7.654.624)	(4.448.181)																	
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	42.354.375	224.499.336	266.853.711	(68.785.142)	(57.075.615)	(140.992.954)	(266.853.711)	-	-	-	(464.839)	(475.286)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-							
Southern Cone Power Argentina S.A.	separado	6.518	468.768	475.286	(10.447)	-	(464.839)	(475.286)	-	-	-	(464.839)	(475.286)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-								
Engesa S.A. E.S.P.	separado	268.669.014	1.675.079.597	1.943.748.611	(329.249.524)	(846.971.210)	(767.527.877)	(1.943.748.611)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-								
Generandes Perú S.A.	separado	603.152	212.611.215	213.214.367	(49.448)	-	(213.164.919)	(213.214.367)	-	-	-	(3.917)	(3.917)	15.373	3.204.742	1.701	3.206.443	(7.654.624)	(4.448.181)																	
Edegel S.A.A.	separado	125.882.577	677.417.790	803.300.367	(109.352.631)	(179.109.130)	(514.838.606)	(803.300.367)	-	-	-	(3.917)	(3.917)	15.373	3.204.742	1.701	3.206.443	(7.654.624)	(4.448.181)																	
Chinango S.A.C.	separado	8.899.917	105.901.876	114.801.793	(6.732.966)	(38.264.879)	(69.803.948)	(114.801.793)	-	-	-	(3.917)	(3.917)	15.373	3.204.742	1.701	3.206.443	(7.654.624)	(4.448.181)																	
Grupo Generandes Perú	Consolidado	135.183.908	758.454.766	893.638.674	(115.933.309)	(217.374.009)	(560.331.356)	(893.638.674)	-	-	-	(105.989.598)	(149.587.729)	(415.997.459)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-						
Grupo Endesa Argentina	Consolidado	66.848.458	349.149.001	415.997.459	(160.420.132)	(105.989.598)	(149.587.729)	(415.997.459)	-	-	-	(105.989.598)	(149.587.729)	(415.997.459)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-								

36. HECHOS POSTERIORES

No se han producido hechos posteriores significativos entre el 01 de julio de 2016 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados intermedios.

ANEXO N° 1 ENTIDADES QUE COMPONEN EL GRUPO

Este anexo es parte de la Nota 2.4 "Entidades consolidadas". Corresponden a porcentajes de control.

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Control al 30-06-2016			% Control al 01-03-2016			Relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
Extranjero	Chinango S.A.C.	Nuevos Soles	0,00%	80,00%	80,00%	0,00%	80,00%	80,00%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	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
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Peso Colombiano	56,43%	0,00%	56,43%	56,43%	0,00%	56,43%	Filial	Colombia	Generación de Energía Eléctrica.
Extranjero	Emgesa Panama S.A.	Dólar	0,00%	56,43%	56,43%	0,00%	56,43%	56,43%	Filial	Colombia	Compra Venta de Energía Eléctrica
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Peso Argentino	99,66%	0,34%	100,00%	99,66%	0,34%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Central Costanera S.A.	Peso Argentino	24,85%	50,82%	75,67%	24,85%	50,82%	75,67%	Filial	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad
Extranjero	Generandes Perú S.A.	Nuevos Soles	61,00%	0,00%	61,00%	61,00%	0,00%	61,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	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
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Peso Argentino	41,94 %	54,15 %	96,09 %	41,94 %	54,15 %	96,09 %	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Ingendesa do Brasil Ltda.	Real	1,00 %	99,00 %	100,00 %	1,00 %	99,00 %	100,00 %	Filial	Brasil	Consultora de Ingeniería de Proyectos
Extranjero	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
Extranjero	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

ANEXO N° 2 SOCIEDADES ASOCIADAS

Este anexo corresponde a la Nota 2.5 "Sociedades asociadas".

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación al 30-06-2016			% Participación al 01-03-2016			Relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
Extranjero	Distilec Inversora S.A. (*)	Peso Argentino	0,89%	0,00%	0,89%	0,89%	0,00%	0,89%	Asociada	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Real	34,64%	4,00%	38,64%	34,64%	4,00%	38,64%	Asociada	Brasil	Sociedad de Cartera
Extranjero	Endesa Cemsa S.A.	Peso Argentino	0,00%	45,00%	45,00%	0,00%	45,00%	45,00%	Asociada	Argentina	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Térmica Manuel Belgrano	Peso Argentino	0,00%	24,18%	24,18%	0,00%	24,18%	24,18%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Térmica San Martín	Peso Argentino	0,00%	24,18%	24,18%	0,00%	24,18%	24,18%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Vuelta Obligada S.A.	Peso Argentino	0,00%	3,45%	3,45%	0,00%	3,45%	3,45%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica

(*) La influencia significativa se ejerce producto que la matriz de Endesa Américas posee el 51,5% de participación sobre Distilec Inversora S.A.

ANEXO N° 3 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA

Este anexo corresponde a la Nota 16 "Otros pasivos financieros".

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

a) Préstamos bancarios
1. Resumen de préstamos bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Saldo al 30-06-2016									
				Corriente			No Corriente						
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total	M\$
Perú	US\$	2,69%	2,64%	1.083.404	17.748.026	18.831.430	19.457.873	846.739	-	-	-	-	20.304.612
Argentina	\$ Arg	39,02%	34,26%	1.671.432	1.479.358	3.150.790	93.996	-	-	-	-	-	93.996
Colombia	\$ Col	7,43%	7,24%	2.478.362	72.537.019	75.015.381	14.036.986	13.269.259	12.501.531	11.733.805	25.975.704	-	77.517.285
Colombia	Soles	5,82%	5,65%	603.041	42.947.052	43.550.093	-	-	-	-	-	-	-
Total				5.836.239	134.711.455	140.547.694	33.588.855	14.115.998	12.501.531	11.733.805	25.975.704	-	97.915.893

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Saldo al 01-03-2016									
				Corriente			No Corriente						
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total	M\$
Perú	US\$	2,83%	2,73%	26.056.914	3.169.375	29.226.289	21.105.939	1.184.127	-	-	-	-	22.290.066
Argentina	\$ Arg	46,59%	39,59%	2.539.698	3.804.882	6.344.580	644.159	-	-	-	-	-	644.159
Colombia	\$ Col	6,92%	6,76%	2.223.861	36.045.555	38.269.416	40.973.208	12.381.536	11.691.590	11.001.643	28.865.246	-	104.913.223
Colombia	Soles	5,82%	5,65%	611.058	42.740.224	43.351.282	-	-	-	-	-	-	-
Total				31.431.531	85.760.036	117.191.567	62.723.306	13.565.663	11.691.590	11.001.643	28.865.246	-	127.847.448

2. Individualización de préstamos bancarios por deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Saldo al 30-06-2016								
								Corriente			No Corriente					
								Menos de 90 días	Más de 90 días	Total	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú	Perú	US\$	2,39%	293.434	873.615	1.167.049	17.457.791	-	-	-	-	17.457.791
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,44%	434.243	1.281.358	1.715.601	836.429	-	-	-	-	836.429
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,55%	304.533	898.740	1.203.273	1.163.653	846.739	-	-	-	2.010.392
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Bank Nova Scotia	Perú	US\$	1,40%	51.194	14.694.313	14.745.507	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	8,30%	1.060.683	9.856.054	10.916.737	10.351.039	9.785.341	9.219.643	8.653.946	19.159.936	57.169.905
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	8,34%	378.805	3.509.171	3.887.976	3.685.947	3.483.918	3.281.888	3.079.859	6.815.768	20.347.380
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	7,48%	522.345	28.088.687	28.611.032	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del perú	Colombia	Soles	5,66%	276.723	19.637.370	19.914.093	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del perú	Colombia	Soles	5,73%	186.156	13.065.949	13.252.105	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del perú	Colombia	Soles	5,52%	140.162	10.243.733	10.383.895	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	The Bank Of Tokyo	Colombia	\$ Col	7,00%	516.529	31.083.107	31.599.636	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	40,56%	219.535	394.728	614.263	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itáu Argentina	Argentina	\$ Arg	45,97%	88.145	162.216	250.361	13.824	-	-	-	-	13.824
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	44,60%	53.852	99.297	153.149	8.498	-	-	-	-	8.498
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arg	44,49%	84.094	155.084	239.178	13.276	-	-	-	-	13.276
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	37,00%	266.670	497.224	763.894	43.580	-	-	-	-	43.580
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	ICBC Argentina	Argentina	\$ Arg	40,22%	92.051	170.809	262.860	14.818	-	-	-	-	14.818
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	39,22%	203.726	-	203.726	-	-	-	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	39,22%	181.743	-	181.743	-	-	-	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	39,22%	174.415	-	174.415	-	-	-	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	39,22%	58.042	-	58.042	-	-	-	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	39,22%	23.449	-	23.449	-	-	-	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	ICBC - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	39,22%	225.710	-	225.710	-	-	-	-	-	-
Total								5.836.239	134.711.455	140.547.694	33.588.855	14.115.998	12.501.531	11.733.805	25.975.704	97.915.893

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Corriente			No Corriente								
											Menos de 90 días M\$	Más de 90 días M\$	Total 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 M\$
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú	Perú	US\$	2,35%	297.844	887.204	1.185.048	18.570.944	-	-	-	-	-	18.570.944		
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,37%	457.463	1.351.739	1.809.202	1.320.762	-	-	-	-	-	1.320.762		
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,40%	313.907	930.432	1.244.339	1.214.233	1.184.127	-	-	-	-	-	2.398.360	
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Bank Nova Scotia	Perú	US\$	1,38%	24.987.700	-	24.987.700	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Engesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	8,19%	953.389	5.963.858	6.917.247	9.639.583	9.131.109	8.622.636	8.114.162	21.291.642	56.799.132			
Extranjero	Engesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	8,22%	340.262	2.124.265	2.464.527	3.431.901	3.250.427	3.068.954	2.887.481	7.573.604	20.212.367			
Extranjero	Engesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	7,85%	453.341	26.526.824	26.980.165	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Engesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del perú	Colombia	Soles	5,70%	282.254	19.546.835	19.829.089	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Engesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del perú	Colombia	Soles	5,76%	189.423	13.007.751	13.197.174	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Engesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del perú	Colombia	Soles	5,50%	139.381	10.185.638	10.325.019	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Engesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	The Bank Of Tokyo	Colombia	\$ Col	6,90%	476.869	1.430.608	1.907.477	27.901.724	-	-	-	-	-	27.901.724		
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	34,00%	29.266	360.840	390.106	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	39,75%	183.608	464.148	647.756	148.993	-	-	-	-	-	148.993		
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau Argentina	Argentina	\$ Arg	42,50%	74.984	191.058	266.042	73.080	-	-	-	-	-	73.080		
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	39,00%	45.611	116.623	162.234	44.828	-	-	-	-	-	44.828		
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arg	40,00%	72.915	185.161	258.076	70.489	-	-	-	-	-	70.489		
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	38,00%	225.403	584.046	809.449	228.633	-	-	-	-	-	228.633		
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	ICBC Argentina	Argentina	\$ Arg	39,75%	78.656	202.018	280.674	78.136	-	-	-	-	-	78.136		
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Macro	Argentina	\$ Arg	38,45%	931.668	-	931.668	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	44,47%	210.893	399.657	610.550	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	44,47%	188.136	356.531	544.667	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	44,47%	180.551	342.156	522.707	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	44,47%	60.083	113.862	173.945	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad -Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	44,47%	24.274	46.000	70.274	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	ICBC - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	44,47%	233.650	442.782	676.432	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total								31.431.531	85.760.036	117.191.567	62.723.306	13.565.663	11.691.590	11.001.643	28.865.246	127.847.448			

b) Obligaciones garantizadas y no garantizadas

1. Resumen de obligaciones garantizadas y no garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Saldo al 30-06-2016												
				Corriente			No Corriente									
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total				
				M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$					
Perú	US\$	6,61%	6,50%	13.817.723	1.281.317	15.099.040	8.148.786	6.494.065	830.315	7.158.328	9.484.852	32.116.346				
Perú	Soles	6,40%	6,30%	157.515	472.546	630.061	630.062	630.062	5.375.515	318.460	5.349.548	12.303.647				
Colombia	\$ Col	12,79%	12,29%	24.448.254	109.971.850	134.420.104	91.812.000	221.340.641	170.190.775	222.808.954	536.963.183	1.243.115.553				
Total				38.423.492	111.725.713	150.149.205	100.590.848	228.464.768	176.396.605	230.285.742	551.797.583	1.287.535.546				

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Saldo al 01-03-2016												
				Corriente			No Corriente									
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total				
				M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$					
Perú	US\$	6,61%	6,50%	657.066	15.390.628	16.047.694	8.636.304	6.914.130	845.649	7.611.573	9.994.136	34.001.792				
Perú	Soles	6,40%	6,30%	152.979	458.937	611.916	611.916	611.916	5.353.350	314.562	5.334.306	12.226.050				
Colombia	\$ Col	12,09%	11,64%	22.573.504	103.375.924	125.949.428	83.578.074	208.674.315	107.530.981	261.688.421	507.453.499	1.168.925.290				
Total				23.383.549	119.225.489	142.609.038	92.826.294	216.200.361	113.729.980	269.614.556	522.781.941	1.215.153.132				

2. Individualización de obligaciones garantizadas y no garantizadas por deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía (Sí/No)	Saldo al 30-06-2016								
									Corriente			No Corriente					
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,33%	No	79.615	238.845	318.460	318.460	318.460	318.460	318.460	5.349.548	6.623.388
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,19%	No	77.900	233.701	311.601	311.602	311.602	5.057.055	-	-	5.680.259
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	USS	6,56%	No	108.604	325.813	434.417	434.417	434.417	434.417	434.417	9.484.852	11.222.520
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	USS	8,04%	No	108.783	326.348	435.131	435.131	5.663.750	-	-	-	6.098.881
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	USS	6,89%	No	6.662.962	-	6.662.962	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	USS	6,20%	No	6.727.656	-	6.727.656	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	USS	5,98%	No	98.974	296.923	395.897	395.898	395.898	395.898	6.723.911	-	7.911.605
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	USS	6,69%	No	110.744	332.233	442.977	6.883.340	-	-	-	-	6.883.340
Extranjero	Engesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B09-09	Colombia	\$ Col	13,47%	No	1.669.470	5.008.410	6.677.880	6.677.880	50.127.368	-	-	-	56.805.248
Extranjero	Engesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B10	Colombia	\$ Col	13,65%	No	1.241.029	3.723.088	4.964.117	4.964.117	39.671.991	-	-	-	44.636.108
Extranjero	Engesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B-103	Colombia	\$ Col	15,49%	No	1.495.256	41.112.851	42.608.107	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Engesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B12	Colombia	\$ Col	13,67%	No	695.252	2.085.756	2.781.008	2.781.008	2.781.008	2.781.008	20.582.618	31.706.650	
Extranjero	Engesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B15	Colombia	\$ Col	13,95%	No	439.807	1.319.422	1.759.229	1.759.229	1.759.229	1.759.229	1.759.229	17.299.819	24.336.735
Extranjero	Engesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-13	Colombia	\$ Col	12,07%	No	1.045.735	3.137.206	4.182.941	4.182.941	35.697.642	-	-	-	44.063.524
Extranjero	Engesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-14	Colombia	\$ Col	11,29%	No	840.462	2.521.386	3.361.848	3.361.848	32.858.298	-	-	-	39.581.994
Extranjero	Engesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	10,12%	No	517.214	1.551.642	2.068.856	2.068.857	2.068.857	2.068.857	21.653.116	-	27.859.687
Extranjero	Engesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos quimbo	Colombia	\$ Col	10,12%	No	3.716.816	11.150.447	14.867.263	14.867.263	14.867.263	14.867.263	155.604.107	-	200.205.896
Extranjero	Engesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	11,33%	No	1.930.961	5.792.884	7.723.845	7.723.845	7.723.845	7.723.845	79.740.046	110.635.426	
Extranjero	Engesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	\$ Col	11,70%	No	1.238.331	3.714.994	4.953.325	4.953.326	4.953.326	4.953.326	4.953.326	56.800.540	76.613.844
Extranjero	Engesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	\$ Col	12,81%	No	2.640.478	7.921.435	10.561.913	10.561.914	10.561.914	10.561.914	10.561.914	127.361.626	169.609.282
Extranjero	Engesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	11,45%	No	1.300.746	3.902.237	5.202.983	5.202.982	5.202.982	5.202.982	79.255.570	100.067.498	
Extranjero	Engesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	\$ Col	12,01%	No	1.108.449	3.325.346	4.433.795	4.433.795	4.433.795	4.433.795	76.451.576	94.186.756	
Extranjero	Engesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	\$ Col	12,07%	No	338.957	1.016.872	1.355.829	1.355.829	11.570.782	-	-	-	14.282.440
Extranjero	Engesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	\$ Col	11,29%	No	705.354	2.116.063	2.821.417	2.821.418	2.821.418	2.821.418	27.576.202	-	33.219.038
Extranjero	Engesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B3-16	Colombia	\$ Col	11,17%	No	1.490.029	4.470.087	5.960.116	5.960.116	57.331.395	-	-	-	63.291.511
Extranjero	Engesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B7-16	Colombia	\$ Col	12,34%	No	2.033.908	6.101.724	8.135.632	8.135.632	8.135.632	8.135.632	8.135.632	79.471.388	112.013.916
Total									38.423.492	111.725.713	150.149.205	100.590.848	228.464.768	176.396.605	230.285.742	551.797.583	1.287.535.546

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía (Sí/No)	Saldo al 01-03-2016										
									Corriente			No Corriente							
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total		
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,31%	No	78.640	235.921	314.561	314.562	314.562	314.562	314.562	5.334.306	6.592.554		
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,28%	No	74.339	223.016	297.355	297.354	297.354	5.038.788	-	-	5.633.496		
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	6,34%	No	110.610	331.830	442.440	442.440	442.440	442.440	442.440	9.994.136	11.763.896		
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	7,78%	No	110.792	332.375	443.167	443.166	6.068.481	-	-	-	6.511.647		
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,63%	No	117.457	7.012.232	7.129.689	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,00%	No	104.616	7.073.416	7.178.032	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5,78%	No	100.802	302.407	403.209	403.209	403.209	403.209	7.169.133	-	8.378.760		
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,47%	No	112.789	338.368	451.157	7.347.489	-	-	-	-	7.347.489		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B09-09	Colombia	\$ Col	13,59%	No	1.500.095	4.500.286	6.000.381	6.000.381	48.264.920	-	-	-	54.265.301		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B10	Colombia	\$ Col	13,47%	No	1.164.990	3.494.971	4.659.961	4.659.961	38.230.574	-	-	-	42.890.535		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B-103	Colombia	\$ Col	13,49%	No	1.678.988	40.692.369	42.371.357	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B12	Colombia	\$ Col	13,78%	No	625.006	1.875.018	2.500.024	2.500.024	2.500.024	2.500.024	2.500.024	19.829.978	29.830.074		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B15	Colombia	\$ Col	13,78%	No	412.770	1.238.311	1.651.081	1.651.081	1.651.081	1.651.081	1.651.081	16.593.684	23.198.008		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-13	Colombia	\$ Col	11,97%	No	307.622	922.867	1.230.489	1.230.490	1.230.490	11.087.216	-	-	-	13.548.196	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-14	Colombia	\$ Col	11,15%	No	661.486	1.984.458	2.645.944	2.645.944	2.645.944	2.645.944	23.732.631	-	31.670.463		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	10,17%	No	472.138	1.416.413	1.888.551	1.888.550	1.888.550	1.888.550	1.888.550	20.607.562	-	26.273.212	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos quimbo	Colombia	\$ Col	10,17%	No	3.392.885	10.178.656	13.571.541	13.571.541	13.571.541	13.571.541	13.571.541	148.090.520	-	188.805.143	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	11,25%	No	1.747.566	5.242.699	6.990.265	6.990.266	6.990.266	6.990.266	6.990.266	75.736.790	103.697.854		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	\$ Col	11,55%	No	1.160.933	3.482.800	4.643.733	4.643.734	4.643.734	4.643.734	4.643.734	54.193.530	72.768.466		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	\$ Col	12,71%	No	2.399.413	7.198.240	9.597.653	9.597.654	9.597.654	9.597.654	9.597.654	120.130.315	158.520.931		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	11,37%	No	1.177.550	3.532.651	4.710.201	4.710.201	4.710.201	4.710.201	4.710.201	74.133.908	92.974.712		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	\$ Col	11,87%	No	1.038.940	3.116.819	4.155.759	4.155.758	4.155.758	4.155.758	4.155.758	72.523.138	89.146.170		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	\$ Col	11,97%	No	949.062	2.847.187	3.796.249	3.796.250	3.796.250	34.205.767	-	-	41.798.267		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	\$ Col	11,15%	No	788.191	2.364.572	3.152.763	3.152.763	3.152.763	28.278.508	-	-	37.736.797		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B3-16	Colombia	\$ Col	11,22%	No	1.413.249	4.239.746	5.652.995	5.652.994	54.914.083	-	-	-	60.567.077		
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B7-16	Colombia	\$ Col	12,40%	No	1.682.620	5.047.861	6.730.481	6.730.482	6.730.482	6.730.482	6.730.482	74.312.156	101.234.084		
Total									23.383.549	119.225.489	142.609.038	92.826.294	216.200.361	113.729.980	269.614.556	522.781.941	1.215.153.122		

c) Obligaciones por arrendamiento financiero

1. 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 nominal	Saldo al 30-06-2016									
								Corriente			No Corriente						
								Menos de 90 días	Más de 90 días	Total	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total	
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	2,46%	2.415.398	17.022.550	19.437.948	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	8,67%	7.073	20.460	27.533	27.244	10.708	-	-	-	37.952	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equinter S.A.	Colombia	\$ Col	7,99%	6.938	20.110	27.048	25.442	8.851	-	-	-	34.293	
Total								2.429.409	17.063.120	19.492.529	52.686	19.559	-	-	-	72.245	

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Saldo al 01-03-2016								
								Corriente			No Corriente					
								Menos de 90 días	Más de 90 días	Total	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	2,37%	2.540.380	7.537.003	10.077.383	15.239.264	-	-	-	-	15.239.264
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	10,80%	6.461	18.744	25.205	25.358	17.796	-	-	-	43.154
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	6,55%	6.351	18.455	24.806	24.302	15.396	-	-	-	39.698
Total								2.553.192	7.574.202	10.127.394	15.288.924	33.192	-	-	-	15.322.116

d) Otras Obligaciones

1. Individualización de Otras Obligaciones

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Saldo al 30-06-2016								
								Corriente			No Corriente					
								Menos de 90 días	Más de 90 días	Total	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,66%	551.654	1.652.838	2.204.492	6.416.784	1.637.664	1.725.870	1.778.926	21.397.688	32.956.932
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Otros		Argentina	\$ Arg	28,49%	4.951.119	13.175.823	18.126.942	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Otros		Argentina	US\$	2,49%	1.132	183.442	184.574	-	-	-	-	-	-
Total								5.503.905	15.012.103	20.516.008	6.416.784	1.637.664	1.725.870	1.778.926	21.397.688	32.956.932

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Saldo al 01-03-2016								
								Corriente			No Corriente					
								Menos de 90 días	Más de 90 días	Total	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	575.060	1.723.066	2.298.126	6.225.880	1.745.358	1.834.455	1.886.993	22.681.019	34.373.705
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Otros		Argentina	\$ Arg	28,78%	4.445.098	12.022.730	16.467.828	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Otros		Argentina	US\$	2,53%	1.146	191.946	193.092	-	-	-	-	-	-
Total								5.021.304	13.937.742	18.959.046	6.225.880	1.745.358	1.834.455	1.886.993	22.681.019	34.373.705

ANEXO N° 4 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

Este anexo forma parte integral de los estados financieros del Grupo.

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

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	Saldo al	
			30-06-2016	01-03-2016
			M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			7.838.628	3.908.550
	Dólares	Pesos chilenos	312	-
	Dólares	Pesos Colombianos	334.174	28.792
	Dólares	Nuevo sol peruano	7.012.856	3.301.647
	Dólares	Peso Argentino	491.286	578.111
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			7.838.628	3.908.550
TOTAL ACTIVOS			7.838.628	3.908.550

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

PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	Saldo al 30-06-2016									
			Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes						
			Hasta 90 días	De 91 días a 1 año	Total	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total	
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros	Dólares											
	Dólares	Soles	17.316.525	36.051.893	53.368.418	27.606.659	7.340.804	830.315	7.158.328	9.484.852	52.420.958	
	Dólares	Peso Argentino	552.786	1.836.280	2.389.066	6.416.784	1.637.664	1.725.870	1.778.926	21.397.688	32.956.932	
TOTAL PASIVOS			17.869.311	37.888.173	55.757.484	34.023.443	8.978.468	2.556.185	8.937.254	30.882.540	85.377.890	

PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	Saldo al 01-03-2016									
			Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes						
			Hasta 90 días	De 91 días a 1 año	Total	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total	
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros	Dólares											
	Dólares	Soles	29.254.360	26.097.006	55.351.366	44.981.507	8.098.257	845.649	7.611.573	9.994.136	71.531.122	
	Dólares	Peso Argentino	576.206	1.915.012	2.491.218	6.225.880	1.745.358	1.834.455	1.886.993	22.681.019	34.373.705	
TOTAL PASIVOS			29.830.566	28.012.018	57.842.584	51.207.387	9.843.615	2.680.104	9.498.566	32.675.155	105.904.827	

ANEXO N° 5 DETALLE DE INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE FECHA 03 DE FEBRERO DE 2012

Este anexo forma parte integral de los estados financieros del Grupo.

a) Estratificación de la cartera

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

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al 30-06-2016											
	Cartera al dia 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\$
Deudores Comerciales bruto	145.434.854	22.671.546	6.090.502	3.439.243	3.329.193	3.444.226	3.755.274	3.278.254	6.751.199	19.452.091	217.646.382	206.959.522
Provisión de deterioro	(1.097.712)	-	-	(1.685)	(4.309)	-	-	-	-	(5.246.532)	(6.350.238)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	18.061.347	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.061.347	11.242.049
Provisión de deterioro	(1.330.047)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.330.047)	-
Total	161.068.442	22.671.546	6.090.502	3.437.558	3.324.884	3.444.226	3.755.274	3.278.254	6.751.199	14.205.559	228.027.444	218.201.571

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al 01-03-2016											
	Cartera al dia 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\$
Deudores Comerciales bruto	154.761.716	11.461.869	4.973.402	3.616.175	3.616.541	3.477.422	3.636.609	3.546.001	8.389.509	4.343.043	201.822.287	217.115.983
Provisión de deterioro	(173.179)	-	(888.658)	(203.612)	(1.975)	-	-	-	(647.562)	(4.343.043)	(6.258.029)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	17.902.695	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.902.695	3.535.666
Provisión de deterioro	(1.763.560)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.763.560)	-
Total	170.727.672	11.461.869	4.084.744	3.412.563	3.614.566	3.477.422	3.636.609	3.546.001	7.741.947	-	211.703.393	220.651.649

•Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	Saldo al 30-06-2016					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$
al día	145	352.394.376	-	-	145	352.394.376
Entre 1 y 30 días	77	22.671.546	-	-	77	22.671.546
Entre 31 y 60 días	31	6.090.502	-	-	31	6.090.502
Entre 61 y 90 días	22	3.439.243	-	-	22	3.439.243
Entre 91 y 120 días	16	3.329.193	-	-	16	3.329.193
Entre 121 y 150 días	5	3.444.226	-	-	5	3.444.226
Entre 151 y 180 días	5	3.755.274	-	-	5	3.755.274
Entre 181 y 210 días	4	3.278.254	-	-	4	3.278.254
Entre 211 y 250 días	4	6.751.199	-	-	4	6.751.199
superior a 251 días	46	19.452.091	-	-	46	19.452.091
Total	355	424.605.904	-	-	355	424.605.904

Tramos de morosidad	Saldo al 01-03-2016					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$
al día	162	371.877.698	-	-	162	371.877.698
Entre 1 y 30 días	46	11.461.869	-	-	46	11.461.869
Entre 31 y 60 días	21	4.973.402	-	-	21	4.973.402
Entre 61 y 90 días	9	3.616.175	-	-	9	3.616.175
Entre 91 y 120 días	10	3.616.541	-	-	10	3.616.541
Entre 121 y 150 días	5	3.477.422	-	-	5	3.477.422
Entre 151 y 180 días	3	3.636.609	-	-	3	3.636.609
Entre 181 y 210 días	4	3.546.001	-	-	4	3.546.001
Entre 211 y 250 días	6	8.389.509	-	-	6	8.389.509
superior a 251 días	37	4.343.043	-	-	37	4.343.044
Total	303	418.938.269	-	-	303	418.938.270

b) Cartera protestada y en cobranza judicial

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al			
	30-06-2016		01-03-2016	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	5	118.753	5	119.257
Total	5	118.753	5	119.257

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

c) Provisiónes y castigos

Provisiónes y castigos	Cuatro meses terminados al
	30-06-2016
	M\$
Provisión cartera no repactada	(114.573)
Total	(114.573)

d) Número y monto de operaciones

Número y monto operaciones	Cuatro meses terminados al	
	30-06-2016	
	Total detalle por tipo de operaciones ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
	M\$	M\$
Provision deterioro y recuperos:		
Número de operaciones	5	8
Monto de las operaciones M\$	4.523	(114.573)

ANEXO N° 5.1 DETALLE DE INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES

Este anexo forma parte integral de los estados financieros del Grupo.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de los cuentas por cobrar comerciales:

Deudores comerciales	Saldo al 30-06-2016													
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad 251-365 días	Morosidad mayor a 365 días	Total Corriente	Total No Corriente	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Deudores Comerciales Generación y transmisión	145.434.854	22.671.546	6.090.502	3.439.243	3.329.193	3.444.226	3.755.274	3.278.254	6.751.199	19.324.735	127.356	217.646.382	206.959.522	
-Grandes Clientes	80.496.423	22.662.967	6.090.502	3.439.243	3.329.193	3.444.226	3.755.274	3.278.254	6.751.199	19.324.735	20.891	152.592.907	-	
-Cientes Institucionales	56.668.993	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	56.668.993	206.959.522	
-Otros	8.269.438	8.579	-	-	-	-	-	-	-	-	-	106.465	8.384.482	
Provision Deterioro	(1.097.712)	-	-	(1.685)	(4.309)	-	-	-	-	(5.140.023)	(106.509)	(6.350.238)	-	
Servicios no facturados	82.086.272	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	82.086.272	29.020.521	
Servicios facturados	63.348.582	22.671.546	6.090.502	3.439.243	3.329.193	3.444.226	3.755.274	3.278.254	6.751.199	19.324.735	127.356	135.560.110	177.939.001	
Total Deudores Comerciales Brutos	145.434.854	22.671.546	6.090.502	3.439.243	3.329.193	3.444.226	3.755.274	3.278.254	6.751.199	19.324.735	127.356	217.646.382	206.959.522	
Total Provisión Deterioro	(1.097.712)	-	-	(1.685)	(4.309)	-	-	-	-	(5.140.023)	(106.509)	(6.350.238)	-	
Total Deudores Comerciales Netos	144.337.142	22.671.546	6.090.502	3.437.558	3.324.884	3.444.226	3.755.274	3.278.254	6.751.199	14.184.712	20.847	211.296.144	206.959.522	

Deudores comerciales	Saldo al 01-03-2016													
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad 251-365 días	Morosidad mayor a 365 días	Total Corriente	Total No Corriente	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Deudores Comerciales Generación y transmisión	154.761.716	11.461.869	4.973.402	3.616.175	3.616.541	3.477.422	3.636.609	3.546.001	8.389.509	754.623	3.588.420	201.822.287	217.115.983	
-Grandes Clientes	91.228.631	11.461.869	4.973.402	3.616.175	3.616.541	3.477.422	3.636.609	3.546.001	8.389.509	754.623	3.588.420	138.289.202	-	
-Cientes Institucionales	52.892.173	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	52.892.173	217.115.983	
-Otros	10.640.912	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.640.912	-	
Provision Deterioro	(173.179)	-	(888.658)	(203.612)	(1.975)	-	-	-	(647.562)	(754.623)	(3.588.420)	(6.258.029)	-	
Servicios no facturados	95.063.811	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	95.063.811	-	
Servicios facturados	59.697.905	11.461.869	4.973.402	3.616.175	3.616.541	3.477.422	3.636.609	3.546.001	8.389.509	754.623	3.588.420	106.758.476	217.115.983	
Total Deudores Comerciales Brutos	154.761.716	11.461.869	4.973.402	3.616.175	3.616.541	3.477.422	3.636.609	3.546.001	8.389.509	754.623	3.588.420	201.822.287	217.115.983	
Total Provisión Deterioro	(173.179)	-	(888.658)	(203.612)	(1.975)	-	-	-	(647.562)	(754.623)	(3.588.420)	(6.258.029)	-	
Total Deudores Comerciales Netos	154.588.537	11.461.869	4.084.744	3.412.563	3.614.566	3.477.422	3.636.609	3.546.001	7.741.947	-	-	195.564.258	217.115.983	

•Por tipo de cartera:

Tipos de cartera	Saldo al 30-06-2016												
	Cartera al dia	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad 251-365 días	Morosidad mayor a 365 días	Total Corriente	Total No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN													
Cartera no repacada	145.434.854	22.671.546	6.090.502	3.439.243	3.329.193	3.444.226	3.755.274	3.278.254	6.751.199	19.324.735	127.356	217.646.382	206.959.522
-Grandes Clientes	80.496.423	22.662.967	6.090.502	3.439.243	3.329.193	3.444.226	3.755.274	3.278.254	6.751.199	19.324.735	20.891	152.592.907	-
-Cuentas Institucionales	56.668.993	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	56.668.993	206.959.522
-Otros	8.269.438	8.579	-	-	-	-	-	-	-	-	106.465	8.384.482	-
Total cartera bruta	145.434.854	22.671.546	6.090.502	3.439.243	3.329.193	3.444.226	3.755.274	3.278.254	6.751.199	19.324.735	127.356	217.646.382	206.959.522

Tipos de cartera	Saldo al 01-03-2016												
	Cartera al dia	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad 251-365 días	Morosidad mayor a 365 días	Total Corriente	Total No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
GENERACION Y TRANSMISION													
Cartera no repacada	154.761.716	11.461.869	4.973.402	3.616.175	3.616.541	3.477.422	3.636.609	3.546.001	8.389.509	754.623	3.588.420	201.822.287	217.115.983
-Grandes Clientes	91.228.631	11.461.869	4.973.402	3.616.175	3.616.541	3.477.422	3.636.609	3.546.001	8.389.509	754.623	3.588.420	138.289.202	-
-Cuentas Institucionales	52.892.173	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	52.892.173	217.115.983
-Otros	10.640.912	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.640.912	-
Total cartera bruta	154.761.716	11.461.869	4.973.402	3.616.175	3.616.541	3.477.422	3.636.609	3.546.001	8.389.509	754.623	3.588.420	201.822.287	217.115.983

ANEXO N° 5.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJES

Este anexo forma parte integral de los estados financieros del Grupo

BALANCE	Colombia				Perú				Argentina				Total			
	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Saldo al	30-06-2016	01-03-2016	30-06-2016	01-03-2016	30-06-2016	01-03-2016	30-06-2016	01-03-2016	30-06-2016	01-03-2016	30-06-2016	01-03-2016	30-06-2016	01-03-2016	30-06-2016	01-03-2016
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	13.199.097	9.601.416	-	-	8.226.445	7.903.714	2.437.390	2.317.209	-	-	-	-	21.425.542	17.505.130	2.437.390	2.317.209
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	40.602.450	51.464.689	-	-	17.717.903	18.462.014	4.369.136	4.757.633	5.457.649	6.493.320	34.410	78.773	63.778.002	76.420.023	4.403.546	4.836.406
Total Activo estimado	53.801.547	61.066.105	-	-	25.944.348	26.365.728	6.806.526	7.074.842	5.457.649	6.493.320	34.410	78.773	85.203.544	93.925.153	6.840.936	7.153.615
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	-	2.299.987	2.129.158	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.299.987	2.129.158
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	-	-	3.802.100	3.492.756	3.766.896	706.486	3.565.051	3.764.104	12.534	426.503	-	-	3.779.430	1.132.989	7.367.151	7.256.860
Total Pasivo estimado	-	-	6.102.087	5.621.914	3.766.896	706.486	3.565.051	3.764.104	12.534	426.503	-	-	3.779.430	1.132.989	9.667.138	9.386.018
RESULTADO	Colombia		Perú		Argentina		Total									
Cuatro meses terminados al 30-06-2016	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Ventas de Energía	52.408.632	-	26.263.630	6.806.526	5.914.849	37.293	84.587.111	6.843.819								
Compra de Energía	-	5.944.106	3.813.254	3.608.924	13.584	-	3.826.838	9.553.030								

ANEXO N° 6 DETALLE VENCIMIENTO DE PROVEEDORES

Este anexo forma parte integral de los estados financieros del Grupo

Proveedores con pagos al día	Saldo al 30-06-2016				Saldo al 01-03-2016			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales al día según plazo								
Hasta 30 días	-	18.218.334	-	18.218.334	-	15.499.999	-	15.499.999
Entre 31 y 60 días	-	11.749.072	-	11.749.072	-	10.358.508	-	10.358.508
Total	-	29.967.406	-	29.967.406	-	25.858.507	-	25.858.507