



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

**ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS**
correspondientes al ejercicio terminado
al 31 de diciembre de 2014

ENERSIS S.A. y FILIALES

Miles de Pesos

El presente documento consta de 3 secciones:

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



EY Chile
Avda. Presidente
Riesco 5435, piso 4,
Santiago

Tel: +56 (2) 2676 1000
www.eychile.cl

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores de
Enersis S.A.

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

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

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

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestra auditoría. No auditamos los estados financieros de ciertas sociedades afiliadas y coligadas, cuyos estados financieros reflejan un total de activos que constituyen un 32% de los activos totales consolidados al 31 de diciembre de 2014, y de ingresos ordinarios totales que constituyen un 31% de los ingresos ordinarios consolidados totales por el año terminado en esa fecha. Estos estados financieros fueron auditados por otros auditores, cuyo informe nos ha sido proporcionado y nuestra opinión, en lo que se refiere a los montos incluidos de esas sociedades, se basa únicamente en el informe de esos otros auditores. Efectuamos nuestra auditoría de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

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

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

Opinión sobre la base regulatoria de contabilización

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enersis S.A. y afiliadas al 31 de diciembre de 2014 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha de acuerdo con instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 2.

Base de contabilización

Tal como se describe en Nota 2 a los estados financieros consolidados, en virtud de sus atribuciones la Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 17 de octubre de 2014 emitió Oficio Circular N° 856 instruyendo a las entidades fiscalizadas, registrar en el ejercicio respectivo contra patrimonio las diferencias en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780, cambiando el marco de preparación y presentación de información financiera adoptado hasta esa fecha, dado que el marco anterior (NIIF) requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas. Al 31 de diciembre de 2014 y por el año terminado en esa fecha, la cuantificación del cambio del marco contable también se describen en Nota 19. Nuestra opinión no se modifica respecto de este asunto.



Otros asuntos

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

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Emir Rahil A.', is written over the printed name. The signature is fluid and cursive, with a long horizontal stroke extending to the right.

Emir Rahil A.

ERNST & YOUNG LTDA.

Santiago, 29 de enero de 2015

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

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

(En miles de pesos)

| ACTIVOS | Nota | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
|---|------|-----------------------|-----------------------|
| ACTIVOS CORRIENTES | | | |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 7 | 1.704.745.491 | 1.606.387.569 |
| Otros activos financieros corrientes | 8 | 99.455.403 | 781.029.437 |
| Otros activos no financieros corriente | | 175.098.112 | 141.597.292 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes | 9 | 1.681.686.903 | 1.129.737.108 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente | 10 | 18.441.340 | 34.019.574 |
| Inventarios corrientes | 11 | 133.520.154 | 77.782.755 |
| Activos por impuestos corrientes | 12 | 110.572.522 | 125.661.546 |
| Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios | | 3.923.519.925 | 3.896.215.281 |
| Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta | 13 | 7.978.963 | - |
| Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios | | 7.978.963 | - |
| ACTIVOS CORRIENTES TOTALES | | 3.931.498.888 | 3.896.215.281 |
| ACTIVOS NO CORRIENTES | | | |
| Otros activos financieros no corrientes | 8 | 530.821.520 | 491.536.418 |
| Otros activos no financieros no corrientes | | 77.806.180 | 84.091.825 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes | 9 | 291.641.675 | 223.045.673 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente | 10 | 486.605 | - |
| Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación | 14 | 73.633.610 | 248.080.880 |
| Activos intangibles distintos de la plusvalía | 15 | 1.168.212.056 | 1.173.560.361 |
| Plusvalía | 16 | 1.410.853.627 | 1.372.320.328 |
| Propiedades, planta y equipo | 17 | 8.234.215.719 | 7.433.798.725 |
| Propiedad de inversión | 18 | 8.514.562 | 44.877.049 |
| Activos por impuestos diferidos | 19 | 193.637.874 | 210.137.767 |
| TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES | | 11.989.823.428 | 11.281.449.026 |
| TOTAL DE ACTIVOS | | 15.921.322.316 | 15.177.664.307 |

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES**Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado
al 31 de diciembre de 2014 y 2013**

(En miles de pesos)

| PATRIMONIO Y PASIVOS | Nota | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
|---|-------------|---------------------------|---------------------------|
| PASIVOS CORRIENTES | | | |
| Otros pasivos financieros corrientes | 20 | 421.805.679 | 906.675.205 |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes | 23 | 2.288.876.950 | 1.515.003.654 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes | 10 | 143.680.622 | 204.412.270 |
| Otras provisiones corrientes | 24 | 90.222.684 | 87.309.363 |
| Pasivos por impuestos corrientes | 12 | 115.472.313 | 159.737.063 |
| Otros pasivos no financieros corrientes | | 129.275.589 | 108.122.144 |
| Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta | | 3.189.333.837 | 2.981.259.699 |
| Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta | 13 | 5.488.147 | - |
| PASIVOS CORRIENTES TOTALES | | 3.194.821.984 | 2.981.259.699 |
| PASIVOS NO CORRIENTES | | | |
| Otros pasivos financieros no corrientes | 20 | 3.289.097.528 | 2.790.249.111 |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes | 23 | 159.385.521 | 23.063.878 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes | 10 | - | - |
| Otras provisiones no corrientes | 24 | 197.243.841 | 193.967.353 |
| Pasivo por impuestos diferidos | 19 | 478.361.484 | 395.486.890 |
| Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes | 25 | 269.930.412 | 238.514.991 |
| Otros pasivos no financieros no corrientes | | 53.262.800 | 47.657.524 |
| TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES | | 4.447.281.586 | 3.688.939.747 |
| TOTAL PASIVOS | | 7.642.103.570 | 6.670.199.446 |
| PATRIMONIO | | | |
| Capital emitido | 26.1 | 5.804.447.986 | 5.669.280.725 |
| Ganancias acumuladas | | 3.051.734.445 | 2.813.634.297 |
| Prima de emisión | 26.1 | - | 158.759.648 |
| Otras reservas | 26.5 | (2.654.206.384) | (2.473.120.417) |
| Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora | | 6.201.976.047 | 6.168.554.253 |
| Participaciones no controladoras | 26.6 | 2.077.242.699 | 2.338.910.608 |
| PATRIMONIO TOTAL | | 8.279.218.746 | 8.507.464.861 |
| TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS | | 15.921.322.316 | 15.177.664.307 |

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

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

(En miles de pesos)

| ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida) | Nota | enero - diciembre | | |
|--|---------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| | | 2014 M\$ | 2013 M\$ | 2012 M\$ |
| Ingresos de actividades ordinarias | 27 | 6.819.760.882 | 5.696.777.240 | 6.182.123.698 |
| Otros ingresos, por naturaleza | 27 | 434.115.438 | 567.668.662 | 313.829.750 |
| Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza | | 7.253.876.320 | 6.264.445.902 | 6.495.953.448 |
| Materias primas y consumibles utilizados | 28 | (3.941.071.719) | (3.089.141.195) | (3.695.022.919) |
| Margen de Contribución | | 3.312.804.601 | 3.175.304.707 | 2.800.930.529 |
| Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados | 3 a) 3 d.1 | 77.275.986 | 61.965.528 | 48.667.382 |
| Gastos por beneficios a los empleados | 29 | (516.009.836) | (465.682.098) | (409.179.836) |
| Gasto por depreciación y amortización | 30 | (479.179.904) | (435.473.259) | (434.483.734) |
| Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período | 30 | (51.515.362) | (74.877.924) | (42.612.727) |
| Otros gastos por naturaleza | 31 | (574.050.613) | (520.098.689) | (492.558.847) |
| Resultado de Explotación | | 1.769.324.872 | 1.741.138.265 | 1.470.762.767 |
| Otras ganancias (pérdidas) | 32 | 71.769.817 | 19.170.005 | 15.186.412 |
| Ingresos financieros | 33 | 265.884.277 | 260.126.546 | 232.129.980 |
| Costos financieros | 33 | (491.858.285) | (388.367.634) | (419.888.938) |
| Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación | 14 | (51.853.287) | 25.289.219 | 30.381.936 |
| Diferencias de cambio | 33 | (38.821.872) | (30.373.115) | (16.126.401) |
| Resultado por unidades de reajuste | 33 | 1.633.555 | (9.414.755) | (12.756.868) |
| Ganancia (pérdida) antes de impuestos | | 1.526.079.077 | 1.617.568.531 | 1.299.688.888 |
| Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas | 34 | (496.609.349) | (504.167.785) | (406.675.920) |
| Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas | | 1.029.469.728 | 1.113.400.746 | 893.012.968 |
| Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas | | - | - | - |
| GANANCIA (PÉRDIDA) | | 1.029.469.728 | 1.113.400.746 | 893.012.968 |
| Ganancia (pérdida) atribuible a | | | | |
| Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora | | 610.157.869 | 658.514.150 | 377.350.521 |
| Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras | 26.6 | 419.311.859 | 454.886.596 | 515.662.447 |
| GANANCIA (PÉRDIDA) | | 1.029.469.728 | 1.113.400.746 | 893.012.968 |
| Ganancia por acción básica | | | | |
| Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas | \$ / acción | 12,43 | 14,56 | 11,56 |
| Ganancia (pérdida) por acción básica | \$ / acción | 12,43 | 14,56 | 11,56 |
| Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación | Miles | 49.092.772,76 | 45.218.860,05 | 32.651.166,47 |
| Ganancias por acción diluidas | | | | |
| Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas | \$ / acción | 12,43 | 14,56 | 11,56 |
| Ganancias (pérdida) diluida por acción | \$ / acción | 12,43 | 14,56 | 11,56 |
| Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación | Miles | 49.092.772,76 | 45.218.860,05 | 32.651.166,47 |

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

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

(En miles de pesos)

| ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES | Nota | enero - diciembre | | |
|---|--------|----------------------|----------------------|----------------------|
| | | 2014 M\$ | 2013 M\$ | 2012 M\$ |
| Ganancia (Pérdida) | | 1.029.469.728 | 1.113.400.746 | 893.012.968 |
| Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos | | | | |
| Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos | 25.2.b | (36.681.734) | 6.351.518 | (14.044.750) |
| Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo | | (36.681.734) | 6.351.518 | (14.044.750) |
| Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos | | | | |
| Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión | | 4.370.648 | (76.723.893) | (364.848.647) |
| Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta | | 1.849 | (2.273) | 515 |
| Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación | | 13.476.871 | 8.367.223 | 737.736 |
| Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo | | (138.993.868) | (76.144.260) | 72.360.295 |
| Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados | | (6.898.502) | 55.283 | (6.300.885) |
| Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo | | (128.043.002) | (144.447.920) | (298.050.986) |
| Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos | | (164.724.736) | (138.096.402) | (312.095.736) |
| Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del periodo | | | | |
| Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos | | 12.694.514 | (2.603.231) | 4.662.040 |
| Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del periodo | | 12.694.514 | (2.603.231) | 4.662.040 |
| Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo | | | | |
| Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo | | 35.887.996 | 12.332.516 | (25.726.629) |
| Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros disponibles para la venta | | (1.462) | 455 | (569) |
| Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo | | 35.886.534 | 12.332.971 | (25.727.198) |
| Total Otro resultado integral | | (116.143.688) | (128.366.662) | (333.160.894) |
| TOTAL RESULTADO INTEGRAL | | 913.326.040 | 985.034.084 | 559.852.074 |
| Resultado integral atribuible a | | | | |
| Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora | | 562.566.774 | 577.348.684 | 187.169.558 |
| Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras | | 350.759.266 | 407.685.400 | 372.682.516 |
| TOTAL RESULTADO INTEGRAL | | 913.326.040 | 985.034.084 | 559.852.074 |

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estado de cambio en el Patrimonio Neto

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

(En miles de pesos)

| Estado de Cambios en el Patrimonio | Capital emitido | Prima de Emisión | Cambios en Otras Reservas | | | | | | Ganancias (pérdidas) acumuladas | Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora | Participaciones no controladoras | Total Patrimonio |
|--|-----------------|------------------|---|---|---|---|-----------------------|-----------------|---------------------------------|---|----------------------------------|------------------|
| | | | Reservas por diferencias de cambio por conversión | Reservas de coberturas de flujo de caja | Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos | Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta | Otras reservas varias | Otras reservas | | | | |
| Saldo Inicial al 01/01/2014 | 5.669.280.725 | 158.759.648 | (56.022.016) | (3.086.726) | - | 11.811 | (2.414.023.486) | (2.473.120.417) | 2.813.634.297 | 6.168.554.253 | 2.338.910.608 | 8.507.464.861 |
| Cambios en patrimonio | | | | | | | | | | | | |
| Resultado Integral | | | | | | | | | | | | |
| Ganancia (pérdida) | | | | | | | | | 610.157.869 | 610.157.869 | 419.311.859 | 1.029.469.728 |
| Otro resultado integral | | | 29.929.142 | (66.317.951) | (19.023.003) | 2.235 | 7.818.482 | (47.591.095) | | (47.591.095) | (68.552.593) | (116.143.688) |
| Resultado integral | | | | | | | | | | 562.566.774 | 350.759.266 | 913.326.040 |
| Dividendos | | | | | | | | | (314.750.191) | (314.750.191) | (459.728.319) | (774.478.510) |
| Incremento (disminución) por otros cambios | 135.167.261 | (158.759.648) | - | - | 19.023.003 | - | 25.112.860 | 44.135.863 | (57.307.530) | (36.764.054) | (23.689.993) | (60.454.047) |
| Incremento (disminución) por cambios las participaciones de subsidiarias que no dan lugar a pérdida de control | | | 61.247.748 | | | | (238.878.483) | (177.630.735) | | | | (306.639.598) |
| Total de cambios en patrimonio | 135.167.261 | (158.759.648) | 91.176.890 | (66.317.951) | - | 2.235 | (205.947.141) | (181.085.967) | 238.100.148 | 33.421.794 | (261.667.909) | (228.246.115) |
| Saldo Final al 31/12/2014 | 5.804.447.986 | - | 35.154.874 | (69.404.677) | - | 14.046 | (2.619.970.627) | (2.654.206.384) | 3.051.734.445 | 6.201.976.047 | 2.077.242.699 | 8.279.218.746 |
| Estado de Cambios en el Patrimonio | | | | | | | | | | | | |
| Saldo Inicial al 01/01/2013 | 2.824.882.835 | 158.759.648 | (40.720.059) | 27.594.028 | - | 13.647 | (1.498.010.369) | (1.511.122.753) | 2.421.278.841 | 3.893.798.571 | 3.064.408.474 | 6.958.207.045 |
| Cambios en patrimonio | | | | | | | | | | | | |
| Resultado Integral | | | | | | | | | | | | |
| Ganancia (pérdida) | | | | | | | | | 658.514.150 | 658.514.150 | 454.886.596 | 1.113.400.746 |
| Otro resultado integral | | | (57.187.681) | (30.680.754) | 6.865.655 | (1.836) | (160.850) | (81.165.466) | | (81.165.466) | (47.201.196) | (128.366.662) |
| Resultado integral | | | | | | | | | | 577.348.684 | 407.685.400 | 985.034.084 |
| Emisión de patrimonio | 2.844.397.890 | 1.460.503 | | | | | | | | 2.845.858.393 | | 2.845.858.393 |
| Dividendos | | | | | | | | | (273.024.349) | (273.024.349) | (387.641.111) | (660.665.460) |
| Incremento (disminución) por otros cambios | - | (1.460.503) | - | - | (6.865.655) | - | 74.015.741 | 67.150.086 | 6.865.655 | 72.555.238 | (910.579) | 71.644.659 |
| Incremento (disminución) por cambios las participaciones de subsidiarias que no dan lugar a pérdida de control | | | 41.885.724 | | | | (989.868.008) | (947.982.284) | | (947.982.284) | (744.631.576) | (1.692.613.860) |
| Total de cambios en patrimonio | 2.844.397.890 | - | (15.301.957) | (30.680.754) | - | (1.836) | (916.013.117) | (961.997.664) | 392.355.456 | 2.274.755.682 | (725.497.866) | 1.549.257.816 |
| Saldo Final al 31/12/2013 | 5.669.280.725 | 158.759.648 | (56.022.016) | (3.086.726) | - | 11.811 | (2.414.023.486) | (2.473.120.417) | 2.813.634.297 | 6.168.554.253 | 2.338.910.608 | 8.507.464.861 |
| Estado de Cambios en el Patrimonio | | | | | | | | | | | | |
| Saldo Inicial al 01/01/2012 | 2.824.882.835 | 158.759.648 | 176.622.668 | (310.265) | - | 13.836 | (1.497.208.996) | (1.320.882.757) | 2.232.968.880 | 3.895.728.606 | 2.995.312.585 | 6.891.041.191 |
| Cambios en patrimonio | | | | | | | | | | | | |
| Resultado Integral | | | | | | | | | | | | |
| Ganancia (pérdida) | | | | | | | | | 377.350.521 | 377.350.521 | 515.662.447 | 893.012.968 |
| Otro resultado integral | | | (217.342.727) | 27.904.293 | (742.368) | (189) | 28 | (190.180.963) | | (190.180.963) | (142.979.931) | (333.160.894) |
| Resultado integral | | | | | | | | | | 187.169.558 | 372.682.516 | 559.852.074 |
| Dividendos | | | | | | | | | (188.298.192) | (188.298.192) | (304.068.003) | (492.366.195) |
| Incremento (disminución) por otros cambios | - | - | - | - | 742.368 | - | (801.401) | (59.033) | | (742.368) | (801.401) | 481.376 |
| Total de cambios en patrimonio | - | - | (217.342.727) | 27.904.293 | - | (189) | (801.373) | (190.239.996) | 188.309.961 | (1.930.035) | 69.095.889 | 67.165.854 |
| Saldo Final al 31/12/2012 | 2.824.882.835 | 158.759.648 | (40.720.059) | 27.594.028 | - | 13.647 | (1.498.010.369) | (1.511.122.753) | 2.421.278.841 | 3.893.798.571 | 3.064.408.474 | 6.958.207.045 |

ENERSIS Y SOCIEDADES FILIALES
Estados de Flujos de Efectivo Consolidado Directo

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

(En miles de pesos)

| Estado de Flujo de Efectivo Directo | Nota | enero - diciembre | | |
|---|------|------------------------|------------------------|------------------------|
| | | 2014 M\$ | 2013 M\$ | 2012 M\$ |
| Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación | | | | |
| Clases de cobros por actividades de operación | | | | |
| Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios | | 7.786.425.908 | 6.946.352.718 | 7.421.957.070 |
| Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias | | 53.736.441 | 92.757.838 | 96.444.426 |
| Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas | | 20.348.278 | 74.183.266 | 7.552.852 |
| Otros cobros por actividades de operación | | 793.806.980 | 503.343.750 | 379.638.920 |
| Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación | | | | |
| Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios | | (4.395.777.186) | (3.690.576.400) | (3.899.057.207) |
| Pagos a y por cuenta de los empleados | | (482.784.407) | (448.354.032) | (400.061.812) |
| Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas | | (15.147.534) | (5.782.311) | (8.066.513) |
| Otros pagos por actividades de operación | | (1.418.097.022) | (1.176.355.154) | (1.351.575.914) |
| Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones | | | | |
| Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados) | | (428.343.722) | (381.648.502) | (452.305.887) |
| Otras entradas (salidas) de efectivo | | (216.129.742) | (212.945.529) | (251.163.500) |
| Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación | | 1.698.037.994 | 1.700.975.644 | 1.543.362.435 |
| Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión | | | | |
| Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios | 7.e | 40.861.571 | - | - |
| Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios | 7.c | (37.654.762) | - | - |
| Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades | | 1.126.402.278 | 871.863.989 | - |
| Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades | | (480.297.836) | (1.433.536.193) | (194.093.275) |
| Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos | | (3.315.000) | (5.084.700) | (7.140.000) |
| Préstamos a entidades relacionadas | | - | (4.844.706) | - |
| Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo | | 167.486 | 5.462.527 | 755.445 |
| Compras de propiedades, planta y equipo | | (825.909.425) | (603.413.832) | (517.233.484) |
| Compras de activos intangibles | | (260.500.759) | (169.371.666) | (187.197.935) |
| Recursos por ventas de otros activos a largo plazo | | 2.037.930 | 1.987.002 | 162.992 |
| Compras de otros activos a largo plazo | | (2.952.035) | (2.034.104) | (2.859.668) |
| Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera | | (26.683.724) | (3.485.915) | (2.691.688) |
| Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera | | 16.957.654 | 14.308.008 | 2.013.452 |
| Cobros a entidades relacionadas | | - | 4.895.411 | 2.600.730 |
| Dividendos recibidos | | 13.567.998 | 9.081.705 | 7.539.711 |
| Intereses recibidos | | 93.410.873 | 92.176.821 | 56.681.895 |
| Otras entradas (salidas) de efectivo | | 44.220.761 | (1.891.436) | (674.255) |
| Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión | | (299.686.990) | (1.223.887.089) | (842.136.080) |
| Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación | | | | |
| Importes procedentes de la emisión de acciones | | 8.783.766 | 1.130.817.519 | - |
| Pagos por cambios en las participaciones en la propiedad en subsidiarias que no dan lugar a la pérdida de control | | (385.132.160) | - | - |
| Total importes procedentes de préstamos | | 774.199.941 | 530.735.256 | 501.199.355 |
| Importes procedentes de préstamos de largo plazo | | 740.518.825 | 487.162.501 | 400.797.521 |
| Importes procedentes de préstamos de corto plazo | | 33.681.116 | 43.572.755 | 100.401.834 |
| Préstamos de entidades relacionadas | | - | 693.084 | - |
| Pagos de préstamos | | (622.496.486) | (563.049.681) | (645.675.778) |
| Pagos de pasivos por arrendamientos financieros | | (16.559.995) | (9.388.183) | (25.491.730) |
| Pagos de préstamos a entidades relacionadas | | (17.236.440) | - | - |
| Dividendos pagados | | (632.808.121) | (482.046.152) | (547.081.888) |
| Intereses pagados | | (246.769.836) | (230.584.133) | (253.478.855) |
| Otras entradas (salidas) de efectivo | | (145.440.332) | (40.412.354) | (41.745.935) |
| Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación | | (1.283.459.663) | 336.765.356 | (1.012.274.831) |
| Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios | | 114.891.341 | 813.853.911 | (311.048.476) |
| Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo | | | | |
| Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo | | (16.503.717) | (23.298.403) | (60.803.672) |
| Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo | | 98.387.624 | 790.555.508 | (371.852.148) |
| Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período | 7 | 1.606.387.569 | 815.832.061 | 1.187.684.209 |
| Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período | 7. d | 1.704.775.193 | 1.606.387.569 | 815.832.061 |

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

| | | |
|-------|---|----|
| 1. | ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO..... | 11 |
| 2. | BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS | 12 |
| 2.1 | Principios contables..... | 12 |
| 2.2 | Nuevos pronunciamientos contables..... | 12 |
| 2.3 | Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas..... | 15 |
| 2.4 | Entidades filiales..... | 16 |
| 2.4.1 | Variaciones del perímetro de consolidación..... | 16 |
| 2.4.2 | Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%..... | 17 |
| 2.4.3 | Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%..... | 17 |
| 2.5 | Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos | 17 |
| 2.6 | Principios de consolidación y combinaciones de negocio..... | 18 |
| 3. | CRITERIOS CONTABLES APLICADOS | 20 |
| a) | Propiedades, planta y equipo..... | 20 |
| b) | Propiedad de inversión..... | 22 |
| c) | Plusvalía..... | 22 |
| d) | Activos intangibles distintos de la plusvalía..... | 22 |
| d.1) | Concesiones..... | 23 |
| d.2) | Gastos de investigación y desarrollo..... | 24 |
| d.3) | Otros activos intangibles..... | 24 |
| e) | Deterioro del valor de los activos..... | 24 |
| e.1) | Activos no financieros (excepto inventarios y activos por impuestos diferidos)..... | 24 |
| e.2) | Activos financieros..... | 25 |
| f) | Arrendamientos..... | 25 |
| g) | Instrumentos financieros..... | 26 |
| g.1) | Activos financieros no derivados..... | 26 |
| g.2) | Efectivo y otros medios líquidos equivalentes..... | 27 |
| g.3) | Pasivos financieros excepto derivados..... | 27 |
| g.4) | Derivados y operaciones de cobertura..... | 27 |
| g.5) | Valor razonable de los instrumentos derivados..... | 28 |
| g.6) | Baja de activos y pasivos financieros..... | 28 |
| g.7) | Compensación de activos y pasivos financieros..... | 29 |
| h) | Medición del valor razonable..... | 29 |
| i) | Inversiones contabilizadas por el método de participación..... | 29 |
| j) | Inventarios..... | 30 |
| k) | Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas..... | 30 |
| l) | Acciones propias en cartera..... | 30 |
| m) | Provisiones..... | 30 |
| m.1) | Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares..... | 31 |
| n) | Conversión de saldos en moneda extranjera..... | 31 |
| o) | Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes..... | 32 |
| p) | Impuesto a las ganancias..... | 32 |
| q) | Reconocimiento de ingresos y gastos..... | 33 |
| r) | Ganancia (pérdida) por acción..... | 33 |
| s) | Dividendos..... | 33 |
| t) | Gastos de emisión y colocación de acciones..... | 34 |
| u) | Estado de flujos de efectivo..... | 34 |
| 4. | REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO..... | 35 |
| 4.1 | Marco regulatorio:..... | 35 |

| | | |
|-------|--|----|
| 4.2 | Revisiones tarifarias:..... | 40 |
| 5. | COMBINACIÓN DE NEGOCIOS – ADQUISICIÓN DE GASATACAMA | 43 |
| 6. | AUMENTO DE CAPITAL | 46 |
| 7. | EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO..... | 48 |
| 8. | OTROS ACTIVOS FINANCIEROS..... | 49 |
| 9. | CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR..... | 49 |
| 10. | SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS..... | 51 |
| 10.1 | Saldos y transacciones con entidades relacionadas..... | 51 |
| a) | Cuentas por cobrar a entidades relacionadas..... | 51 |
| b) | Cuentas por pagar a entidades relacionadas..... | 52 |
| c) | Transacciones más significativas y sus efectos en resultados: | 53 |
| 10.2 | Directorio y personal clave de la gerencia | 54 |
| 10.3 | Retribución del personal clave de la gerencia..... | 56 |
| a) | Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia | 56 |
| b) | Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia. | 56 |
| 10.4 | Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción..... | 56 |
| 11. | INVENTARIOS..... | 57 |
| 12. | ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS..... | 57 |
| 13. | ACTIVOS NO CORRIENTES O GRUPOS DE ACTIVOS PARA SU DISPOSICIÓN CLASIFICADOS COMO MANTENIDOS PARA LA VENTA..... | 58 |
| 14. | INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN..... | 59 |
| 14.1. | Inversiones contabilizadas por el método de participación | 59 |
| 15. | ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA..... | 61 |
| 16. | PLUSVALÍA..... | 63 |
| 17. | PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO..... | 65 |
| 18. | PROPIEDAD DE INVERSIÓN..... | 68 |
| 19. | IMPUESTOS DIFERIDOS..... | 70 |
| 20. | OTROS PASIVOS FINANCIEROS..... | 73 |
| 20.1 | Préstamos que devengan intereses..... | 73 |
| 20.2 | Obligaciones No Garantizadas | 75 |
| 20.3 | Obligaciones Garantizadas | 75 |
| 20.4 | Deuda de cobertura..... | 79 |
| 20.5 | Otros aspectos..... | 79 |
| 21. | POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS..... | 79 |
| 21.1 | Riesgo de tasa de interés..... | 79 |
| 21.2 | Riesgo de tipo de cambio..... | 80 |
| 21.3 | Riesgo de commodities..... | 80 |
| 21.4 | Riesgo de liquidez..... | 81 |
| 21.5 | Riesgo de crédito..... | 81 |
| 22. | INSTRUMENTOS FINANCIEROS..... | 83 |
| 22.1 | Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría..... | 83 |
| 22.2 | Instrumentos derivados..... | 84 |
| 22.3 | Jerarquías del valor razonable..... | 86 |
| 23. | CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES..... | 87 |
| 24. | PROVISIONES..... | 88 |
| 25. | OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO..... | 89 |
| 25.1 | Aspectos generales: | 89 |
| 25.2 | Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros: | 89 |
| 26. | PATRIMONIO..... | 94 |
| 26.1 | Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora..... | 94 |
| 26.2 | Reservas por diferencias de cambio por conversión..... | 96 |
| 26.3 | Gestión del capital..... | 96 |
| 26.4 | Restricciones a la disposición de fondos de las filiales..... | 96 |

| | | |
|------|---|-----|
| 26.5 | Otras Reservas..... | 96 |
| 26.6 | Participaciones no controladoras..... | 97 |
| 27. | INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS..... | 100 |
| 28. | MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS..... | 100 |
| 29. | GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS..... | 101 |
| 30. | GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO..... | 101 |
| 31. | OTROS GASTOS POR NATURALEZA..... | 101 |
| 32. | OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS)..... | 102 |
| 33. | RESULTADO FINANCIERO..... | 102 |
| 34. | IMPUESTO A LAS GANANCIAS..... | 103 |
| 35. | INFORMACIÓN POR SEGMENTO..... | 104 |
| 35.1 | Criterios de segmentación..... | 104 |
| 35.2 | Generación y Transmisión, Distribución y otros..... | 105 |
| 35.3 | Países..... | 108 |
| 35.4 | Generación y Transmisión, y Distribución por países..... | 111 |
| 36. | GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS..... | 117 |
| 36.1 | Garantías directas..... | 117 |
| 36.2 | Garantías Indirectas..... | 117 |
| 36.3 | Litigios y arbitrajes..... | 118 |
| 36.4 | Restricciones financieras..... | 134 |
| 36.5 | Otras informaciones..... | 139 |
| 37. | DOTACIÓN..... | 142 |
| 38. | SANCIONES..... | 142 |
| 39. | MEDIO AMBIENTE..... | 155 |
| 40. | INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES..... | 155 |
| 41. | HECHOS POSTERIORES..... | 157 |
| | ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS:..... | 160 |
| | ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN:..... | 162 |
| | ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS:..... | 163 |
| | ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA:..... | 164 |
| | ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA:..... | 169 |
| | ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 03 DE FEBRERO DE 2012:..... | 171 |
| | ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES:..... | 174 |
| | ANEXO N°6.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA:..... | 178 |
| | ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES:..... | 179 |

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y 2013.

(En miles de pesos)

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO

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

Enersis S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, con el N° 0175. Además, está registrada en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica y en la Comisión Nacional del Mercado de Valores de España; sus acciones se transan en el New York Stock Exchange desde 1993 y en Latibex desde 2001.

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

La Sociedad fue constituida, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. en 1981. Posteriormente se modificaron los estatutos, y la existencia de nuestra compañía bajo su actual nombre, Enersis S.A., data desde el 1 de agosto de 1988. Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo Rol Único Tributario N° 94.271.000-3.

La dotación del Grupo alcanzó los 12.275 trabajadores al 31 de diciembre de 2014. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2014 fue de 11.931 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica, ver Nota 37.

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

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

Los estados financieros consolidados de Enersis correspondientes al ejercicio 2013 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 7 de febrero de 2014, y posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas, celebrada con fecha 23 de abril de 2014, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

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

2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.1 Principios contables.

Los estados financieros consolidados de Enersis al 31 de diciembre de 2014, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 29 de enero de 2015, han sido preparados de acuerdo a instrucciones y normas emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS), las cuales se componen de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), más instrucciones específicas dictadas por la SVS.

De existir discrepancias entre las NIIF y las instrucciones de la SVS, priman estas últimas sobre las primeras. Al 31 de diciembre de 2014, la única instrucción de la SVS que contraviene las NIIF se refiere al registro particular de efectos sobre impuestos diferidos en las compañías Chilenas del Grupo Enersis. (ver Nota 3.p y 19c).

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Enersis y filiales al 31 de diciembre de 2014 y 2013, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012.

Estos estados financieros consolidados presentan de forma voluntaria las cifras correspondientes al año 2012 del estado de resultados integrales consolidado, estado de flujos de efectivo consolidado, estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, y sus correspondientes notas.

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

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

2.2 Nuevos pronunciamientos contables.

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

| Normas, Interpretaciones y Enmiendas | Aplicación obligatoria para: |
|---|---|
| <p>Enmienda a NIC 32: Instrumentos financieros: Presentación</p> <p><i>Aclara los requisitos para la compensación de activos financieros y pasivos financieros, con el fin de eliminar las inconsistencias de la aplicación del actual criterio de compensaciones de NIC 32.</i></p> | <p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2014.</p> |
| <p>Enmiendas a NIIF 10, 12 y NIC 27: Entidades de Inversión</p> <p><i>Bajo los requerimientos de la NIIF 10, las entidades informantes están obligadas a consolidar todas las sociedades sobre las cuales poseen control. La enmienda establece una excepción a estos requisitos, permitiendo que las Entidades de Inversión midan sus inversiones a valor razonable con cambio en resultados de acuerdo a NIIF 9, en lugar de consolidarlas.</i></p> | <p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2014.</p> |

| Normas, Interpretaciones y Enmiendas | Aplicación obligatoria para: |
|--|---|
| <p>CINIIF 21: Gravámenes</p> <p><i>Esta interpretación de la NIC 37 "provisiones, activos contingentes y pasivos contingentes", proporciona una guía sobre cuándo una entidad debe reconocer un pasivo por un gravamen impuesto por el gobierno, distinto al impuesto a la renta, en sus estados financieros.</i></p> | <p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2014.</p> |
| <p>Enmienda a NIC 36: Deterioro del valor de los activos</p> <p><i>La enmienda aclara el alcance de las revelaciones sobre el valor recuperable de los activos deteriorados, limitando los requerimientos de información al monto recuperable que se basa en el valor razonable menos los costos de disposición.</i></p> | <p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2014.</p> |
| <p>Enmienda a NIC 39: Instrumentos Financieros: Reconocimiento y medición</p> <p><i>A través de esta enmienda, se incorpora en la Norma los criterios que se deben cumplir para no suspender la contabilidad de coberturas, en los casos en que el instrumento de cobertura sufre una novación.</i></p> | <p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2014.</p> |

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

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2015 y siguientes:

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

| Normas, Interpretaciones y Enmiendas | Aplicación obligatoria para: |
|---|--|
| <p>NIIF 9: Instrumentos Financieros</p> <p><i>Corresponde a la versión final de la norma, publicada en julio de 2014, y completa el proyecto del IASB de reemplazar a la NIC 39 "Instrumentos financieros: reconocimiento y medición". Este proyecto fue dividido en tres etapas:</i></p> <p><i>Fase 1 - Clasificación y medición de los activos y pasivos financieros: introduce un enfoque lógico para la clasificación de los activos financieros, basado en las características del flujo de efectivo y en el modelo de negocio. Este nuevo modelo también resulta en un único modelo de deterioro para todos los instrumentos financieros.</i></p> <p><i>Fase 2 - Metodología del deterioro de valor: con el objetivo de reconocer las pérdidas crediticias de manera oportuna, la norma exige a las entidades dar cuenta de las pérdidas crediticias esperadas desde el momento en que los instrumentos financieros son reconocidos en los estados financieros.</i></p> <p><i>Fase 3 - Contabilidad de coberturas: establece un nuevo modelo que está orientado a reflejar una mejor alineación entre la contabilidad y la gestión de los riesgos. Se incluyen además mejoras en las revelaciones requeridas.</i></p> <p><i>Esta versión final de la NIIF 9 reemplaza a las versiones anteriores de la norma.</i></p> | <p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2018</p> |

| Normas, Interpretaciones y Enmiendas | Aplicación obligatoria para: |
|---|---|
| <p>NIIF 14: Cuentas regulatorias diferidas</p> <p><i>El objetivo de este estándar intermedio es reducir las barreras a la adopción de las NIIF por parte de entidades que desarrollan actividades de tarifa regulada. Esta norma permite a quienes adoptan por primera vez las NIIF, y que cumplan los requisitos, continuar con sus anteriores políticas de contabilidad PCGA relacionadas con tarifa regulada, y establece requerimientos específicos de presentación de saldos y de revelaciones de información.</i></p> | <p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p> |
| <p>NIIF 15: Ingresos procedentes de contratos con clientes</p> <p><i>Esta nueva norma es aplicable a todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros. Su objetivo es mejorar la comparabilidad de la información financiera, proporcionando un nuevo modelo para el reconocimiento de ingresos y requerimientos más detallados para contratos con elementos múltiples. A demás exige un mayor desglose de información. Esta norma reemplazará a las NIC 11 y NIC 18, y a las interpretaciones relacionadas con ellas (CINIIF 13, CINIIF 15, CINIIF 18 y SIC 31).</i></p> | <p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2017</p> |
| <p>Enmienda a NIC 19: Beneficios a los empleados</p> <p><i>Esta modificación al alcance de la NIC tiene por objetivo simplificar la contabilidad de las contribuciones que son independientes de los años de servicio del empleado, por ejemplo, contribuciones de los empleados que se calculan de acuerdo a un porcentaje fijo del sueldo.</i></p> | <p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2014.</p> |
| <p>Mejoras a las NIIF (Ciclos 2010-2012 y 2011-2013)</p> <p><i>Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 2, NIIF 3, NIIF 8, NIIF 13, NIC 16, NIC 24, NIC 38 y NIC 40.</i></p> | <p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2014</p> |
| <p>Enmienda a NIIF 11: Acuerdos Conjuntos</p> <p><i>Esta enmienda requiere que los principios relevantes de la contabilidad de las combinaciones de negocios, contenidos en la NIIF 3 y otros estándares, deben ser aplicados en la contabilidad para la adquisición de un interés en una operación conjunta, cuando la operación constituye un negocio.</i></p> | <p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p> |
| <p>Enmienda a NIC 16 y NIC 38: Métodos aceptables de depreciación y amortización</p> <p><i>La enmienda a NIC 16 prohíbe de manera explícita la depreciación basada en los ingresos ordinarios para propiedades, plantas y equipos. En el caso de la NIC 38, la enmienda introduce la presunción refutable de que para los activos intangible el método de amortización basado en los ingresos ordinarios es inapropiado, estableciendo dos excepciones limitadas.</i></p> | <p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p> |
| <p>Mejoras a las NIIF (Ciclo 2012-2014)</p> <p><i>Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 5, NIIF 7, NIC 19 y NIC 34.</i></p> | <p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p> |
| <p>Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos</p> <p><i>La enmienda corrige una inconsistencia existente entre la NIIF 10 y la NIC 28 respecto al tratamiento contable de la venta y aportaciones entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto.</i></p> | <p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p> |

| Normas, Interpretaciones y Enmiendas | Aplicación obligatoria para: |
|--|---|
| <p>Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los estados financieros separados</p> <p><i>Permite a las entidades utilizar el método de la participación para contabilizar las inversiones en filiales, negocios conjuntos y asociadas en sus estados financieros separados. El objetivo de esta enmienda es minimizar los costos de cumplir con las NIIF, especialmente para quienes aplican NIIF por primera vez, sin reducir la información disponible para los inversores.</i></p> | <p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p> |
| <p>Enmienda a NIC 1: Iniciativa de Divulgación</p> <p><i>El IASB emitió enmiendas a la NIC 1, como parte de su principal iniciativa para mejorar la presentación y revelación de información en los estados financieros. Estas modificaciones están diseñadas para alentar aún más a las empresas a aplicar el juicio profesional para determinar qué tipo de información revelar en sus estados financieros.</i></p> | <p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p> |
| <p>Enmienda a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28: Entidades de inversión, aplicación de la excepción de consolidación</p> <p><i>Las modificaciones de alcance restringido introducen aclaraciones a los requisitos para la contabilización de las entidades de inversión. Las modificaciones también proporcionan alivio en circunstancias particulares, lo que reducirá los costos de la aplicación de las Normas.</i></p> | <p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016.</p> |

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

2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas.

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

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

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

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

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos y plusvalías o fondos de comercio (ver Nota 3.e).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 3.m.1 y 25).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.d).

- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.g.5 y 22).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores.
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver anexo 6.2).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.m).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados. (ver Nota 3.p).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios

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

2.4 Entidades filiales.

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

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

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

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

2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación.

Con fecha 30 de diciembre de 2014, Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda., filial de Enersis, concretó la venta de la totalidad de sus participaciones sociales, directas e indirectas, en las compañías Construcciones y Proyectos Los Maitenes S.A. y Aguas Santiago Poniente S.A. El precio de venta de estas participaciones sociales ascendió a M\$ 57.173.143, monto que fue pagado al contado en la misma fecha. (ver nota 32).

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

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

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

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

Durante el ejercicio 2013, ingresaron al perímetro de consolidación del Grupo Enersis las siguientes sociedades: Generalima S.A.C., Eléctrica Cabo Blanco S.A.C., Empresa Eléctrica de Piura S.A., Endesa Cemsa S.A., Inversora Dock Sud S.A. y Central Dock Sud S.A. Todas ellas aportadas por Endesa, S.A., como parte del proceso de aumento de capital que Enersis concretó en marzo de 2013 (ver nota 6 y 26.1.1).

El ingreso de estas compañías al perímetro de consolidación del Grupo Enersis supuso un aumento en el estado de situación financiera consolidado de M\$110.222.618 en los activos corrientes, M\$163.196.934 en los activos no corrientes, M\$180.637.895 en los pasivos corrientes y de M\$54.241.781 en los pasivos no corrientes.

2.4.2 Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%.

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

2.4.3 Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%.

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

2.5 Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos

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

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

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

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

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

2.6 Principios de consolidación y combinaciones de negocio.

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

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

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

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

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

Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, el grupo informará los valores provisionales registrados. Durante el período de medición, un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retroactivamente los importes provisionales reconocidos y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento.

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

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" y "Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integrales consolidado.
3. La conversión de los estados financieros de las sociedades extranjeras con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:
 - a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
 - b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio medio del período (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).
 - c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.
 - d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión" dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 26.2).
4. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
5. Los cambios en la participación en las sociedades filiales que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de

las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

6. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método “pooling interest”. Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas.

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

3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

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

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

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

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define período sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión. La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y varió en un rango comprendido entre 7,5% y un 10,8% al 31 de diciembre de 2014 (7,25% y 9,31% al 31 de diciembre de 2013). El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 56.918.667, M\$ 30.325.539 y M\$ 26.477.369 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente (ver Nota 33).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 65.229.258, M\$ 48.087.586 y M\$ 32.925.771 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente.
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 24).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

| | Intervalo de años de vida útil estimada |
|--|---|
| Instalaciones de generación: | |
| Centrales hidráulicas | |
| Obra civil | 35-65 |
| Equipo electromecánico | 10-85 |
| Centrales de carbón / fuel | 25-40 |
| Centrales de ciclo combinado | 10-35 |
| Renovables | 35 |
| Instalaciones de transporte y distribución: | |
| Red de alta tensión | 10-80 |
| Red de baja y media tensión | 7-62 |
| Equipos de medida y telecontrol | 3-76 |
| Otras instalaciones | 4-25 |
| Instalaciones de transporte de gas natural | |
| Gasoductos | 35 |

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

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

| Empresa titular de la concesión | País | Año de inicio de la concesión | Plazo de la concesión | Período restante hasta caducidad |
|---|-----------|-------------------------------|-----------------------|----------------------------------|
| Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur (Distribución) | Argentina | 1992 | 95 años | 73 años |
| Hidroeléctrica El Chocón S.A. (Generación) | Argentina | 1993 | 30 años | 9 años |
| Transportadora de Energía S.A. (Transporte) | Argentina | 2002 | 85 años | 73 años |
| Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte) | Argentina | 2000 | 87 años | 73 años |
| Central Eléctrica Cachoeira Dourada S.A. (Generación) | Brasil | 1997 | 30 años | 13 años |
| Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A. (Generación) | Brasil | 2001 | 30 años | 17 años |
| Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN - Línea 1) | Brasil | 2000 | 20 años | 6 años |
| Compañía de Interconexión Energética S.A. CIEN (Línea 2) | Brasil | 2002 | 20 años | 8 años |

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

La administración del Grupo evaluó las casuísticas específicas de cada una de las concesiones descritas anteriormente, que varían unas de otras dependiendo el país, negocio y jurisprudencia legal, y concluyó que, con excepción de CIEN, no existen factores determinantes que indiquen que el concedente, que en todos los casos corresponde a un ente gubernamental, tiene el control sobre la infraestructura y, simultáneamente, puede determinar de forma permanente el precio del servicio. Estos requisitos son indispensables para aplicar la CINIIF 12, interpretación que establece cómo registrar y valorizar cierto tipo de concesiones (las que son del alcance de esta norma se presentan en Nota 3.d.1).

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

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

b) Propiedad de inversión.

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

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

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

c) Plusvalía.

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

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

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

d) Activos intangibles distintos de la plusvalía.

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

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

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

d.1) Concesiones.

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

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

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

Los gastos financieros se activan siguiendo los criterios establecidos en la letra a) de esta Nota, siempre y cuando el operador de la concesión tenga un derecho contractual para recibir un activo intangible. Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 no se activaron gastos financieros.

Adicionalmente, durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso por un monto de M\$ 12.046.728, M\$ 13.877.942 y M\$ 15.741.611, respectivamente.

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

| Empresa titular de la concesión | País | Año de inicio de la concesión | Plazo de la concesión | Período restante hasta caducidad |
|---|--------|-------------------------------|-----------------------|----------------------------------|
| Ampla Energia e Serviços S.A. (*) (Distribución) | Brasil | 1996 | 30 años | 12 años |
| Companhia Energética do Ceará S.A. (*) (Distribución) | Brasil | 1997 | 30 años | 13 años |

(*) Considerando que una parte de los derechos adquiridos por las filiales son incondicionales, se ha reconocido un activo financiero disponibles para la venta (ver Nota 3.g.1 y Nota 8)

d.2) Gastos de investigación y desarrollo.

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

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

d.3) Otros activos intangibles.

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

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

e) Deterioro del valor de los activos.

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

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

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

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

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

Estas proyecciones cubren, en general, los próximos diez años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate. Al cierre de 2014 y 2013, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones fueron las que a continuación se detallan:

| País | Moneda | Tasas de crecimiento (g) | |
|-----------|-------------------|--------------------------|-------------|
| | | 2014 | 2013 |
| Chile | Peso chileno | 2,2% - 5,0% | 2,2% - 5,3% |
| Argentina | Peso argentino | 6,9% - 7,7% | 8,6% - 9,0% |
| Brasil | Real brasileño | 5,0% - 5,9% | 5,1% - 6,1% |
| Perú | Nuevo sol peruano | 3,4% - 4,4% | 3,6% - 4,6% |
| Colombia | Peso colombiano | 4,3% - 5,3% | 4,3% - 5,3% |

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

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

| País | Moneda | 2014 | | 2013 | |
|-----------|-------------------|--------|--------|--------|--------|
| | | Mínimo | Máximo | Mínimo | Máximo |
| Chile | Peso chileno | 7,9% | 13,0% | 7,8% | 16,3% |
| Argentina | Peso argentino | 23,3% | 38,9% | 39,2% | 44,4% |
| Brasil | Real brasileño | 9,7% | 22,7% | 9,0% | 18,8% |
| Perú | Nuevo Sol peruano | 7,3% | 14,3% | 7,3% | 13,9% |
| Colombia | Peso colombiano | 8,0% | 13,3% | 8,5% | 14,2% |

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

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

e.2) Activos financieros.

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

- En el caso de los que tienen origen comercial, tanto en el segmento de generación y transmisión como en el de distribución de energía eléctrica, las sociedades del Grupo tienen definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, que se aplica con carácter general, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad, como puede ser el caso de montos por cobrar a entidades públicas (ver Nota 9) .
- Para el caso de los saldos a cobrar con origen financiero, la determinación de la necesidad de deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, sin que a la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados existan activos financieros vencidos por monto significativo que no tengan origen comercial (ver Notas 8 y 22).

f) Arrendamientos.

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

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

Los arrendamientos financieros en los que el Grupo actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo según su naturaleza y un pasivo por el mismo monto e igual al valor razonable del bien arrendado, o bien al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento, si éste fuera menor. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se dividen entre gasto financiero y reducción de la deuda. El gasto financiero se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de

arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. El activo se deprecia en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

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

g) Instrumentos financieros.

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

g.1) Activos financieros no derivados.

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

- **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 a mantener hasta su vencimiento:** Aquellas que el Grupo tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento, se contabilizan al costo amortizado según se ha definido en el párrafo anterior.
- **Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:** Incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.
- **Activos financieros disponibles para la venta:** Son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las tres categorías anteriores, correspondiendo casi en su totalidad a inversiones financieras en instrumentos de patrimonio y activos financieros de acuerdo a CINIIF 12 “Acuerdos de concesión de servicios” (ver Nota 8).

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

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

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

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

g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.

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

g.3) Pasivos financieros excepto derivados.

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

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

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

g.4) Derivados y operaciones de cobertura.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

g.5) Valor razonable de los instrumentos derivados.

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

- Para los derivados cotizados en un mercado activo, por su cotización al cierre del ejercicio.
- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, 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 del ejercicio, 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.

g.6) Baja de activos y pasivos financieros.

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

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

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

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

g.7) Compensación de activos y pasivos financieros.

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

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

h) Medición del valor razonable.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

i) Inversiones contabilizadas por el método de participación.

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

Según el método de participación, la inversión en una asociada o negocio conjunto se registra inicialmente al costo. A partir de la fecha de adquisición, se registra la inversión en el estado de situación financiera por la

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

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

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

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

j) Inventarios.

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

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

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

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

Los activos no corrientes mantenidos para la venta y los componentes de los grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta se presentan en el estado de situación financiera consolidado de la siguiente forma: Los activos en una única línea denominada "Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta" y los pasivos también en una única línea denominada "Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta".

A su vez, el Grupo considera actividades interrumpidas las líneas de negocio significativas y separables que se han vendido o se han dispuesto de ellas por otra vía o bien que reúnen las condiciones para ser clasificadas como mantenidas para la venta, incluyendo, en su caso, aquellos otros activos que junto con la línea de negocio forman parte del mismo plan de venta. Asimismo, se consideran actividades interrumpidas aquellas entidades adquiridas exclusivamente con la finalidad de revenderlas.

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

l) Acciones propias en cartera.

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

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

m) Provisiones.

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para el Grupo, cuyo monto y momento de cancelación son inciertos, se registran en el estado de situación financiera como provisiones

por el valor actual del monto más probable que se estima que el Grupo tendrá que desembolsar para cancelar la obligación.

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

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

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

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

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

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

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

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

n) Conversión de saldos en moneda extranjera.

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

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

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

o) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.

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

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

p) Impuesto a las ganancias.

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

Como excepción al criterio antes descrito y conforme a lo establecido en el Oficio Circular N° 856 de la SVS, emitido con fecha 17 de octubre de 2014, las variaciones en los activos y pasivos por impuestos diferidos que surgen como consecuencia del incremento progresivo en la tasa de impuesto a las ganancias introducido por la Ley 20.780, de fecha 29 de septiembre de 2014, y que afectan las compañías Chilenas del Grupo Enersis, han sido registradas directamente en Patrimonio (ganancias acumuladas). (ver nota 19c).

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

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

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

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en filiales, asociadas y negocios conjuntos, en las cuales 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, con objeto de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose las oportunas correcciones a los mismos de acuerdo con el resultado del citado análisis.

Los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos se presentan en forma neta en el estado de situación financiera, si se tiene el derecho legalmente exigible de compensar activos por impuestos corrientes

contra pasivos por impuestos corrientes, y sólo si estos impuestos diferidos se relacionan con impuestos sobre las ganancias correspondientes a la misma autoridad fiscal.

q) Reconocimiento de ingresos y gastos.

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

Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias del Grupo durante el período, siempre que dicha entrada de beneficios provoque un incremento en el patrimonio total que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio y estos beneficios puedan ser valorados con fiabilidad. Los ingresos ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos.

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

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

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

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

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

Los criterios de reconocimiento de ingresos y gastos mencionados son aplicados a todas las líneas de negocios del Grupo Enersis.

r) 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 medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder del Grupo, si en alguna ocasión fuere el caso.

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

s) Dividendos.

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

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

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

t) Gastos de emisión y colocación de acciones.

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

u) Estado de flujos de efectivo.

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

4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

4.1 Marco regulatorio:

Chile

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

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

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

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

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

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

(i) Empresas Distribuidoras para el suministro a sus Clientes regulados: Corresponden a aquellos consumidores residenciales, comerciales, pequeña y mediana industria, con una potencia conectada igual o inferior a 500 kW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora. Clientes con consumos entre 500 kW y 2.000 kW⁽¹⁾ pueden elegir su condición entre libres y regulados. Hasta 2009, el precio de la energía de transferencia entre las compañías generadoras y distribuidoras para el abastecimiento de clientes regulados tenía un valor máximo que se denomina precio de nudo, el que es regulado por el Ministerio de Energía. Los precios de nudo son determinados cada seis meses (abril y octubre), en función de un informe elaborado por la CNE, sobre la base de las proyecciones de los costos marginales esperados del sistema en los siguientes 48 meses, en el caso del SIC, y de 24 meses, en el del SING. A partir de 2010, y a medida que la vigencia de los contratos a precio de nudo se van extinguiendo, este precio de transferencia entre las empresas generadoras y distribuidoras es reemplazado por el resultado de licitaciones que se llevan a cabo en un proceso regulado, con un precio máximo definido por la autoridad cada seis meses.

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

(ii) Clientes libres: Corresponden a aquella parte de la demanda que tiene una potencia conectada mayor a 2.000 kW (ver nota de pie de página N° 1), principalmente industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia entre 500 y 2.000 KW (ver nota de pie de página N° 1), como se señaló en el punto anterior, tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus proveedores -o bien-, seguir sometidos a precios regulados, con un período de permanencia mínima de cuatro años en cada régimen.

(iii) Mercado Spot o de corto plazo: Corresponde a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras, que resultan de la coordinación realizada por el CDEC para lograr la operación económica del sistema, y los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del CDEC. Para el caso de la energía, las transferencias son valoradas al costo marginal. Para la potencia, al precio de nudo correspondiente, según ha sido fijado semestralmente por la autoridad.

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

A partir de 2010, con la promulgación de la Ley 20.018, las empresas distribuidoras deben disponer del suministro permanentemente para el total de su demanda proyectada a tres años, para lo cual se deben realizar licitaciones públicas de largo plazo.

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

El 29 de septiembre ha sido aprobada la Reforma Tributaria en la que destaca la creación del denominado impuesto verde que gravará las emisiones al aire de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NOx), dióxido de azufre (SO₂) y dióxido de carbono (CO₂). Para las emisiones de CO₂, el impuesto será equivalente a 5 US\$/tonelada.

Argentina

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

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

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

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

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

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

En Mayo de 2013 las generadoras del Grupo (Endesa Costanera, e Hidroeléctrica El Chocón) adhirieron a los términos de la Resolución SE 95/2013.

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

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

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

Brasil

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

Respecto de los planes indicativos de las autoridades, a partir de las necesidades de contratación declaradas por los agentes de Distribución, el Ministerio de Energía participa en la expansión del sistema eléctrico, definiendo, por un lado, las cuotas de capacidad por tecnología y promoviendo, por otro, licitaciones separadas para energías térmicas, hidráulicas o renovables o directamente licitando proyectos específicos. Por otro lado, la coordinación de la operación se realiza de manera centralizada, donde un operador independiente coordina el despacho de carga centralizado basado en costos variables de producción y busca garantizar el abastecimiento de la demanda a mínimo costo para el sistema. El precio al cual se liquidan las transacciones del mercado spot se denomina Precio de Liquidación de las Diferencias —PLD—, el cual tiene en cuenta la curva de aversión al riesgo de los agentes. Los agentes de Generación están habilitados para vender su energía mediante contratos en el mercado regulado o en el mercado libre y transar sus excedentes/déficits a través del mercado spot. El mercado libre apunta al segmento de grandes usuarios, con límite 3.000 kW o 500 kW si compran ERNC.

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

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

El principal efecto del nuevo límite es reducir el impacto financiero de las distribuidoras a posibles riesgos futuros de exposición contractual de energía al mercado spot, donde en 2014 el precio spot estuvo al máximo en gran parte del

año. Desde el punto de vista de generación el nuevo precio máximo también resulta en mitigación de riesgos de exposición económica y financiera no recuperable, cuando la producción está por debajo de los valores contractuales. Por otro lado se reduce la posibilidad de vender energía libre con mayores precios, los generadores hoy pueden dividir su energía libre entre los meses del año (sazonalización) de modo a poder potenciar sus ingresos poniendo más energía en los meses donde se prevé mayores precios, con la bajada del techo.

Los mecanismos regulatorios aseguran la creación de activos regulatorios, cuya recomposición tarifaria para los déficits en 2014, ocurrirá a partir de los reajustes tarifarios en 2015 (Marzo para Ampla y Abril para Coelce). Dicho mecanismo existe desde 2001, y se llama Cuenta de Compensación de Valores de la Parcela A (CVA).

El 10 de Diciembre de 2014, fue firmado un addendum al contrato de concesión de las distribuidoras en Brasil (Ampla y Coelce), 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.

Colombia

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

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

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

El sector eléctrico se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores pueden transar la energía por medio de contratos bilaterales o a través de un mercado de corto plazo denominado bolsa de energía, que opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda. Además, para promover la expansión del sistema, se realizan subastas de largo plazo de Energía Firme, dentro del esquema de Cargo por 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 (Osinermin) y su Reglamento y el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, son las normas principales que integran el marco regulatorio para el desarrollo de las actividades eléctricas en Perú.

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

La expansión de la transmisión debe ser planificada mediante un Plan de Transmisión de carácter vinculante, elaborado por el COES SINAC y aprobado por el Ministerio de Energía y Minas previa opinión favorable de Osinermin. Se distinguen dos tipos de instalaciones: a) El Sistema Garantizado de Transmisión, que es

remunerado por la demanda y b) El Sistema Complementario de Transmisión, que es remunerado en forma compartida por los generadores y la demanda.

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

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

La formación del precio spot en Perú no refleja necesariamente los costos del sistema, al definirse un costo marginal idealizado, considerando que no existen las actuales restricciones del sistema de transporte de gas y electricidad; y, de la misma forma, al definir un precio techo para el mercado. Esto fue establecido en una normativa de emergencia surgida en 2008 (Decreto de Urgencia 049 de 2008) y se mantendrá, al menos, hasta finales de 2016.

Energías renovables no convencionales

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

Límites a la integración y concentración.

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

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, distribución, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de transmisión es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. En efecto, en Argentina, Chile y Colombia hay restricciones específicas para que las compañías generadoras o distribuidoras puedan ser accionistas mayoritarias de empresas de transmisión.

En cuanto a la concentración en un sector específico, en Argentina no se establece límites específicos a la integración vertical u horizontal. En Chile no se establecen límites cuantitativos específicos a la integración vertical u horizontal, sin perjuicio de la normativa sobre libre competencia. Por otro lado, la Ley General de Servicios Eléctricos establece que las empresas operadoras o propietarias de los Sistemas de Transmisión Troncal no podrán dedicarse directa ni indirectamente, a actividades que comprendan en cualquier forma, el giro de generación o distribución de electricidad. En Perú las integraciones están sujetas a autorización. En Colombia, ninguna empresa podrá tener directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización de electricidad, por otro lado para la actividad de generación se establecen dos criterios, uno que revisa los límites de participación en función de la concentración del mercado (índice HHI) y el tamaño de los agentes según su Energía Firme, y otro que revisa condiciones de pivotalidad en el mercado según la disponibilidad de los recursos frente a la demanda del sistema. Adicionalmente, en Colombia aquellas empresas creadas con posterioridad a la Ley de

Servicios Públicos de 1994, únicamente pueden desarrollar actividades complementarias de generación-comercialización y distribución-comercialización. Finalmente en el caso de Brasil, con los cambios en el sector eléctrico derivados de la Ley N° 10.848/2004 y del Decreto N° 5.163/2004, la ANEEL fue gradualmente perfeccionando el reglamento, eliminando los límites a la concentración, por no ser más compatible con el entorno regulatorio vigente. En el caso de consolidaciones o fusiones entre agentes de un mismo segmento, la normativa exige contar con la autorización del regulador.

Mercado de clientes no regulados

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

| País | kW umbral |
|-----------|---------------------------|
| Argentina | > 30 kW |
| Brasil | > 3.000 kW o > 500 kW (1) |
| Chile | > 500 kW (2) |
| Colombia | > 100 kW o 55 MWh-mes |
| Perú | > 200 kW (3) |

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

(2): Los clientes entre 500 y 2.000 kW (ver nota al pie de página N° 1) pueden optar entre mercado regulado o libre. Los mayores a 2.000 kW necesariamente son clientes libres.

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

4.2 Revisiones tarifarias:

Aspectos Generales

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

Chile

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

Con fecha 9 de abril de 2013 fue publicado, en el Diario Oficial, el Decreto N° 14 de subtransmisión que fija los peajes de este segmento para el período 2011-2014. Mediante los Decretos de Precio de Nudo Promedio dichos peajes son traspasados a los clientes finales, ya que son parte de los costos de las empresas distribuidoras.

Los decretos de Precio Nudo Promedio, que incluyen esos nuevos peajes de subtransmisión, fueron publicados entre los meses de octubre y diciembre de 2014. Durante los primeros meses del 2015, las empresas distribuidoras deben reliquidar a los clientes finales esos nuevos peajes, según instruyó la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Por otra parte, durante el año 2014 existieron retrasos en las publicaciones de los decretos de Precio de Nudo Corto Plazo (PNCP), razón por la cual no se efectuaron las indexaciones de los contratos de suministros en la fecha de entrada en vigencia de esos decretos, quedando provisionadas esas diferencias. Los montos estimados de la referida reliquidación se encuentra activado en el rubro "Deudores Comerciales" en lo que respecta a los derechos a cobro, y bajo el rubro "Acreedores comerciales y Otras cuentas por Pagar" sobre las obligaciones con las generadoras.

Argentina

En Argentina la primera revisión de tarifas de EDESUR prevista para el año 2001 fue suspendida por la autoridad por la crisis económico-financiera del país, lo que significó que las tarifas estuvieron congeladas a partir de ese año. La recomposición tarifaria para Edesur comenzó con la entrada en vigencia del Acta Acuerdo en 2007. En 2008 se

efectuó hasta la fecha el último reajuste tarifario (efecto positivo en valor agregado de distribución, VAD) por inflación (aplicación del mecanismo de monitoreo de costos, MMC, previsto en el Acta de Acuerdo).

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

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

Posteriormente, la Resolución SE N° 250/13 fue complementada y extendida hasta septiembre del 2013, por la Nota SE N°6852/2013, lo que produjo un efecto positivo en los resultados financieros de la distribuidora. Durante 2014 mediante la Nota S.E. N° 4012 y la Nota ENRE N° 112606 se autorizó nuevamente la compensación MMC-PUREE para el período octubre 2013-marzo 2014. Adicionalmente, mediante las Notas de la S.E. N°486 y N° 1136 se autorizó la compensación MMC-PUREE para el período abril-agosto 2014 y luego para el período septiembre-diciembre 2014. Los efectos contables de dichas compensaciones afectan positivamente los resultados financieros de la compañía. Sin embargo, a la fecha se mantiene aún pendiente la Revisión Tarifaria Integral (RTI) contemplada en el Acta Acuerdo de Renegociación a fin de adecuar los ingresos a los costos y obligaciones de EDESUR.

Brasil

Por su parte, en Brasil existen tres tipos de modificación tarifaria: (i) Revisiones periódicas, las cuales se realizan según lo establecido en los contratos de concesión (en Coelce cada 4 años y en Ampla cada 5 años) que corresponden a la revisión de tarifa normales (RTO) (ii) Reajustes anuales pues a diferencia de otros países, en Brasil la tarifa no se indexa automáticamente con la inflación, (IRT) y (iii) Revisiones extraordinarias (RTE), cuando se han producido eventos relevantes que pueden alterar el equilibrio económico financiero de las distribuidoras.

La última revisión tarifaria periódica de Coelce se realizó en 2012 para el período 2011-2015, y fue aplicada desde el 22 de abril de 2012, con cálculo retroactivo a abril de 2011; la siguiente revisión periódica de Coelce se realizará por parte de ANEEL en abril de 2015 y abarcará el período 2015-2019. Por otra parte, ANEEL culminó en abril de 2014 el proceso de revisión periódica de tarifas de Ampla para el período 2014-2019, con efecto retroactivo al 15 de marzo de 2014. El último reajuste anual para Coelce fue realizado por ANEEL en abril de 2014.

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

En junio de 2014 ANEEL presentó su propuesta para las metodologías que empleará en el 4° ciclo de revisiones tarifarias de las distribuidoras, las cuales están disponibles para comentarios de los agentes hasta el 1° de septiembre de 2014, y en una segunda ronda que empezó en Diciembre 2014 y va hasta Febrero 2015. Los temas más relevantes en discusión son: (i) disminución de la tasa de remuneración WACC real antes de impuestos, desde 11,36% a 10,85%; (ii) modificación de la base de remuneración regulatoria empleando benchmarking en parte de la base de activos (costos adicionales y componentes menores). La nueva metodología sería aplicada a COELCE en su revisión plurianual de abril de 2015 si la metodologías sean publicadas a tiempo.

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 sobre costo 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 utilizarán un monto aproximado de 18 mil millones de reales de la cuenta ACR, sin embargo, no fue suficiente para cubrir todo el déficit que tendrá a ser recuperado en la tarifa a través de los mecanismos de CVA's

ANEEL aprobó en noviembre de 2014 el registro de los activos y pasivos regulatorios en el balance de las empresas. Hasta el momento los costos de compra de energía de un año se reconocían un año después en el siguiente proceso tarifario y se acumulaban en una cuenta regulatoria (activo regulatorio) pero no se podían registrar contablemente debido a la ausencia de un reglamento específico.

Por otra parte, ANEEL aprobó en septiembre de 2014 la aplicación del sistema de banderas tarifarias. A partir de enero de 2015 se incluirá en la factura eléctrica un informativo de colores que indicarán al cliente la situación de los costos de generación del siguiente mes: i) verde: sin variación de la tarifa, ii) amarilla: incremento de 1,5 R\$ por cada 100 kWh, y iii) roja: incremento de 3,0 R\$ por cada 100 kWh. 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. La recaudación adicional obtenida por las distribuidoras por la aplicación de las banderas tarifarias será considerada al momento del reajuste tarifario anual.

Colombia

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

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

La revisión de los cargos de distribución regulados inició en el año 2013 con la publicación de las bases de la metodología de remuneración propuestas por la CREG en la resolución 043 de 2013. Dichas bases fueron complementadas con el desarrollo de los Propósitos y Lineamientos para la Remuneración de la Actividad Distribución para el período 2015-2019 contenidos en la resolución CREG 079 de 2014. Esta resolución surge a raíz de las políticas definidas por el Ministerio de Minas y Energía que buscan asegurar la oportuna expansión y adecuación de los activos y en ese sentido incorporan incentivos a la reposición y un Plan de Inversiones de amplio alcance que permitirán incorporar tecnología, mejorar la calidad del servicio y controlar las pérdidas de energía.

Complementariamente, la Comisión de Regulación ha emitido las resoluciones CREG 083 de 2014 y 112 de 2014 donde se define la metodología para el cálculo de la tasa de remuneración regulada-WACC para las actividades de Distribución y Transmisión Eléctrica, así como para Distribución y Transporte de Gas Natural.

De acuerdo a la agenda regulatoria, se espera que se publique la resolución definitiva en el segundo trimestre de 2015.

En lo relacionado con el cargo de comercialización regulado, se espera que en el I semestre del año 2015 el regulador emita la metodología definitiva de cargos, cuya revisión ha estado en agenda durante los últimos años. Al respecto, desde Codensa se ha contribuido con los comentarios al borrador de metodología, enfocados principalmente al adecuado reconocimiento de los costos de la gestión y mantenimiento de las pérdidas de energía y a la adecuada valoración del riesgo de cartera que enfrenta Codensa como comercializador.

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

Perú

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

5. COMBINACIÓN DE NEGOCIOS – ADQUISICIÓN DE GASATACAMA

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

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

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

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

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

a) Contraprestación transferida

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

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

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

b) Costos relacionados con la adquisición

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

c) Activos adquiridos identificables y pasivos asumidos identificables

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

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

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

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

- i.- enfoque que mercado mediante el método de comparación, tomando como base los precios de mercado cotizados para elementos idénticos o comparables cuando estos están disponibles.
- ii.- enfoque del costo, o costo de reposición depreciado, el cual refleja los ajustes relacionados con el deterioro físico así como también la obsolescencia funcional y económica.
- iii.- enfoque de ingresos, el cual mediante técnicas de valoración que convierten montos futuros (por ejemplo, flujos de efectivo o ingresos y gastos) en un monto presente único (es decir, descontado). La medición del valor razonable se determina sobre la base del valor indicado por las expectativas de mercado presentes sobre esos montos futuros.

Conciliación de valores

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

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

d) Plusvalía

| | M\$ |
|--|-------------------|
| Precio pagado | 157.958.101 |
| Valor razonable de participación pre-existente | 157.147.000 |
| Valor razonable de los activos netos adquiridos identificables | (296.367.364) |
| Plusvalía (Ver Nota 16) | 18.737.737 |

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

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

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

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

Ambos montos han sido registrados en el rubro “otras ganancias (pérdidas)” del estado de resultados integrales consolidado. (ver Nota 32).

6. AUMENTO DE CAPITAL

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

7. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

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

| Efectivo y Equivalentes al Efectivo | Saldo al | |
|-------------------------------------|----------------------|----------------------|
| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
| Efectivo en caja | 1.264.361 | 634.742 |
| Saldos en bancos | 283.305.826 | 237.282.963 |
| Depósitos a corto plazo | 922.909.741 | 1.057.505.464 |
| Otros instrumentos de renta fija | 497.265.563 | 310.964.400 |
| Total | 1.704.745.491 | 1.606.387.569 |

Los depósitos a corto plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo. Los otros instrumentos de renta fija corresponden fundamentalmente a operaciones de pactos de compra con retroventa con vencimiento inferior a 90 días, desde la fecha de inversión.

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

| Moneda | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
|----------------------|----------------------|----------------------|
| \$ Chilenos | 687.912.363 | 673.499.514 |
| \$ Argentinos | 29.065.256 | 22.648.396 |
| \$ Colombianos | 357.337.537 | 344.234.511 |
| Real Brasileño | 197.723.752 | 249.642.972 |
| Nuevo Sol Peruano | 105.282.911 | 68.050.020 |
| US\$ Estadounidenses | 327.423.672 | 248.312.156 |
| Total | 1.704.745.491 | 1.606.387.569 |

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

| Adquisiciones de subsidiarias | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
|---|---------------------|-------------------|
| Importes por adquisiciones pagadas en efectivo y equivalentes al efectivo | (157.958.101) | - |
| Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en entidades adquiridas | 120.303.339 | - |
| Total neto (*) | (37.654.762) | - |

(*) Ver nota 5.

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

| | Saldo al | |
|--|----------------------|----------------------|
| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
| Efectivo y equivalentes al efectivo (estado situación financiera) | 1.704.745.491 | 1.606.387.569 |
| Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para la venta (*) | 29.702 | - |
| Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo) | 1.704.775.193 | 1.606.387.569 |

(*) Ver nota 13.

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

| Pérdida de control en subsidiarias | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
|---|-------------------|-------------------|
| Importe recibido por la venta de subsidiarias (*) | 57.173.142 | - |
| Importes de efectivo y equivalentes al efectivo | (16.311.571) | - |
| Total neto | 40.861.571 | - |

(*) Ver nota 2.4.1. y nota 32.

8. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

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

| Otros activos financieros | Saldo al | | | |
|--|-------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| | Corrientes | | No corrientes | |
| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
| Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez | - | - | 3.944.058 | 4.129.036 |
| Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan | - | - | 362.169 | 29.195 |
| Activos financieros disponibles para la venta CINIIF 12 (*)(**) | - | - | 492.923.605 | 448.107.319 |
| Activos mantenidos hasta el vencimiento (*) | 38.301.763 | 588.490.652 | 26.340.396 | 34.867.362 |
| Instrumentos derivados de cobertura (*) | 1.414.588 | 25.142.725 | 7.229.290 | 4.403.506 |
| Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado (*) | 52.677.337 | 163.288.698 | - | - |
| Instrumentos derivados de no cobertura (*) | 7.061.715 | 4.107.362 | 22.002 | - |
| Total | 99.455.403 | 781.029.437 | 530.821.520 | 491.536.418 |

(*) ver nota 22.1.a

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

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

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

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

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

| Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto | Saldo al | | | |
|---|----------------------|---------------------|----------------------|---------------------|
| | 31-12-2014 | | 31-12-2013 | |
| | Corriente M\$ | No corriente M\$ | Corriente M\$ | No corriente M\$ |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto | 1.844.027.889 | 291.641.675 | 1.286.605.376 | 223.045.673 |
| Cuentas comerciales por cobrar, bruto | 1.275.999.654 | 202.932.480 | 1.002.252.700 | 181.381.483 |
| Otras cuentas por cobrar, bruto (1) | 568.028.235 | 88.709.195 | 284.352.676 | 41.664.190 |

| Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto | Saldo al | | | |
|--|----------------------|---------------------|----------------------|---------------------|
| | 31-12-2014 | | 31-12-2013 | |
| | Corriente M\$ | No corriente M\$ | Corriente M\$ | No corriente M\$ |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto | 1.681.686.903 | 291.641.675 | 1.129.737.108 | 223.045.673 |
| Cuentas comerciales por cobrar, neto | 1.120.897.826 | 202.932.480 | 855.106.689 | 181.381.483 |
| Otras cuentas por cobrar, neto (1) | 560.789.077 | 88.709.195 | 274.630.419 | 41.664.190 |

(1) Incluye principalmente cuentas por cobrar al personal por M\$ 31.042.105 (M\$ 34.740.084 al 31 diciembre de 2013); Resolución 250/13 (aplicable en Argentina) ajuste por Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) por M\$ 253.484.218 (M\$ 138.901.549 al 31 de diciembre de 2013); Impuestos por recuperar (IVA) por M\$ 157.439.993 (M\$ 84.473.227 al 31 de diciembre de 2013); Cuentas por cobrar de nuestras filiales brasileñas Ampla y Coelce como consecuencia de la firma del addendum en los contratos de concesión en

donde se reconoce como indemnizables los activos pendientes de recuperar y/o compensar en períodos tarifarios posteriores por M\$ 150.387.462 (M\$ -.- al 31 de diciembre de 2013).

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

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

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

b) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas, pero no deterioradas es el siguiente:

| Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas | Saldo al | |
|---|--------------------|--------------------|
| | 31-12-2014 | 31-12-2013 |
| | M\$ | M\$ |
| Con antigüedad menor de tres meses | 152.844.247 | 103.911.764 |
| Con antigüedad entre tres y seis meses | 14.297.179 | 30.627.469 |
| Con antigüedad entre seis y doce meses | 63.606.398 | 32.832.828 |
| Con antigüedad mayor a doce meses | 51.972.887 | 56.032.427 |
| Total | 282.720.711 | 223.404.488 |

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

| Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro | Corriente y no corriente M\$ |
|--|------------------------------|
| Saldo al 1 de enero de 2013 | 157.841.770 |
| Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*) | 33.554.637 |
| Montos castigados | (18.827.998) |
| Diferencias de conversión de moneda extranjera | (15.700.141) |
| Saldo al 31 de diciembre de 2013 | 156.868.268 |
| Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*) | 22.848.140 |
| Montos castigados | (19.013.041) |
| Diferencias de conversión de moneda extranjera | 1.637.619 |
| Saldo al 31 de diciembre de 2014 | 162.340.986 |

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

Castigos de deudores incobrables

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

d) Información adicional:

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

10. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.

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

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

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

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

10.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

| R.U.T. | Sociedad | País de origen | Naturaleza de la relación | Moneda | Descripción de la transacción | Plazo de la transacción | Saldo al | | | |
|--------------|--|----------------|---------------------------|--------|-------------------------------|-------------------------|-------------------|-------------------|----------------|------------|
| | | | | | | | Corrientes | | No corrientes | |
| | | | | | | | 31-12-2014 | 31-12-2013 | 31-12-2014 | 31-12-2013 |
| | | | | | | | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Extranjera | Endesa Energía S.A. | España | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | - | 51.722 | - | - |
| Extranjera | Endesa Energía S.A. | España | Matriz Común | \$ Col | Otros servicios | Menos de 90 días | - | 16.773 | - | - |
| Extranjera | Endesa Latinoamérica S.A | España | Relac. Matriz | US\$ | Reembolso gastos | Menos de 90 días | - | 26.165 | - | - |
| Extranjera | Endesa Latinoamérica S.A | España | Relac. Matriz | Real | Dividendos | Menos de 90 días | - | 82.273 | - | - |
| Extranjera | Endesa Latinoamérica S.A | España | Relac. Matriz | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 108.438 | - | - | - |
| Extranjera | Endesa Latinoamérica S.A | España | Relac. Matriz | \$ Arg | Dividendos | Menos de 90 días | 15.713 | - | - | - |
| Extranjera | Endesa España | España | Relac. Matriz | CH\$ | Otros servicios | Más de 90 días | 61.852 | 4.229 | - | - |
| Extranjera | Endesa España | España | Relac. Matriz | \$ Arg | Otros servicios | Más de 90 días | - | 9.056 | - | - |
| 96.524.140-K | Empresa Electrica Panguipulli S.A. | Chile | Matriz Común | CH\$ | Venta de Energía | Menos de 90 días | 273.705 | 66.697 | - | - |
| 96.880.800-1 | Empresa Electrica Puyehue S.A. | Chile | Matriz Común | CH\$ | Venta de Energía | Menos de 90 días | 64 | 11.949 | - | - |
| Extranjera | Endesa Energía S.A. | Chile | Matriz Común | \$ Col | Otros servicios | Menos de 90 días | 26.514 | - | - | - |
| Extranjera | Endesa Operaciones y Servicios Comerciales | España | Matriz Común | \$ Col | Otros servicios | Menos de 90 días | 78.172 | 104.391 | - | - |
| Extranjera | SACME | Argentina | Asociada | \$ Arg | Otros servicios | Menos de 90 días | 47.811 | 600.854 | 486.605 | - |
| Extranjera | Enel Iberoamérica srl | España | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 846.807 | 799.470 | - | - |
| 96.806.130-5 | Electrogas S.A. | Chile | Asociada | CH\$ | Dividendos | Menos de 90 días | 1.477.177 | 1.375.492 | - | - |
| 76.788.080-4 | GNL Quintero S.A. | Chile | Asociada | CH\$ | Venta de Energía | Menos de 90 días | 649.986 | 366.882 | - | - |
| 76.418.940-k | GNL Chile S.A. | Chile | Asociada | US\$ | Anticipo Compra de Gas | Menos de 90 días | 11.845.926 | 11.382.879 | - | - |
| 76.418.940-k | GNL Chile S.A. | Chile | Asociada | US\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 1.644.650 | 1.717.013 | - | - |
| 76.418.940-k | GNL Chile S.A. | Chile | Asociada | US\$ | Préstamos | Menos de 90 días | 549.359 | 445.022 | - | - |
| 76.014.570-K | Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) | Chile | Negocio Conjunto | US\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | - | 544.015 | - | - |
| 76.014.570-K | Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) | Chile | Negocio Conjunto | US\$ | Préstamos | Menos de 90 días | - | 14.839.233 | - | - |
| Extranjera | Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. | Colombia | Negocio Conjunto | \$ Col | Venta de Energía | Menos de 90 días | 513.804 | 1.184.715 | - | - |
| Extranjera | Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. | Colombia | Negocio Conjunto | \$ Col | Otros servicios | Menos de 90 días | 130.431 | 87.817 | - | - |
| Extranjera | Endesa Generación | España | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 36.067 | - | - | - |
| Extranjera | Endesa Generación | España | Matriz Común | CH\$ | Derivados de commodities | Menos de 90 días | 99.662 | 129.780 | - | - |
| Extranjera | Enel Ingegneria e Innovazione | Italia | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 10.299 | 25.908 | - | - |
| Extranjera | Enel Trade S.p.A. | Italia | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 3.256 | - | - | - |
| 76.126.507-5 | Parque Eolico Talinay Oriente SA | Chile | Matriz Común | CH\$ | Compra de Energía | Menos de 90 días | 21.647 | - | - | - |
| Extranjera | PH Chucas Costa Rica | Costa Rica | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | - | 147.239 | - | - |
| Total | | | | | | | 18.441.340 | 34.019.574 | 486.605 | - |

(1) Ver notas 2.4.1, 5 y 14.

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

| R.U.T. | Sociedad | País de origen | Naturaleza de la relación | Moneda | Descripción de la transacción | Plazo de la transacción | Saldo al | | | |
|--------------|--|----------------|---------------------------|--------|-------------------------------|-------------------------|--------------------|--------------------|---------------|------------|
| | | | | | | | Corrientes | | No corrientes | |
| | | | | | | | 31-12-2014 | 31-12-2013 | 31-12-2014 | 31-12-2013 |
| | | | | | | | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Extranjera | Endesa Latinoamérica S.A | España | Relac. Matriz | \$ Arg | Dividendos | Menos de 90 días | 77.779 | 87.398 | - | - |
| Extranjera | Endesa Latinoamérica S.A | España | Relac. Matriz | CH\$ | Dividendos | Menos de 90 días | 73.806.006 | 79.654.628 | - | - |
| Extranjera | Endesa Latinoamérica S.A. (1) | España | Relac. Matriz | US\$ | Prestamos | Más de 90 días | - | 53.724.599 | - | - |
| 96.524.140-K | Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. | Chile | Matriz Común | CH\$ | Compra de Energía | Menos de 90 días | 1.708.804 | 684.882 | - | - |
| 96.880.800-1 | Empresa Eléctrica Puyehue S.A. | Chile | Matriz Común | CH\$ | Compra de Energía | Menos de 90 días | - | 2.865 | - | - |
| Extranjera | SACME | Argentina | Asociada | \$ Arg | Otros servicios | Menos de 90 días | 163.661 | 126.059 | - | - |
| 96.806.130-5 | Electrogas S.A. | Chile | Asociada | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 335.962 | 200.821 | - | - |
| 76.418.940-k | GNL Chile S.A. | Chile | Asociada | US\$ | Compra de Gas | Menos de 90 días | 19.808.375 | 13.864.085 | - | - |
| Extranjera | Endesa Generación | España | Matriz Común | CH\$ | Compra combustible | Menos de 90 días | 2.881.032 | 4.947.081 | - | - |
| Extranjera | Endesa Generación | España | Matriz Común | CH\$ | Derivados de commodities | Menos de 90 días | 1.102.253 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Iberoamérica srl | España | Matriz Común | CH\$ | Dividendos | Menos de 90 días | 37.165.229 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Iberoamérica srl | España | Matriz Común | \$ Col | Otros servicios | Menos de 90 días | 25.746 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Iberoamérica srl | España | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 296.242 | 240.708 | - | - |
| Extranjera | Enel Iberoamérica srl | España | Matriz Común | Euros | Otros servicios | Menos de 90 días | 305.654 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Iberoamérica srl | España | Matriz Común | Real | Otros servicios | Menos de 90 días | 41.136 | 388.848 | - | - |
| Extranjera | Enel Iberoamérica srl | España | Matriz Común | Soles | Otros servicios | Menos de 90 días | 9.900 | 185.424 | - | - |
| Extranjera | Enel Iberoamérica srl | España | Matriz Común | \$ Arg | Otros servicios | Menos de 90 días | 68.371 | 39.108 | - | - |
| Extranjera | Enel Iberoamérica srl | España | Matriz Común | US\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 767.673 | 414.435 | - | - |
| Extranjera | Enel Distribuzione | Italia | Matriz Última | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 73.730 | 65.500 | - | - |
| Extranjera | Enel Distribuzione | Italia | Matriz Última | \$ Col | Otros servicios | Menos de 90 días | 415.824 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Produzione | Italia | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 99.837 | 80.928 | - | - |
| Extranjera | Enel Ingegneria e Innovazione | Italia | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 2.024.190 | 2.680.995 | - | - |
| Extranjera | Enel Ingegneria e Innovazione | Italia | Matriz Común | \$ Col | Otros servicios | Menos de 90 días | 243.076 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Ingegneria e Innovazione | Italia | Matriz Común | Real | Otros servicios | Menos de 90 días | 553.346 | - | - | - |
| 76.014.570-K | Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (2) | Chile | Negocio Conjunto | US\$ | Compra de Gas | Menos de 90 días | - | 4.846.992 | - | - |
| 77.017.930-0 | Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. | Chile | Negocio Conjunto | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 157.762 | 221.663 | - | - |
| Extranjera | Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. | Colombia | Negocio Conjunto | \$ Col | Compra de Energía | Menos de 90 días | 1.029.940 | 1.093.053 | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power España SL | España | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 23.982 | - | - | - |
| Extranjera | Endesa España | España | Relac. Matriz | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 129.492 | 98 | - | - |
| Extranjera | Endesa España | España | Relac. Matriz | CH\$ | Dividendos | Menos de 90 días | - | 40.106.179 | - | - |
| 76.126.507-5 | Parque Eólico Talinay Oriente SA | Chile | Matriz Común | CH\$ | Compra de Energía | Menos de 90 días | - | 400.585 | - | - |
| 0-E | Parque Eólico Cristal | Brasil | Matriz Común | CH\$ | Compra de Energía | Menos de 90 días | 365.620 | 355.336 | - | - |
| Total | | | | | | | 143.680.622 | 204.412.270 | - | - |

- (1) Corresponde a financiamiento otorgado a Central Dock Sud S.A., para construcción de la planta de la central y refinanciación de pasivos. El préstamo está expresado en dólares estadounidenses, devengan intereses a una tasa de Libor + 2,0% anual y con vencimiento a septiembre de 2014.
- (2) Ver notas 2.4.1, 5 y 14.

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

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

| R.U.T. | Sociedad | País de origen | Naturaleza de la relación | Descripción de la transacción | 31-12-2014 Totales M\$ | 30-12-2013 Totales M\$ | 31-12-2012 Totales M\$ |
|--------------|--|----------------|---------------------------|-----------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|
| Extranjera | E E Piura (1) | Perú | Matriz Común | Otros ingresos de explotación | - | - | 233.512 |
| Extranjera | E E Piura (1) | Perú | Matriz Común | Compras de Energía | - | - | (5.725.765) |
| Extranjera | E E Piura (1) | Perú | Matriz Común | Otras prestaciones de servicios | - | - | 47.905 |
| Extranjera | E E Piura (1) | Perú | Matriz Común | Venta de Energía | - | - | 267.642 |
| Extranjera | Endesa Energía S.A. | España | Matriz Común | Venta de Gas | - | 21.397.171 | - |
| Extranjera | Endesa Energía S.A. | España | Matriz Común | Otros ingresos de explotación | 55.980 | 99.654 | 50.410 |
| Extranjera | Endesa Latinoamérica S.A | España | Matriz | Intereses deuda financiera | - | (1.654.945) | (15.119) |
| Extranjera | Endesa Latinoamérica S.A | España | Matriz | Otros gastos fijos de explotación | (35.921) | (314.422) | - |
| Extranjera | Endesa Generación | España | Matriz Común | Consumo de Combustible | (30.318.202) | (47.540.061) | (41.522.504) |
| Extranjera | Endesa Generación | España | Matriz Común | Otros ingresos de explotación | 17.157 | - | - |
| Extranjera | Endesa Generación | España | Matriz Común | Derivados de commodities | (2.521.138) | - | - |
| Extranjera | Endesa Trading | España | Matriz Común | Consumo de Combustible | - | - | (705.859) |
| Extranjera | Generalima S.A. (1) | Perú | Matriz Común | Otras prestaciones de servicios | - | - | 23.890 |
| 76.418.940-k | GNL Chile S.A. | Chile | Asociada | Consumo de Gas | (114.115.041) | (60.095.868) | (168.238.842) |
| 76.418.940-k | GNL Chile S.A. | Chile | Asociada | Transporte de Gas | (39.638.398) | (34.796.720) | (34.209.731) |
| 76.418.940-k | GNL Chile S.A. | Chile | Asociada | Otras prestaciones de servicios | 56.042 | 769.402 | 220.493 |
| 76.418.940-k | GNL Chile S.A. | Chile | Asociada | Otros Ingresos financieros | 58.169 | 40.124 | 21.995 |
| 76.788.080-4 | GNL Quintero S.A. | Chile | Asociada | Venta de Energía | 2.671.120 | 2.808.698 | 638.187 |
| 76.788.080-4 | GNL Quinteros S.A. | Chile | Asociada | Peajes de Electricidad | 47.263 | - | - |
| 76.788.080-4 | GNL Quintero S.A. | Chile | Asociada | Otras prestaciones de servicios | 956.854 | 835.543 | 661.296 |
| 96.976.600-0 | Gestión Social S.A. | Chile | Relac. con Director | Otras prestaciones de servicios | - | - | 49.133 |
| 78.488.290-k | Tironi y Asociados S.A. | Chile | Relac. con Director | Otras prestaciones de servicios | - | - | 2.475 |
| Extranjera | SACME | Argentina | Asociada | Servicios externalizados | (1.407.349) | (1.317.402) | (1.166.157) |
| 96.880.800-1 | Empresa Eléctrica Puyehue S.A. | Chile | Matriz Común | Compras de Energía | (3.805) | (109.699) | (789.477) |
| 96.880.800-1 | Empresa Eléctrica Puyehue S.A. | Chile | Matriz Común | Peajes de Electricidad | (12.399) | - | - |
| 96.880.800-2 | Empresa Eléctrica Puyehue S.A. | Chile | Matriz Común | Venta de Energía | 34.253 | 227.765 | 133.735 |
| 96.524.140-K | Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. | Chile | Matriz Común | Compras de Energía | (10.113.496) | (6.118.816) | (1.988.042) |
| 96.524.140-K | Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. | Chile | Matriz Común | Peajes de Electricidad | (260.495) | - | - |
| 96.524.140-K | Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. | Chile | Matriz Común | Otras prestaciones de servicios | 197.812 | - | - |
| 96.524.140-K | Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. | Chile | Matriz Común | Venta de Energía | 942.615 | 356.056 | 99.120 |
| Extranjera | Enel Iberoamérica srl | España | Matriz Ultima | Otros gastos fijos de explotación | - | - | (97.053) |
| Extranjera | Enel Iberoamérica srl | España | Matriz Común | Otros gastos fijos de explotación | (2.860.930) | (2.010.628) | (649.266) |
| Extranjera | Enel Iberoamérica srl | España | Matriz Común | Otros ingresos de explotación | - | - | 16.222 |
| 96.806.130-5 | Electrogas S.A. | Chile | Asociada | Peajes de Gas | (3.409.581) | (2.734.877) | (2.175.039) |
| 96.806.130-5 | Electrogas S.A. | Chile | Asociada | Consumo de Combustible | (434.289) | (428.555) | (697.653) |
| Extranjera | Carbox S.A. | España | Matriz Común | Consumo de Combustible | - | - | (5.042.960) |
| Extranjera | Endesa Cemsa S.A. (1) | Argentina | Asociada | Compras de Energía | - | - | (3.474.994) |
| Extranjera | Endesa Cemsa S.A. (1) | Argentina | Asociada | Peajes de Electricidad | - | - | (6.577) |
| Extranjera | Endesa Cemsa S.A. (1) | Argentina | Asociada | Otras prestaciones de servicios | - | - | 3.474.747 |
| Extranjera | Endesa Cemsa S.A. (1) | Argentina | Asociada | Otros gastos fijos de explotación | - | - | (801.990) |
| Extranjera | Endesa Operaciones y Servicios | España | Matriz Común | Otros ingresos de explotación | 163.226 | 134.775 | 77.019 |
| Extranjera | PH Chucas Costa Rica | Costa Rica | Matriz Común | Otras prestaciones de servicios | - | 236.173 | 481.177 |
| Extranjera | Endesa Distribución Eléctrica | España | Matriz Común | Otros gastos fijos de explotación | - | - | (6.133) |
| Extranjera | Enel Ingegneria e Innovazione | Italia | Matriz Común | Otras prestaciones de servicios | 33.970 | 32.569 | 30.536 |
| Extranjera | Enel Ingegneria e Innovazione | Italia | Matriz Común | Otros gastos fijos de explotación | (708.903) | (1.196.294) | - |
| Extranjera | Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. | Colombia | Negocio Conjunto | Venta de Energía | 3.250.149 | 9.146.049 | 8.171.445 |
| Extranjera | Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. | Colombia | Negocio Conjunto | Otros ingresos de explotación | - | 186.496 | 103.029 |
| Extranjera | Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. | Colombia | Negocio Conjunto | Otras prestaciones de servicios | 3.142.758 | 2.624.191 | 2.566.080 |
| Extranjera | Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. | Colombia | Negocio Conjunto | Otros Ingresos financieros | - | 868.710 | 524.140 |
| Extranjera | Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. | Colombia | Negocio Conjunto | Peajes de Electricidad | (1.731.368) | (1.367.029) | (842.947) |
| 76.652.400-1 | Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. | Chile | Negocio Conjunto | Otros Ingresos financieros | 23.891 | 46.444 | - |
| 76.652.400-1 | Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. | Chile | Negocio Conjunto | Otras prestaciones de servicios | - | 10.281 | - |
| 76.014.570-K | Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) | Chile | Negocio Conjunto | Compras de Energía | (3.322.616) | (9.295.172) | (6.589.964) |
| 76.014.570-K | Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) | Chile | Negocio Conjunto | Transporte de Gas | (7.764.442) | (20.937.075) | (20.131.152) |
| 76.014.570-K | Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) | Chile | Negocio Conjunto | Venta de Energía | 1.858.318 | 95.845 | 64.914 |
| 76.014.570-K | Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) | Chile | Negocio Conjunto | Otros Ingresos financieros | 229.609 | 489.864 | 765.504 |
| 76.014.570-K | Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) | Chile | Negocio Conjunto | Otros gastos fijos de explotación | (5.487) | (219.671) | (417.892) |
| 77.017.930-0 | Transmisora Eléctrica de Quilota Ltda. | Chile | Negocio Conjunto | Peajes de Electricidad | (1.378.743) | (1.243.417) | (1.219.958) |
| Extranjera | Endesa España | España | Relac. Matriz | Otros ingresos de explotación | 57.623 | - | - |
| Extranjera | Enel Trade S.p.A | Italia | Matriz Común | Otros ingresos de explotación | 3.222 | - | - |
| Extranjera | Compañía Energetica Veracruz S.A.C. | Perú | Matriz Común | Otras prestaciones de servicios | 3.022 | - | - |
| 76.126.507-5 | Parque Eolico Talinay Oriente SA | Chile | Matriz Común | Compra de Energía | (5.141.912) | (1.148.277) | - |
| Total | | | | | (211.381.462) | (152.123.118) | (277.790.468) |

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

(1) Ver notas 2.4.1, 5, 6 y 14.

10.2 Directorio y personal clave de la gerencia

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

El Directorio vigente al 31 de diciembre de 2014 fue elegido, en primera instancia, en la Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 16 de abril de 2013. En sesión de Directorio celebrada el 4 de noviembre de 2014, fue designado el actual Presidente del Directorio y se realizó el nombramiento de nuevos directores, en reemplazo de aquellos que presentaron su renuncia durante el periodo. El Vicepresidente y Secretario del Directorio fueron designados en sesión de Directorio de abril de 2013.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

- Cuentas por cobrar y pagar

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

- Otras transacciones

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

b) Retribución del Directorio.

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

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

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

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

A la remuneración variable anual, deberán descontarse las cantidades percibidas por concepto de anticipos, sin reembolso si la remuneración variable fuere inferior al monto total de los anticipos. La liquidación de la remuneración variable se pagará, si resulta procedente, una vez que la Junta Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Balance y Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2014.

En el evento que un Director de Enersis S.A. 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 Enersis S.A. ostente directa o indirectamente, alguna participación, sólo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.

Los ejecutivos de Enersis S.A. 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 Enersis S.A.. Con todo, tales remuneraciones o dietas podrán ser percibidas para sí por los ejecutivos en la medida que ello sea autorizado, previa y expresamente, como un anticipo de la parte variable de su remuneración por las respectivas sociedades con las cuales se hallan vinculadas por un contrato de trabajo.

Comité de Directores:

Se pagará al Comité de Directores una remuneración variable anual equivalente al 0,11765 por mil de las utilidades líquidas (ganancias atribuibles a los propietarios de la controladora) provenientes del ejercicio en curso. Se otorgará,

asimismo, una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Comité de Directores.

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 38,00 UF en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 18,00 UF en carácter de dieta por asistencia a sesión.

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

A la remuneración variable anual, deberán descontarse las cantidades percibidas por concepto de anticipos, sin reembolso si la remuneración variable fuere inferior al monto total de los anticipos. La remuneración variable se pagará, de ser procedente, una vez que la Junta Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Balance y los Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2014.

A continuación se detallan las retribuciones del directorio de Enersis correspondientes al ejercicio 2014, 2013 y 2012:

| RUT | Nombre | Cargo | 31-12-2014 | | | |
|--------------|-------------------------------|----------------|-----------------------------|---------------------------------|----------------------------------|--------------------------------|
| | | | Periodo de desempeño M\$ | Directorio de Enersis M\$ | Directorio de Filiales M\$ | Comité de Directores M\$ |
| 5.710.967-K | Pablo Yrarrázaval Valdés (2) | Presidente | enero - octubre 2014 | 98.698 | - | - |
| 6.243.657-3 | Jorge Rosenblut Ratinoﬀ (2) | Presidente | noviembre - diciembre 2014 | 25.414 | - | - |
| | Extranjero Borja Prado Eulate | Vicepresidente | enero - diciembre 2014 | 86.425 | - | - |
| 7.052.890-8 | Carolina Schmidt Zaldivar (3) | Director | noviembre - diciembre 2014 | 13.038 | - | 3.192 |
| 5.719.922-9 | Leonidas Vial Echeverría (3) | Director | enero - octubre 2014 | 47.758 | - | 14.236 |
| 6.429.250-1 | Rafael Fernández Morandé | Director | enero - diciembre 2014 | 60.779 | - | 18.731 |
| 4.132.185-7 | Hernán Somerville Senn | Director | enero - diciembre 2014 | 62.387 | - | 18.731 |
| | Extranjero Andrea Brentan (1) | Director | enero - diciembre 2014 | 19.738 | - | - |
| TOTAL | | | | 414.237 | - | 54.890 |

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

| RUT | Nombre | Cargo | 31-12-2012 | | | |
|--------------|--------------------------|----------------|------------------------|--------------------------|---------------------------|-------------------------|
| | | | Periodo de desempeño | Directorio de Enersis | Directorio de Filiales | Comité de Directores |
| 5.710.967-K | Pablo Yrarrázaval Valdés | Presidente | enero - diciembre 2012 | 120.654 | - | - |
| 48.070.966-7 | Rafael Miranda Robredo | Vicepresidente | enero - diciembre 2012 | 60.327 | - | - |
| 5.719.922-9 | Leonidas Vial Echeverría | Director | enero - diciembre 2012 | 60.734 | - | 18.479 |
| 6.429.250-1 | Rafael Fernández Morandé | Director | enero - diciembre 2012 | 61.141 | - | 18.886 |
| 4.132.185-7 | Hernán Somerville Senn | Director | enero - diciembre 2012 | 61.141 | - | 18.886 |
| 5.715.860-3 | Eugenio Tironi Barrios | Director | enero - diciembre 2012 | 60.327 | - | - |
| TOTAL | | | | 424.324 | - | 56.251 |

(1) El Sr. Andrea Bentran renunció a sus honorarios y dietas que les corresponden como miembros del Directorio de la compañía hasta septiembre de 2014.

(2) El Sr. Jorge Rosenblut asumió como Presidente el 4 de noviembre de 2014 en reemplazo de Pablo Yrarrázaval, quien prestó sus servicios hasta el día 28 de octubre de 2014.

(3) La Sra. Carolina Schmidt asumió como Director el 4 de noviembre de 2014 en reemplazo de Leonidas Vial, quien prestó sus servicios hasta el día 30 de octubre de 2014.

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

10.3 Retribución del personal clave de la gerencia

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia

| Personal clave de la gerencia | | |
|-------------------------------|--------------------------------|--|
| Rut | Nombre | Cargo |
| Extranjero | Luigi Ferraris (2) | Gerente General |
| 7.750.368-4 | Daniel Fernandez Koprach (3) | Subgerente General |
| 24.852.381-6 | Francisco Galán Allue (6) | Gerente Administración, Finanzas y Control |
| Extranjero | Marco Fadda (1) | Gerente de Planificación y Control |
| Extranjero | Alain Rosolino | Gerente de Auditoría |
| 24.852.388-3 | Francesco Giogianni (7) | Gerente de Relaciones Institucionales |
| 15.307.846-7 | José Miranda Montecinos (4) | Gerente de Comunicación |
| 10.664.744-5 | Paola Visintini Vaccarezza (5) | Gerente de Recursos Humanos y Organización |
| 7.706.387-0 | Eduardo López Miller | Gerente de Aprovisionamiento |
| 6.973.465-0 | Domingo Valdés Prieto | Fiscal y Secretario del Directorio |

(1) El Sr. Marco Fadda asumió el 1° de abril de 2013 como Gerente de Planificación y Control en reemplazo del Sr. Ramiro Alfonsín Balza, quien fue designado en la misma fecha como Subgerente General en nuestra filial Empresa Nacional de Electricidad S.A.

(2) El Sr. Luigi Ferraris asumió el 12 de noviembre de 2014 como Gerente General en reemplazo del Sr. Ignacio Antoñanzas, quien presentó su renuncia voluntaria a Enersis, prestando sus servicios hasta el día 12 de noviembre de 2014 (ver nota 41).

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

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

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

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

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

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

| | Saldo al | | |
|---|-------------------|-------------------|-------------------|
| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
| Remuneración | 3.028.193 | 2.522.068 | 2.615.660 |
| Beneficios a corto plazo para los empleados | 530.052 | 514.139 | 996.474 |
| Otros beneficios a largo plazo | 562.074 | 612.627 | 724.297 |
| Total | 4.120.319 | 3.648.834 | 4.336.431 |

Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

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

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

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

10.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

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

11. INVENTARIOS.

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

| Clases de Inventarios | Saldo al | |
|--|--------------------|-------------------|
| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
| Mercaderías | 1.270.326 | 621.173 |
| Suministros para la producción | 43.547.980 | 34.121.697 |
| Gas | 1.407.285 | - |
| Petróleo | 20.642.086 | 20.624.675 |
| Carbón | 21.498.609 | 13.497.022 |
| Otros inventarios (*) | 88.701.848 | 43.039.885 |
| Total | 133.520.154 | 77.782.755 |
| Detalle de otros inventarios | | |
| (*) Otros inventarios | 88.701.848 | 43.039.885 |
| Inventarios para proyectos y repuestos | 71.641.346 | 24.653.921 |
| Materiales eléctricos | 17.060.502 | 18.385.964 |

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 31 de diciembre de 2014 las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a M\$ 511.014.654 (M\$ 386.116.195 y M\$ 763.791.553 al 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente). Ver nota 28.

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

12. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.

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

| Activos por impuestos | Saldo al | |
|---|--------------------|--------------------|
| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
| Pagos provisionales mensuales | 59.831.897 | 64.763.908 |
| Crédito por utilidades absorbidas | 20.104.186 | 31.697.734 |
| Créditos por gastos de capacitación | 301.800 | 302.998 |
| Créditos por dividendos recibidos del extranjero (Tax credit) | 28.047.776 | 28.896.906 |
| Otros | 2.286.863 | - |
| Total | 110.572.522 | 125.661.546 |

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

| Pasivos por Impuestos | Saldo al | |
|-----------------------|--------------------|--------------------|
| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
| Impuesto a la renta | 115.472.313 | 159.737.063 |
| Total | 115.472.313 | 159.737.063 |

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

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

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

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

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

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

| | Saldo 31/12/2014 |
|---|---------------------|
| ACTIVOS | |
| ACTIVOS CORRIENTES | |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 29.702 |
| Otros activos no financieros corriente | 81.275 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes | 758.645 |
| Activos por impuestos corrientes | 1.400 |
| ACTIVOS CORRIENTES TOTALES | 871.022 |
| ACTIVOS NO CORRIENTES | |
| Activos intangibles distintos de la plusvalía | 4.404.615 |
| Propiedades, planta y equipo | 81.432 |
| Activos por impuestos diferidos | 2.621.894 |
| TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES | 7.107.941 |
| TOTAL DE ACTIVOS | 7.978.963 |
| PASIVOS CORRIENTES | |
| Otros pasivos financieros corrientes | 3.072.179 |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes | 495.235 |
| Otros pasivos no financieros corrientes | 131.030 |
| PASIVOS CORRIENTES TOTALES | 3.698.444 |
| PASIVOS NO CORRIENTES | |
| Otros pasivos financieros no corrientes | 1.660.254 |
| Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes | 102.423 |
| Otros pasivos no financieros no corrientes | 27.026 |
| TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES | 1.789.703 |
| TOTAL PASIVOS | 5.488.147 |
| El flujo de efectivo neto resumido | |
| | Saldo 31/12/2014 |
| Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación | 9.045.775 |
| Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión | (5.604.740) |
| Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación | (3.450.774) |
| Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de camb | (9.739) |
| Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo | - |
| Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo | (9.739) |
| Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo | 39.440 |
| Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo | 29.702 |

14. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.

14.1. Inversiones contabilizadas por el método de participación

- a. A continuación se presenta un detalle de las sociedades participadas por el Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante el ejercicio 2014 y 2013:

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

| RUT | Movimientos en Inversiones en Asociadas | Relación | País de origen | Moneda funcional | Porcentaje de participación | Saldo al 01/01/2013 M\$ | Adiciones | Adquisiciones mediante combinaciones de negocios bajo control común | Participación en Ganancia (Pérdida) M\$ | Dividendos declarados M\$ | Diferencia de conversión M\$ | Otro resultado Integral M\$ | Otros incrementos (decrementos) M\$ | Saldo al 31/12/2013 M\$ | Provisión patrimonio negativo | Saldo al 31/12/2013 |
|----------------|--|------------------|----------------|----------------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|---|---|------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|-------------------------------------|----------------------------|-------------------------------|---------------------|
| 96.806.130-5 | Electrogas S.A. | Asociada | Chile | Dólar estadounidense | 42,50% | 9.030.441 | - | - | 4.186.294 | (5.080.897) | 769.156 | 777.330 | - | 9.682.324 | - | 9.682.324 |
| 76.788.080-4 | GNL Quintero S.A. | Asociada | Chile | Dólar estadounidense | 20,00% | - | - | - | 4.914.871 | (3.088.495) | 36.052 | 7.922.262 | - | 9.784.690 | (4.987.182) | 4.797.508 |
| 76.418.940-K | GNL Chile S.A. | Asociada | Chile | Dólar estadounidense | 33,33% | 376.835 | - | - | 137.691 | - | 45.089 | - | - | 559.615 | - | 559.615 |
| Extranjera | Endesa Cemsa S.A. (2) | Asociada | Argentina | Peso argentino | 45,00% | 2.743.725 | - | - | - | - | - | - | (2.743.725) | - | - | - |
| Extranjera | Yacylec S.A. (2) | Asociada | Argentina | Peso argentino | 22,22% | - | - | 693.039 | 4.725 | (91.560) | (56.157) | - | - | 550.047 | - | 550.047 |
| Extranjera | Sacme S.A. | Asociada | Argentina | Peso argentino | 50,00% | 25.683 | - | - | 42.232 | - | (46.274) | - | - | 21.641 | - | 21.641 |
| 76.652.400-1 | Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. | Negocio Conjunto | Chile | Peso chileno | 51,00% | 66.894.760 | 5.084.698 | - | (2.294.594) | - | - | - | - | 69.684.864 | - | 69.684.864 |
| 77.017.930-0 | Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. | Negocio Conjunto | Chile | Peso chileno | 50,00% | 5.710.960 | - | - | 362.937 | - | - | - | - | 6.073.897 | - | 6.073.897 |
| 76.014.570-K | Inversiones GasAtacama Holding Ltda. | Negocio Conjunto | Chile | Dólar estadounidense | 50,00% | 96.207.755 | - | - | 17.002.146 | - | 10.418.067 | - | - | 123.627.968 | - | 123.627.968 |
| Extranjera | Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. | Negocio Conjunto | Colombia | Peso Colombiano | 49,00% | 33.527.186 | - | - | 932.917 | (1.178.909) | 134.191 | - | (332.369) | 33.083.016 | - | 33.083.016 |
| TOTALES | | | | | | 214.517.345 | 5.084.698 | 693.039 | 25.289.219 | (9.439.861) | 11.300.124 | 8.699.592 | (3.076.094) | 253.068.062 | (4.987.182) | 248.080.880 |

(1) En abril de 2014 la Compañía Inversiones GasAtacama Holding Ltda. comienza a consolidarse por el método de integración global (Ver notas 2.4.1 y 5).

(2) Al 30 de junio de 2013 se incorporó como asociada a la compañía Yacylec S.A. y se disminuyó como asociada a la compañía Endesa Cemsa S.A., la cual a partir del 31 de marzo de 2013 comienza a consolidarse por el método de integración global (Ver nota 2.4.1, 26.1.1 y anexo 3).

(3) La pérdida reconocida durante 2014, incluye una provisión por deterioro por M\$ 69.066.857 como consecuencia de la incertidumbre sobre la recuperabilidad de esta inversión. (Ver nota 36.5 y 41).

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

- Inversiones con influencia significativa.

A continuación se detalla información financiera al 31 de diciembre de 2014 y 2013 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

| Inversiones con influencia significativa | 31 de diciembre de 2014 | | | | | | | | | |
|--|-------------------------------------|----------------------|-------------------------|----------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------------|------------------------|
| | % Participación Directo / Indirecto | Activo corriente M\$ | Activo no corriente M\$ | Pasivo corriente M\$ | Pasivo no corriente M\$ | Ingresos ordinarios M\$ | Gastos ordinarios M\$ | Ganacia (Pérdida) M\$ | Otro resultado integral M\$ | Resultado integral M\$ |
| GNL Chile S.A. | 33,33% | 73.425.419 | 81.983 | 64.329.604 | 3.723.224 | 732.138.386 | (728.840.589) | 3.297.797 | 478.277 | 3.776.074 |
| GNL Quintero S.A. | 20,00% | 98.325.654 | 597.812.711 | 20.036.542 | 600.107.009 | 117.435.890 | (88.392.142) | 29.043.748 | 68.785.714 | 97.829.462 |
| Electrogas S.A. | 42,50% | 6.085.889 | 43.289.210 | 10.076.915 | 13.938.983 | 19.635.597 | (8.891.705) | 10.743.892 | 2.067.038 | 12.810.930 |
| Yacylec S.A. | 22,22% | 2.027.688 | 774.429 | 717.301 | 46.046 | 1.348.659 | (1.509.482) | (160.823) | (275.865) | (436.688) |

| Inversiones con influencia significativa | 31 de diciembre de 2013 | | | | | | | | | |
|--|-------------------------------------|----------------------|-------------------------|----------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------------|------------------------|
| | % Participación Directo / Indirecto | Activo corriente M\$ | Activo no corriente M\$ | Pasivo corriente M\$ | Pasivo no corriente M\$ | Ingresos ordinarios M\$ | Gastos ordinarios M\$ | Ganacia (Pérdida) M\$ | Otro resultado integral M\$ | Resultado integral M\$ |
| GNL Chile S.A. | 33,33% | 82.737.334 | 79.263 | 78.005.985 | 3.131.599 | 538.715.428 | (538.302.314) | 413.114 | 135.281 | 548.395 |
| GNL Quintero S.A. | 20,00% | 88.131.062 | 566.951.431 | 34.063.764 | 597.031.096 | 100.431.648 | (75.857.214) | 24.574.434 | 39.791.400 | 64.365.834 |
| Electrogas S.A. | 42,50% | 4.624.089 | 39.891.362 | 9.624.463 | 12.109.047 | 17.591.544 | (7.741.439) | 9.850.105 | 3.638.791 | 13.488.896 |
| Yacylec S.A. | 22,22% | 1.886.165 | 942.725 | 353.430 | - | 1.069.690 | (1.048.425) | 21.265 | (252.732) | (231.467) |

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

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

- Negocios conjuntos

A continuación se incluye información al 31 de diciembre de 2014 y 2013 de los estados financieros de los principales negocios conjuntos:

| % Participación | Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. | | Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. | | Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (*) | | Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. | |
|---|---|--------------------|---|----------------|---|-------------------|--|------------------|
| | 51,0% | 51,0% | 50,0% | 50,0% | 50,0% | 50,0% | 48,997% | 48,997% |
| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
| Total de Activos corrientes | 8.700.785 | 9.596.488 | 4.426.445 | 3.950.498 | - | 176.292.080 | 13.918.600 | 15.945.571 |
| Total de Activos no corrientes | 6.811.887 | 131.270.190 | 11.420.593 | 10.237.702 | - | 295.704.711 | 140.233.080 | 141.431.674 |
| Total de Pasivos corrientes | 3.419.214 | 4.049.634 | 1.159.095 | 670.215 | - | 63.483.879 | 16.252.424 | 40.895.186 |
| Total de Pasivos no corrientes | 45.348 | 180.059 | 1.835.937 | 1.370.193 | - | 44.840.436 | 60.107.487 | 38.118.486 |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 319.670 | 1.727.261 | 3.930.814 | 3.450.144 | - | 108.934.464 | 3.750.964 | 5.348.149 |
| Otros pasivos financieros corrientes | - | - | - | - | - | 14.865.354 | 116.008 | 21.561.312 |
| Otros pasivos financieros no corrientes | - | - | - | - | - | - | 22.738.158 | - |
| Ingresos de actividades ordinarias | - | - | 2.672.950 | 2.394.408 | - | 176.517.866 | 89.367.706 | 77.551.952 |
| Gasto por depreciación y amortización | (52.978) | (69.316) | (738.927) | (680.519) | - | (11.145.909) | (7.400.833) | (6.096.939) |
| Pérdidas por deterioro de valor | (135.425.209) | - | - | - | - | - | - | - |
| Ingresos procedentes de intereses | 53.579 | 121.509 | 88.597 | 134.631 | - | 1.040.933 | 642.775 | 600.711 |
| Gastos por intereses | 425.939 | 78.059 | - | - | - | (1.575.774) | (3.017.696) | (2.501.621) |
| Gasto por impuestos a las ganancias | 3.531.096 | 1.333.808 | (205.839) | (124.757) | - | (9.908.686) | (4.702.120) | (2.696.251) |
| Ganancia (pérdida) | (136.325.282) | (4.499.239) | 1.170.102 | 725.873 | - | 34.042.459 | 6.820.089 | 2.318.920 |
| Otro resultado integral | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Resultado integral | (136.325.282) | (4.499.239) | 1.170.102 | 725.873 | - | 34.042.459 | 6.820.089 | 2.318.920 |

Ver anexo 3

(*) ver nota 2.4.1 y 5.

c. No existen compromisos y contingencias significativas en compañías asociadas y negocios conjuntos.

15. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.

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

| Activos intangibles | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
|---|----------------------|----------------------|
| Activos Intangibles netos | 1.168.212.056 | 1.173.560.361 |
| Servidumbre y Derechos de Agua | 44.841.692 | 42.779.382 |
| Concesiones Neto (1) (*) | 1.055.986.162 | 1.060.466.808 |
| Costos de Desarrollo | 14.833.312 | 26.530.426 |
| Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos | 2.206.341 | 2.205.245 |
| Programas Informáticos | 49.549.321 | 38.718.081 |
| Otros Activos Intangibles Identificables | 795.228 | 2.860.419 |

| Activos intangibles | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
|---|----------------------|----------------------|
| Activos Intangibles bruto | 2.376.332.904 | 2.272.683.994 |
| Servidumbre y Derechos de Agua | 54.963.685 | 51.797.051 |
| Concesiones | 2.135.095.221 | 2.041.368.148 |
| Costos de Desarrollo | 24.281.499 | 36.248.290 |
| Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos | 11.465.938 | 11.253.851 |
| Programas Informáticos | 140.953.212 | 120.167.472 |
| Otros Activos Intangibles Identificables | 9.573.349 | 11.849.182 |

| Activos intangibles | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
|---|------------------------|------------------------|
| Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor | (1.208.120.848) | (1.099.123.633) |
| Activos Intangibles Identificables | (1.208.120.848) | (1.099.123.633) |
| Servidumbre y Derechos de Agua | (10.121.993) | (9.017.669) |
| Concesiones | (1.079.109.059) | (980.901.340) |
| Costos de Desarrollo | (9.448.187) | (9.717.864) |
| Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos | (9.259.597) | (9.048.606) |
| Programas Informáticos | (91.403.891) | (81.449.391) |
| Otros Activos Intangibles Identificables | (8.778.121) | (8.988.763) |

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

| Empresa titular de la concesión | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
|---|----------------------|----------------------|
| Concesionaria Túnel el Melon S.A. (Infraestructura Vial) (**) | - | 6.951.508 |
| Ampla Energia e Servicios S.A. (Distribución) | 637.287.020 | 598.037.526 |
| Compañía Energetica do Ceara S.A. (Distribución) | 418.699.142 | 454.894.587 |
| Otras Concesiones | - | 583.187 |
| TOTAL | 1.055.986.162 | 1.060.466.808 |

(*) Ver nota 3d.1)

(**) Ver nota 13.

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

Año 2014

| Movimientos en Activos Intangibles | Costos de Desarrollo | Servidumbres | Concesiones | Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos | Programas Informáticos | Otros Activos Intangibles Identificables, Neto | Activos Intangibles, Neto |
|--|----------------------|-------------------|----------------------|---|------------------------|--|---------------------------|
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Saldo Inicial al 01/01/2014 | 26.530.426 | 42.779.382 | 1.060.466.808 | 2.205.245 | 38.718.081 | 2.860.419 | 1.173.560.361 |
| Movimientos en activos intangibles identificables | | | | | | | |
| Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios | 3.546.359 | 1.901.989 | 184.993.319 | 1.053.177 | 17.060.992 | - | 208.555.836 |
| Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas | 980.172 | (856.524) | 32.102.724 | (155.290) | (506.857) | 124.597 | 31.688.822 |
| Amortización (1) | (3.182.841) | (1.604.192) | (98.940.029) | (992.288) | (7.501.894) | (7.207) | (112.228.451) |
| Pérdida por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (2) | - | - | (14.948.785) | - | - | - | (14.948.785) |
| Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios | (12.927.088) | 2.621.037 | (103.283.260) | 95.497 | 2.152.373 | (2.182.581) | (113.524.022) |
| Incrementos (disminuciones) por transferencias | 7.870 | (433.818) | (556.720) | (23.947) | 449.895 | 556.720 | - |
| Incrementos (disminuciones) por otros cambios | (12.934.958) | 3.054.855 | (102.726.540) | 119.444 | 1.702.478 | (2.739.301) | (113.524.022) |
| Disposiciones y retiros de servicio | (113.716) | - | - | - | (373.374) | - | (487.090) |
| Disposiciones | - | - | - | - | - | - | - |
| Retiros de servicio | (113.716) | - | - | - | (373.374) | - | (487.090) |
| Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (4) | - | - | (4.404.615) | - | - | - | (4.404.615) |
| Total movimientos en activos intangibles identificables | (11.697.114) | 2.062.310 | (4.480.646) | 1.096 | 10.831.240 | (2.065.191) | (5.348.305) |
| Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2014 | 14.833.312 | 44.841.692 | 1.055.986.162 | 2.206.341 | 49.549.321 | 795.228 | 1.168.212.056 |

Año 2013

| Movimientos en Activos Intangibles | Costos de Desarrollo | Servidumbres | Concesiones | Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos | Programas Informáticos | Otros Activos Intangibles Identificables, Neto | Activos Intangibles, Neto |
|--|----------------------|--------------------|----------------------|---|------------------------|--|---------------------------|
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Saldo inicial al 01/01/2013 | 10.089.646 | 44.569.633 | 1.093.803.169 | 2.329.715 | 48.350.377 | 2.859.971 | 1.202.002.511 |
| Movimientos en activos intangibles identificables | | | | | | | |
| Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios | 13.964.468 | 211.269 | 159.283.676 | 623.956 | 12.025.939 | - | 186.109.308 |
| Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios bajo control común (3) | 2.810.507 | - | - | - | 64.688 | - | 2.875.195 |
| Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas | 450.410 | 43.038 | (52.488.944) | 5.318 | (1.100.511) | 10.119 | (53.080.570) |
| Amortización | (494.721) | (951.480) | (86.911.378) | (1.171.895) | (6.693.551) | (9.364) | (96.232.389) |
| Pérdida por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo | - | - | (28.662.952) | - | - | - | (28.662.952) |
| Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios | (116.222) | (1.093.078) | (24.556.763) | 418.151 | (13.925.999) | (307) | (39.274.218) |
| Incrementos (disminuciones) por transferencias | (377.406) | (1.137.386) | 15.002.649 | 418.165 | (13.949.969) | 43.947 | - |
| Incrementos (disminuciones) por otros cambios | 261.184 | 44.308 | (39.559.412) | (14) | 23.970 | (44.254) | (39.274.218) |
| Disposiciones y retiros de servicio | (173.662) | - | - | - | (2.862) | - | (176.524) |
| Disposiciones | - | - | - | - | - | - | - |
| Retiros de servicio | (173.662) | - | - | - | (2.862) | - | (176.524) |
| Total movimientos en activos intangibles identificables | 16.440.780 | (1.790.251) | (33.336.361) | (124.470) | (9.632.296) | 448 | (28.442.150) |
| Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2013 | 26.530.426 | 42.779.382 | 1.060.466.808 | 2.205.245 | 38.718.081 | 2.860.419 | 1.173.560.361 |

(1) (2) Ver nota 30.

(3) Ver nota 2.4.1 y 26.1.1.

(4) Ver nota 13.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrado al 31 de diciembre de 2014 (Ver nota 3e).

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

16. PLUSVALÍA.

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía (fondos de comercio) por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

| Compañía | Unidad Generadora de Efectivo | Saldo Inicial 01/01/2013 M\$ | Trasposos por Fusiones | Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$ | Saldo Final 31/12/2013 M\$ | Trasposos por Fusiones | Incremento/ (Decremento) | Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$ | Saldo Final 31/12/2014 M\$ |
|---|---|------------------------------------|------------------------------|--|----------------------------------|------------------------------|-----------------------------|--|----------------------------------|
| Ampla Energia e Serviços S.A. | Ampla Energia e Serviços S.A. | 198.669.973 | - | (9.497.678) | 189.172.295 | - | - | 5.474.748 | 194.647.043 |
| Investluz S.A. (4) | | 100.929.542 | (96.104.474) | (4.825.068) | - | - | - | - | - |
| Empresa Eléctrica de Colina Ltda. | Empresa Eléctrica de Colina Ltda. | 2.240.478 | - | - | 2.240.478 | - | - | - | 2.240.478 |
| Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A. | Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A. | 11.742.641 | - | 43.890 | 11.786.531 | - | - | (740.800) | 11.045.731 |
| Hidroeléctrica el Chocón S.A. | Hidroeléctrica el Chocón S.A. | 10.345.927 | - | (1.780.725) | 8.565.202 | - | - | (942.764) | 7.622.438 |
| Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (1) | | 4.656.105 | (4.656.105) | - | - | - | - | - | - |
| Compañía Eléctrica Tarapa S.A. (2) (3) | Generación Chile | - | 4.656.105 | - | 4.656.105 | - | - | - | 4.656.105 |
| Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A | Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A | 43.327.124 | - | 58.667 | 43.385.791 | - | - | 3.495.841 | 46.881.632 |
| Cachoeira Dourada S.A. | Cachoeira Dourada S.A. | 72.847.400 | - | (3.482.565) | 69.364.835 | - | - | 2.007.456 | 71.372.291 |
| Edegel S.A.A | Edegel S.A.A | 81.550.712 | - | 110.423 | 81.661.135 | - | - | 6.579.904 | 88.241.039 |
| Emgesa S.A. E.S.P. | Emgesa S.A. E.S.P. | 5.194.342 | - | 19.415 | 5.213.757 | - | - | (327.692) | 4.886.065 |
| Chilectra S.A. | Chilectra S.A. | 128.374.362 | - | - | 128.374.362 | - | - | - | 128.374.362 |
| Empresa Nacional de Electricidad S.A | Generación Chile | 731.782.459 | - | - | 731.782.459 | - | - | - | 731.782.459 |
| Inversiones Distrilima S.A. | Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A | 12.887 | - | 17 | 12.904 | - | - | 1.040 | 13.944 |
| Enel Brasil S.A. (4) | Enel Brasil S.A. | - | 880.679 | - | 880.679 | - | - | 25.487 | 906.166 |
| Compañía Energética Do Ceará S.A. (4) | Compañía Energética Do Ceará S.A. | - | 95.223.795 | - | 95.223.795 | - | - | 2.755.828 | 97.979.623 |
| Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (5) | Inversiones Gasatacama Holding | - | - | - | - | - | 18.737.737 | 1.466.514 | 20.204.251 |
| Total | | 1.391.673.952 | - | (19.353.624) | 1.372.320.328 | - | 18.737.737 | 19.795.562 | 1.410.853.627 |

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

(1) Con fecha 1 de mayo de 2012 Empresa Eléctrica Pangue S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica San Isidro S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

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

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

(4) Con fecha 21 de noviembre de 2013 Investluz S.A y Ampla Investimentos E Serviços S.A. fueron fusionadas con Enel Brasil S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal

(5) Ver nota 2.4.1 y 5.

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

1.- Ampla Energia e Serviços S.A.

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

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

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

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

3.- Empresa Eléctrica de Colina Ltda.

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

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

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

5.- Empresa Eléctrica Pangué S.A.

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

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

6.- Hidroeléctrica el Chocón S.A.

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

7.- Compañía Eléctrica San Isidro S.A.

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

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

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

9.- Cachoeira Dourada S.A.

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

10.- Edegel S.A.A.

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

11.- Emgesa S.A. E.S.P.

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

12.- Chilectra S.A.

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

13.- Empresa Nacional de Electricidad S.A.

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

14.- Inversiones GasAtacama Holding Limitada.

Con fecha 22 de abril de 2014, Endesa Chile adquirió el 50% de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Limitada, que Southern Cross Latin America Private Equity Fund III L.P. poseía a dicha fecha (Ver nota 2.4.1 y 5).

17. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

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

| Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto | 31-12-2014 | 31-12-2013 |
|--|----------------------|----------------------|
| | M\$ | M\$ |
| Propiedades, Planta y Equipo, Neto | 8.234.215.719 | 7.433.798.725 |
| Construcción en Curso | 1.735.117.241 | 1.218.316.396 |
| Terrenos | 106.233.186 | 99.869.574 |
| Edificios | 81.981.704 | 92.820.775 |
| Planta y Equipo | 6.097.991.766 | 5.834.476.720 |
| Instalaciones Fijas y Accesorios | 96.320.714 | 72.898.921 |
| Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros | 116.571.108 | 115.416.339 |

| Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto | 31-12-2014 | 31-12-2013 |
|--|-----------------------|-----------------------|
| | M\$ | M\$ |
| Propiedades, Planta y Equipo, Bruto | 14.301.161.988 | 13.082.066.080 |
| Construcción en Curso | 1.735.117.241 | 1.218.316.396 |
| Terrenos | 106.233.186 | 99.869.574 |
| Edificios | 154.431.222 | 170.612.273 |
| Planta y Equipo | 11.912.075.769 | 11.245.196.646 |
| Instalaciones Fijas y Accesorios | 248.884.529 | 211.988.702 |
| Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros | 144.420.041 | 136.082.489 |

| Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo | 31-12-2014 | 31-12-2013 |
|---|------------------------|------------------------|
| | M\$ | M\$ |
| Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo | (6.066.946.269) | (5.648.267.355) |
| Edificios | (72.449.518) | (77.791.498) |
| Planta y Equipo | (5.814.084.003) | (5.410.719.926) |
| Instalaciones Fijas y Accesorios | (152.563.815) | (139.089.781) |
| Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros | (27.848.933) | (20.666.150) |

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante el ejercicio 2014 y 2013 han sido los siguientes:

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

| Movimientos año 2013 | Construcción en Curso | Terrenos | Edificios, Neto | Planta y Equipos, Neto | Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto | Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto | Propiedades, Planta y Equipo, Neto |
|--|-----------------------|--------------------|--------------------|------------------------|--|--|------------------------------------|
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Saldo Inicial al 1 de enero de 2013 | 800.258.044 | 100.075.276 | 94.150.678 | 5.855.072.717 | 73.606.717 | 126.760.139 | 7.049.923.571 |
| Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios | 693.084.284 | 150.828 | 996.596 | (50.364) | 8.533.951 | 361.737 | 703.077.032 |
| Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios bajo control común (3) | 53.274.335 | 814.674 | 298.215 | 58.015.823 | 1.771.530 | - | 114.174.577 |
| Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas | (19.482.775) | 38.929 | (2.619.529) | (57.126.925) | (1.960.839) | (238.600) | (81.389.739) |
| Depreciación | - | - | (4.706.723) | (316.428.394) | (13.464.577) | (4.641.176) | (339.240.870) |
| Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo | (272.181) | - | - | (12.388.154) | - | - | (12.660.335) |
| Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios | (307.408.909) | 185.811 | 4.379.954 | 311.554.675 | 5.079.458 | (6.825.761) | 6.965.228 |
| Incrementos (disminuciones) por transferencias | (315.082.373) | 123.311 | 4.079.468 | 310.623.109 | 5.686.102 | (5.429.617) | - |
| Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso | (315.082.373) | 123.311 | 4.079.468 | 310.623.109 | 5.686.102 | (5.429.617) | - |
| Incrementos (disminuciones) por otros cambios | 7.673.464 | 62.500 | 300.486 | 931.566 | (606.644) | (1.396.144) | 6.965.228 |
| Disposiciones y retiros de servicio | (1.136.402) | (1.395.944) | 321.584 | (4.172.658) | (667.319) | - | (7.050.739) |
| Disposiciones | - | (1.395.944) | - | - | - | - | (1.395.944) |
| Retiros | (1.136.402) | - | 321.584 | (4.172.658) | (667.319) | - | (5.654.795) |
| Total movimientos | 418.058.352 | (205.702) | (1.329.903) | (20.595.997) | (707.796) | (11.343.800) | 383.875.154 |
| Saldo final al 31 de diciembre de 2013 | 1.218.316.396 | 99.869.574 | 92.820.775 | 5.834.476.720 | 72.898.921 | 115.416.339 | 7.433.798.725 |

- (1) Ver nota 2.4.1 y 5.
- (2) Ver nota 30.
- (3) Ver nota 2.4.1 y 26.1.1.

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

Las principales adiciones a propiedad, planta y equipo son las inversiones en plantas en funcionamiento y los nuevos proyectos por M\$ 978.035.029 al 31 de diciembre 2014 (M\$ 703.077.032 al 31 de diciembre 2013). En el negocio de generación destaca los avances en la construcción de la central hidráulica de El Quimbo en Colombia (400 MW), que implica adiciones a diciembre 2014 por M\$ 175.419.903 (M\$ 150.262.546 al 31 de diciembre 2013), mientras que en los negocios de distribución de las grandes inversiones son las extensiones y las inversiones en redes para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, por M\$ 393.818.587 al 31 de diciembre 2014 (M\$ 274.964.283 al 31 de diciembre 2013).

b) Arrendamiento financiero

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$ 116.571.108 y M\$ 115.416.339, respectivamente, correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero.

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

| | 31-12-2014 | | | 31-12-2013 | | |
|---------------------------|--------------------|-------------------|-----------------------|--------------------|-------------------|-----------------------|
| | Bruto M\$ | Interés M\$ | Valor Presente M\$ | Bruto M\$ | Interés M\$ | Valor Presente M\$ |
| Menor a un año | 19.830.764 | 1.707.340 | 18.123.424 | 15.915.072 | 1.868.169 | 14.046.903 |
| Entre un año y cinco años | 78.271.598 | 11.421.552 | 66.850.046 | 58.429.290 | 5.874.399 | 52.554.891 |
| Más de cinco años | 17.270.183 | 459.055 | 16.811.128 | 38.025.761 | 3.295.944 | 34.729.817 |
| Total | 115.372.545 | 13.587.947 | 101.784.598 | 112.370.123 | 11.038.512 | 101.331.611 |

Los activos en Leasing, provienen principalmente de:

1. Endesa Chile S.A.: corresponde a un contrato por Líneas e Instalaciones de Transmisión Eléctrica (Ralco-Charrúa 2X220 KV), efectuado entre la Empresa y Abengoa Chile S.A.. Dicho contrato tiene una duración de 20 años y devenga intereses a una tasa anual de 6,5%.

2. Edegel S.A.: corresponde a los contratos que financiaron la conversión de la planta termoeléctrica de la Central Ventanilla a ciclo combinado, que la empresa suscribió con el BBVA - Banco Continental, Banco de Crédito del Perú, Citibank del Perú y Banco Internacional del Perú – Interbank . El plazo promedio de dichos contratos es de 8 años, y devengan intereses a una tasa anual de Libor + 1.75 % al 31 de diciembre de 2014.

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%.

c) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 incluyen M\$ 21.087.207, M\$ 18.878.285 y M\$ 18.483.171, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados períodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

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

| | 31-12-2014 | 31-12-2013 |
|---------------------------|-------------------|--------------------|
| | M\$ | M\$ |
| Menor a un año | 13.540.619 | 10.447.299 |
| Entre un año y cinco años | 34.389.527 | 41.971.517 |
| Más de cinco años | 46.504.376 | 65.678.252 |
| Total | 94.434.522 | 118.097.068 |

d) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de diciembre de 2014 y 2013 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 468.173.548 y M\$ 350.969.175, respectivamente.

ii) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M\$ 21.952.283 y M\$ 176.514.115, respectivamente. (ver Nota 36).

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

iv) La situación de determinados activos, de nuestra filial Endesa Chile, básicamente obras e infraestructuras de instalaciones construidas con el objeto de dar respaldo a la generación de energía en el sistema SIC en el año 1998 ha cambiado, principalmente por la instalación en el SIC de nuevas centrales térmicas, la llegada de GNL y la entrada de nuevos proyectos. Lo anterior, configura una situación de abastecimiento en los próximos años que se estima no requerirá el uso de estas instalaciones. Por lo anterior, la sociedad registró en el ejercicio 2009 una provisión de deterioro de estos activos por M\$43.999.600, vigente a la fecha.

v) Con fecha 16 de octubre de 2012 Endesa Chile procedió a ejecutar el total de las boletas bancarias de garantías que aseguraban el fiel cumplimiento de las obras y la correcta y oportuna ejecución de las mismas, todo ello referido al Contrato "Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina, contrato ACP-003.06., suministro llave en mano de una planta de generación térmica a carbón de 350 MW" ("el contrato") suscrito con fecha 25 de Julio de 2007, entre Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("el propietario") y el Consorcio formado por: (i) la empresa chilena

“Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile y Compañía Limitada”; (ii) la empresa italiana “Tecnimont SpA”; (iii) la empresa brasileña “Tecnimont do Brasil Construcao e Administracao de Projetos Ltda.”; (iv) la empresa eslovaca Slovenske Energeticke Strojarnje a.s.” (“SES”); (v) la empresa chilena “Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada”; (todos colectivamente denominados “el Contratista” o “el Consorcio”).

El total de las referidas boletas corresponden a la cantidad de US\$ 74.795.164,44 y UF 796.594,29 (US\$ 38.200.000 aprox.). Al 31 de diciembre de 2012, el monto de las boletas efectivamente cobradas asciende a US\$ 93.992.554, quedando aún boletas de garantías por cobrar ascendente a US\$ 18.940.295, equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 11.349.403 (ver nota 36.3.26).

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

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

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

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

Al cierre del ejercicio 2011, Enersis registro una pérdida por deterioro relacionada a las Propiedades, Plantas y Equipos de Empresa Distribuidora Sur S.A.. Al 31 de diciembre de 2014 el monto registrado es por M\$ 65.252.942 (ver nota 3.e).

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

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

18. PROPIEDAD DE INVERSIÓN.

La composición y movimientos de las propiedades de inversión durante el ejercicio 2014 y 2013 han sido los siguientes:

| | Propiedades de Inversión, Bruto | Depreciación Acumulada, Amortización y Deterioro | Propiedades de Inversión, Neto |
|--|---------------------------------|--|--------------------------------|
| Propiedades de Inversión, Neto, Modelo del Costo | M\$ | M\$ | M\$ |
| Saldo inicial al 1 de enero de 2013 | 51.003.011 | (4.080.041) | 46.922.970 |
| Adiciones | 2.487.919 | - | 2.487.919 |
| Desapropiaciones | (6.443.325) | 2.127.925 | (4.315.400) |
| Gasto por depreciación | - | (59.078) | (59.078) |
| Pérdida por deterioro del valor reconocida en el estado de resultados | - | (159.362) | (159.362) |
| Saldo al 31 de diciembre de 2013 | 47.047.605 | (2.170.556) | 44.877.049 |
| Adiciones | 1.463.242 | - | 1.463.242 |
| Desapropiaciones | (37.847.373) | - | (37.847.373) |
| Gasto por depreciación | - | (30.483) | (30.483) |
| Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados | - | 52.127 | 52.127 |
| Saldo final propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2014 | 10.663.474 | (2.148.912) | 8.514.562 |

El precio de venta de los inmuebles vendidos durante el ejercicio 2014 y 2013 ascendió a M\$ 9.363.249 y M\$ 16.510.931, respectivamente.

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2014 ascendió a M\$ 12.272.521. Este valor fue determinado sobre la base de tasaciones independientes.

Al 31 de diciembre de 2014, el valor de mercado de estos inmuebles no ha sufrido variaciones importantes. La jerarquía de los valores razonables de las propiedades de inversión es la siguiente:

| | Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando: | | |
|--------------------------|--|----------------|----------------|
| | Nivel 1 M\$ | Nivel 2 M\$ | Nivel 3 M\$ |
| Propiedades de Inversión | - | 12.272.521 | - |

Ver Nota 3.h.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el detalle de los ingresos y gastos procedentes de las propiedades de inversión es el siguiente:

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

(*) Ver nota 32.

No existen contratos para reparaciones, mantenimiento, adquisición, construcción o desarrollo que representan obligaciones futuras para el Grupo al 31 de diciembre de 2014 (M\$ 971.776 al 31 diciembre de 2013).

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

19. IMPUESTOS DIFERIDOS.

a. El origen y movimientos de los impuestos diferidos de activos y pasivos registrados al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es:

| Impuestos diferidos de Activos | Impuestos diferidos de Activos relativos a | | | | | | | Impuestos Diferidos de Activos |
|--|--|------------------|-------------------|---|---|-------------------|-------------------|--------------------------------|
| | depreciaciones | amortizaciones | provisiones | obligaciones por beneficios post-empleo | revaluaciones de instrumentos financieros | pérdidas fiscales | otros | |
| Saldo Inicial al 1 de enero de 2014 | 69.331.028 | - | 72.196.398 | 721.942 | 43.659.516 | 1.710.288 | 22.518.595 | 210.137.767 |
| Movimientos | | | | | | | | |
| Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas | (1.990.390) | (367.726) | 5.086.210 | (10.571.495) | (28.275.716) | 4.860.441 | 9.600.350 | (21.658.326) |
| Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales | - | - | - | 10.357.383 | 1.074.342 | - | (1.084) | 11.430.641 |
| Adquisiciones mediante combinaciones de negocios (1) | - | - | 879.716 | - | - | 537.932 | 974.883 | 2.392.531 |
| Desinversiones mediante enajenación de negocios | (107.241) | - | (34.403) | - | - | (329.845) | (5.816.292) | (6.287.781) |
| Diferencia de conversión de moneda extranjera | (1.847.234) | (551.562) | 1.904.394 | (1.086.184) | (110.140) | - | (2.055.603) | (3.746.329) |
| Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenedidos para la Venta | - | - | (29.583) | (1.761) | - | (1.448.281) | (1.142.270) | (2.621.895) |
| Otros incrementos (decrementos) | (1.622.884) | 2.426.267 | 6.263.590 | 3.683.432 | 4.784.559 | (478.696) | (11.065.002) | 3.991.266 |
| Saldo final al 31 de diciembre de 2014 | 63.763.279 | 1.506.979 | 86.266.322 | 3.103.317 | 21.132.561 | 4.851.839 | 13.013.577 | 193.637.874 |

| Impuestos diferidos de Activos | Impuestos diferidos de Activos relativos a | | | | | | | Impuestos Diferidos de Activos |
|--|--|----------------|-------------------|---|---|-------------------|-------------------|--------------------------------|
| | depreciaciones | amortizaciones | provisiones | obligaciones por beneficios post-empleo | revaluaciones de instrumentos financieros | pérdidas fiscales | otros | |
| Saldo Inicial al 1 de enero de 2013 | 75.826.789 | 10.700.455 | 98.105.401 | 46.865.082 | 47.115.495 | 8.635.197 | 34.307.797 | 321.556.216 |
| Movimientos | | | | | | | | |
| Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas | (4.189.296) | (850.759) | 4.955.202 | (1.494.579) | (3.355.784) | (16.669.753) | 6.745.508 | (14.859.461) |
| Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales | - | - | - | (6.028.387) | 511.656 | - | - | (5.516.731) |
| Adquisiciones mediante combinaciones de negocios bajo control común (2) | - | - | - | - | - | 11.634.643 | 381.719 | 12.016.362 |
| Diferencia de conversión de moneda extranjera | (553.272) | (190.829) | (3.206.774) | (804.512) | (9.658) | 630.288 | (2.369.230) | (6.503.987) |
| Otros incrementos (decrementos) | (1.753.193) | (9.658.867) | (27.657.431) | (37.815.662) | (602.193) | (2.520.087) | (16.547.199) | (96.554.632) |
| Saldo final al 31 de diciembre de 2013 | 69.331.028 | - | 72.196.398 | 721.942 | 43.659.516 | 1.710.288 | 22.518.595 | 210.137.767 |

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

| Impuestos diferidos de Pasivos | Impuestos diferidos de Pasivos relativos a | | | | | | | Impuestos Diferidos de Pasivos |
|--|--|-------------------|---------------|--------------------------------|---|---|-------------------|--------------------------------|
| | depreciaciones | amortizaciones | provisiones | contratos de moneda extranjera | obligaciones por beneficios post-empleo | revaluaciones de instrumentos financieros | otros | |
| Saldo Inicial al 1 de enero de 2013 | 371.424.034 | 41.745.931 | - | - | 17.080 | 6.425.224 | 81.515.428 | 501.127.697 |
| Movimientos | | | | | | | | |
| Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas | (19.041.347) | (1.760.684) | 6.696.045 | - | 71.264 | 937.186 | 4.084.369 | (9.013.167) |
| Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales | - | - | - | - | (2.744.987) | 553.068 | (61.684) | (2.253.603) |
| Adquisiciones mediante combinaciones de negocios bajo control común (2) | 8.534.296 | - | - | - | - | - | - | 8.534.296 |
| Diferencia de conversión de moneda extranjera | (43.599) | (1.410.853) | (1.219.749) | - | - | (10.209) | (1.901.703) | (4.586.113) |
| Otros incrementos (decrementos) | (3.468.474) | (17.404.697) | (5.456.076) | - | 2.677.461 | (2.112.544) | (72.557.890) | (98.322.220) |
| Saldo final al 31 de diciembre de 2013 | 357.404.910 | 21.169.697 | 20.220 | - | 20.818 | 5.792.725 | 11.078.520 | 395.486.890 |

(1) Ver nota 2.4.1 y 5.

(2) Ver nota 2.4.1 y 26.1.1

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

b. Al 31 de diciembre de 2014, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 44.329.969 (M\$ 25.233.492 al 31 de diciembre de 2013) Ver nota 3.p.

El Grupo Enersis no ha registrado el impuesto diferido de pasivo asociado con utilidades no distribuidas de las filiales y negocios conjuntos, en las que la posición de control que ejerce sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se revertan en un futuro próximo. El monto total de las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias y negocios conjuntos, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2014 asciende a M\$ 1.940.029.172 (M\$ 2.204.237.044 al 31 de diciembre de 2013).

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

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

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

A continuación se detallan los efectos por impuestos diferidos de los componentes de otros resultados integrales:

| Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales | 31 de diciembre de 2014 | | | 31 de diciembre de 2013 | | |
|--|----------------------------|--|------------------------------|----------------------------|--|------------------------------|
| | Importe antes de Impuestos | Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias | Importe después de Impuestos | Importe antes de Impuestos | Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias | Importe después de Impuestos |
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Activos Financieros Disponibles para la Venta | 1.849 | (1.462) | 387 | (2.273) | 455 | (1.818) |
| Cobertura de Flujo de Caja | (145.892.370) | 35.887.996 | (110.004.374) | (76.088.977) | 12.332.516 | (63.756.461) |
| Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación | 13.476.871 | - | 13.476.871 | 8.367.223 | - | 8.367.223 |
| Ajustes por conversión | 4.370.648 | - | 4.370.648 | (76.723.893) | - | (76.723.893) |
| Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos | (36.681.734) | 12.694.514 | (23.987.220) | 6.351.518 | (2.603.231) | 3.748.287 |
| Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio | (164.724.736) | 48.581.048 | (116.143.688) | (138.096.402) | 9.729.740 | (128.366.662) |

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

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

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

De acuerdo a lo indicado en nota 3.p) y asumiendo la aplicación del sistema parcialmente integrado, atendido a que ese es el sistema que por defecto deben aplicar las sociedades anónimas y que no se ha celebrado una Junta Extraordinaria de Accionistas que haya acordado adoptar el sistema alternativo, Enersis ha reconocido las variaciones en sus activos y pasivos por impuestos diferidos, que se producen como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría, directamente en Patrimonio. En concreto, al 31 de diciembre de 2014 el cargo neto registrado en el Patrimonio de Enersis ascendió a M\$ 61.974.517, disminuyendo el Patrimonio atribuible a los propietarios de la sociedad controladora en M\$ 38.284.524.

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

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

Las filiales colombianas producto de este incremento en las tasas, han reconocido al 31 de diciembre de 2014 las variaciones en sus activos y pasivos por impuestos diferidos. El cargo neto a resultados fue de una utilidad de M\$ 3.943.235.

e. En Perú, al 31 de diciembre de 2014 y de 2013, la tasa del impuesto a las ganancias es de 30% sobre la utilidad gravable luego de deducir la participación de los trabajadores que se calcula con una tasa de 5% sobre la utilidad imponible.

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

Las filiales peruanas producto de este decremento en las tasas, han reconocido al 31 de diciembre de 2014 las variaciones en sus activos y pasivos por impuestos diferidos. El cargo neto a resultados fue de una utilidad de M\$ 24.818.773.

20. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

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

| Otros pasivos financieros | 31 de diciembre de 2014 | | 31 de diciembre de 2013 | |
|---|-------------------------|----------------------|-------------------------|----------------------|
| | Corriente M\$ | No corriente M\$ | Corriente M\$ | No corriente M\$ |
| Préstamos que devengan intereses | 418.266.381 | 3.167.948.954 | 785.231.174 | 2.688.538.096 |
| Instrumentos derivados de cobertura (*) | 995.059 | 114.861.592 | 117.341.051 | 97.231.764 |
| Instrumentos derivados de no cobertura (**) | 2.544.239 | 6.286.982 | 1.410.556 | - |
| Deuda por concesión Túnel El Melón | - | - | 2.692.424 | 4.479.251 |
| | 421.805.679 | 3.289.097.528 | 906.675.205 | 2.790.249.111 |

(*) ver nota 22.2.a

(**) ver nota 22.2.b

20.1 Préstamos que devengan intereses.

El detalle de corriente y no corriente de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

| Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses | 31 de diciembre de 2014 | | 31 de diciembre de 2013 | |
|--|-------------------------|----------------------|-------------------------|----------------------|
| | Corriente M\$ | No corriente M\$ | Corriente M\$ | No corriente M\$ |
| Préstamos bancarios | 42.325.846 | 247.216.989 | 154.917.772 | 219.963.968 |
| Obligaciones no garantizadas | 308.925.119 | 2.565.417.993 | 407.412.807 | 2.179.772.922 |
| Obligaciones garantizadas | - | - | 4.828.233 | - |
| Arrendamiento financiero | 18.123.424 | 83.661.174 | 14.046.903 | 87.284.708 |
| Otros préstamos | 48.891.992 | 271.652.798 | 204.025.459 | 201.516.498 |
| Total | 418.266.381 | 3.167.948.954 | 785.231.174 | 2.688.538.096 |

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

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

| Segmento País | Moneda | Tasa Nominal | Garantía | Corriente | | | No Corriente | | | | | | |
|---------------|--------|--------------|--------------|----------------------------|-----------------------------|---|--------------------------|---------------------------|------------------------------|-------------------------------|-----------------------------|---|--------------------|
| | | | | Vencimiento | | Total Corriente al 31/12/2014 M\$ | Vencimiento | | | | | Total No Corriente al 31/12/2014 M\$ | |
| | | | | Uno a Tres Meses M\$ | Tres a Doce Meses M\$ | | Uno a Dos Años M\$ | Dos a Tres Años M\$ | Tres a Cuatro Años M\$ | Cuatro a Cinco Años M\$ | Más de Cinco Años M\$ | | |
| Chile | US\$ | 5,98% | Sin Garantía | - | 1.007.362 | 1.007.362 | - | - | - | - | - | - | - |
| Chile | Ch\$ | 5,47% | Sin Garantía | 1.594 | - | 1.594 | - | - | - | - | - | - | - |
| Perú | US\$ | 2,93% | Sin Garantía | 2.472.247 | 8.382.913 | 10.855.160 | 38.628.554 | 17.850.471 | 16.254.959 | 255.432 | - | - | 72.989.416 |
| Perú | Soles | 5,41% | Sin Garantía | 175.487 | - | 175.487 | - | 2.029.640 | 22.326.036 | - | - | - | 24.355.676 |
| Argentina | US\$ | 13,03% | Sin Garantía | 11.451.387 | 2.126.669 | 13.578.056 | 1.022.595 | - | - | - | - | - | 1.022.595 |
| Argentina | \$ Arg | 33,25% | Sin Garantía | 4.304.802 | 11.794.567 | 16.099.369 | 6.999.683 | - | - | - | - | - | 6.999.683 |
| Colombia | \$ Col | 8,13% | Sin Garantía | - | 209.395 | 209.395 | - | - | - | - | - | 77.750.800 | 77.750.800 |
| Brasil | Real | 10,30% | Sin Garantía | 9.358 | 390.065 | 399.423 | - | 21.366.273 | 21.366.273 | 21.366.273 | - | - | 64.098.819 |
| Total | | | | 18.414.875 | 23.910.971 | 42.325.846 | 46.650.832 | 41.246.384 | 59.947.268 | 21.621.705 | 77.750.800 | - | 247.216.989 |

| Segmento País | Moneda | Tasa Nominal | Garantía | Corriente | | | No Corriente | | | | | | |
|---------------|--------|--------------|--------------|---------------------------|----------------------------|---|--------------------------|---------------------------|------------------------------|-------------------------------|-----------------------------|---|--------------------|
| | | | | Vencimiento | | Total Corriente al 31/12/2013 M\$ | Vencimiento | | | | | Total No Corriente al 31/12/2013 M\$ | |
| | | | | Uno a Tres Años M\$ | Tres a Doce Años M\$ | | Uno a Dos Años M\$ | Dos a Tres Años M\$ | Tres a Cuatro Años M\$ | Cuatro a Cinco Años M\$ | Más de Cinco Años M\$ | | |
| Chile | US\$ | 2,29% | Sin Garantía | 404.070 | 106.087.194 | 106.491.264 | 858.299 | - | - | - | - | - | 858.299 |
| Chile | Ch\$ | 5,67% | Sin Garantía | 1.523 | 176 | 1.699 | - | - | - | - | - | - | - |
| Perú | US\$ | 2,78% | Sin Garantía | 2.676.462 | 2.785.037 | 5.461.499 | 8.394.485 | 13.644.318 | 14.563.037 | 13.182.334 | - | - | 49.784.174 |
| Perú | Soles | 5,41% | Sin Garantía | 150.822 | - | 150.822 | - | - | 1.878.295 | 20.661.242 | - | - | 22.539.537 |
| Argentina | US\$ | 9,31% | Sin Garantía | 6.425.910 | 4.853.256 | 11.279.166 | 1.617.752 | - | - | - | - | - | 1.617.752 |
| Argentina | \$ Arg | 27,55% | Sin Garantía | 14.322.039 | 9.470.728 | 23.792.767 | 8.913.225 | 6.309.077 | - | - | - | - | 15.222.302 |
| Colombia | \$ Col | 6,84% | Sin Garantía | - | 188.239 | 188.239 | - | - | - | - | - | 82.965.288 | 82.965.288 |
| Brasil | US\$ | 7,70% | Sin Garantía | 69.098 | 7.173.489 | 7.242.587 | 7.711.388 | 3.997.031 | 4.324.406 | 955.764 | 1.064.912 | - | 18.053.501 |
| Brasil | Real | 10,12% | Sin Garantía | - | 309.729 | 309.729 | - | - | 9.641.039 | 9.641.038 | 9.641.038 | - | 28.923.115 |
| Total | | | | 24.049.924 | 130.867.848 | 154.917.772 | 27.495.149 | 23.950.426 | 30.406.777 | 44.440.378 | 93.671.238 | - | 219.963.968 |

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2014 asciende a M\$ 355.108.183 (M\$ 371.446.585 al 31 de diciembre de 2013). En ambos ejercicios, han sido clasificados como valores razonables Nivel 2, sobre la base de los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas (ver Nota 3.h).

20.2 Obligaciones No Garantizadas

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

- Resumen de Obligaciones No Garantizadas por monedas y vencimientos

| Segmento País | Moneda | Tasa Nominal Anual | Garantía | Corriente | | | No Corriente | | | | | Total No Corriente al 31/12/2014 M\$ | |
|---------------|--------|--------------------|--------------|----------------------|-----------------------|-----------------------------------|--------------------|---------------------|------------------------|-------------------------|-----------------------|--------------------------------------|---------------|
| | | | | Vencimiento | | Total Corriente al 31/12/2014 M\$ | Vencimiento | | | | | | |
| | | | | Uno a Tres Meses M\$ | Tres a Doce Meses M\$ | | Uno a Dos Años M\$ | Dos a Tres Años M\$ | Tres a Cuatro Años M\$ | Cuatro a Cinco Años M\$ | Más de Cinco Años M\$ | | |
| Chile | US\$ | 7,17% | Sin Garantía | 10.600.825 | 124.464.832 | 135.065.657 | 153.936.502 | - | - | - | - | 420.471.172 | 574.407.674 |
| Chile | U.F. | 5,57% | Sin Garantía | 1.523.693 | 8.154.883 | 9.678.576 | 8.345.041 | 8.530.345 | 8.726.297 | 31.321.793 | 272.880.640 | 329.804.116 | 329.804.116 |
| Perú | US\$ | 6,59% | Sin Garantía | 4.852.113 | - | 4.852.113 | 12.133.186 | - | 6.066.593 | 4.953.980 | 12.133.186 | 35.286.945 | 35.286.945 |
| Perú | Soles | 6,57% | Sin Garantía | 7.369.056 | 23.437.141 | 30.806.197 | 17.292.530 | 20.093.432 | - | 29.429.775 | 146.235.538 | 213.051.275 | 213.051.275 |
| Colombia | \$ Col | 8,16% | Sin Garantía | 92.570.006 | - | 92.570.006 | 36.963.495 | 142.924.458 | 122.313.646 | 92.241.270 | 690.301.242 | 1.084.744.111 | 1.084.744.111 |
| Brasil | Real | 12,55% | Sin Garantía | - | 35.952.570 | 35.952.570 | 80.341.173 | 104.952.742 | 93.563.508 | 49.266.449 | - | 328.123.872 | 328.123.872 |
| Total | | | | 116.915.693 | 192.009.426 | 308.925.119 | 309.011.927 | 276.500.977 | 230.670.044 | 207.213.267 | 1.542.021.778 | 2.565.417.993 | 2.565.417.993 |

| Segmento País | Moneda | Tasa Nominal Anual | Garantía | Corriente | | | No Corriente | | | | | Total No Corriente al 31/12/2013 M\$ |
|---------------|--------|--------------------|--------------|----------------------|-----------------------|-----------------------------------|--------------------|---------------------|------------------------|-------------------------|-----------------------|--------------------------------------|
| | | | | Vencimiento | | Total Corriente al 31/12/2013 M\$ | Vencimiento | | | | | |
| | | | | Uno a Tres Meses M\$ | Tres a Doce Meses M\$ | | Uno a Dos Años M\$ | Dos a Tres Años M\$ | Tres a Cuatro Años M\$ | Cuatro a Cinco Años M\$ | Más de Cinco Años M\$ | |
| Chile | US\$ | 7,62% | Sin Garantía | 208.555.534 | 810.389 | 209.365.923 | 104.458.309 | 134.528.116 | - | - | 159.538.410 | 398.524.835 |
| Chile | U.F. | 5,57% | Sin Garantía | - | 9.072.702 | 9.072.702 | 4.848.388 | 4.848.388 | 4.848.388 | 4.848.388 | 299.711.440 | 319.104.992 |
| Perú | US\$ | 6,89% | Sin Garantía | 862.593 | 5.164.073 | 6.026.666 | 3.336.269 | 10.499.668 | - | 5.249.833 | 14.786.682 | 33.872.452 |
| Perú | Soles | 6,63% | Sin Garantía | 7.549.494 | 34.181.671 | 41.731.165 | 21.583.486 | 19.759.661 | 9.391.473 | - | 98.704.389 | 149.439.009 |
| Colombia | \$ Col | 7,54% | Sin Garantía | 108.852.499 | 26.251.335 | 135.103.834 | 68.210.526 | 39.442.515 | 152.406.248 | 108.749.003 | 645.988.991 | 1.014.797.283 |
| Brasil | Real | 11,06% | Sin Garantía | - | 6.112.517 | 6.112.517 | 24.268.964 | 75.417.620 | 115.258.988 | 24.831.076 | 24.257.703 | 264.034.351 |
| Total | | | | 325.820.120 | 81.592.687 | 407.412.807 | 226.705.942 | 284.495.968 | 281.905.097 | 143.678.300 | 1.242.987.615 | 2.179.772.922 |

20.3 Obligaciones Garantizadas

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

- Resumen de Obligaciones Garantizadas por monedas y vencimientos

Al 31 de diciembre de 2014 no existen obligaciones garantizadas.

| Segmento País | Moneda | Tasa Nominal Anual | Garantía | Corriente | | | No Corriente | | | | | Total No Corriente al 31/12/2013 M\$ |
|---------------|--------|--------------------|--------------|----------------------|-----------------------|-----------------------------------|---------------------|---------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------|--------------------------------------|
| | | | | Vencimiento | | Total Corriente al 31/12/2013 M\$ | Vencimiento | | | | | |
| | | | | Uno a Tres Meses M\$ | Tres a Doce Meses M\$ | | Uno a Tres Años M\$ | Dos a Tres Años M\$ | Tres a Cinco Años M\$ | Más de Cinco Años M\$ | Más de Diez Años M\$ | |
| Perú | Soles | 6,16% | Con Garantía | 4.828.233 | - | 4.828.233 | - | - | - | - | - | - |
| Total | | | | 4.828.233 | - | 4.828.233 | - | - | - | - | - | - |

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las obligaciones con el público corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2014 asciende a M\$ 3.009.493.067 (M\$ 3.006.275.851 al 31 de diciembre de 2013). En ambos ejercicios, han sido clasificados como valores razonables Nivel 2, sobre la base de los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas (ver Nota 3.h).

20.4 Deuda de cobertura.

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

El movimiento al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 en el rubro “Reservas de coberturas de flujo de caja” por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

| | 31-12-2014 | 31-12-2013 | 31-12-2012 |
|---|---------------------|------------------|-------------------|
| Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto | 2.415.439 | 37.372.801 | 30.554.503 |
| Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto | (31.401.584) | (24.792.601) | 17.591.453 |
| Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto | (10.086.797) | (10.087.806) | (10.657.638) |
| Diferencias de conversión | 289.343 | (76.955) | (115.517) |
| Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto | (38.783.599) | 2.415.439 | 37.372.801 |

20.5 Otros aspectos.

Al 31 de diciembre de 2014 el Grupo Enersis disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional, por M\$ 353.263.488 (M\$ 208.900.680 al 31 de diciembre de 2013).

21. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.

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

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

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

21.1 Riesgo de tasa de interés.

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

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

Cumpliendo la política actual de cobertura de tasa de interés el porcentaje de deuda fija y/o protegida por sobre la deuda neta total, se situó en 86% al 31 de diciembre de 2014.

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

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

Posición neta:

| | 31-12-2014 % | 31-12-2013 % |
|--------------------------|-----------------|-----------------|
| Tasa de interés fijo | 86% | 72% |
| Tasa de interés variable | 14% | 28% |
| Total | 100% | 100% |

21.2 Riesgo de tipo de cambio.

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

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

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

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

21.3 Riesgo de commodities.

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

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

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

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

enero 2015 y 350 mil MMBTU de gas Henry Hub para febrero 2015. Al 31 de diciembre de 2013, no habían operaciones vigentes de derivados de commodities.

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

21.4 Riesgo de liquidez.

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

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros (ver Notas 20 y 22, y Anexo 4).

Al 31 de diciembre de 2014, el Grupo Enersis presenta una liquidez de M\$ 1.704.745.491 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 353.263.488 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2013, el Grupo Enersis tenía una liquidez de M\$ 1.606.387.569 en efectivo y medios equivalentes y M\$ 208.900.680 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

21.5 Riesgo de crédito.

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

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

Activos de carácter financiero:

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

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

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

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

Medición del riesgo.

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

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

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

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

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

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

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

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

| Posiciones financieras | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
|------------------------|-------------------|-------------------|
| Tipo de interés | 33.135.363 | 17.236.855 |
| Tipo de cambio | 1.065.881 | 3.074.168 |
| Correlación | (1.187.257) | (390.965) |
| Total | 33.013.987 | 19.920.058 |

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

22. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.

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

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

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

| | 31 de diciembre de 2013 | | | | | |
|--------------------------------------|---|--|--|---------------------------------------|---|---|
| | Activos financieros mantenidos para negociar M\$ | Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$ | Inversiones a mantener hasta el vencimiento M\$ | Préstamos y cuentas por cobrar M\$ | Activos financieros disponible para la venta M\$ | Derivados financieros de cobertura M\$ |
| Instrumentos derivados | 4.107.362 | - | - | - | - | 25.142.725 |
| Otros activos de carácter financiero | - | 163.288.698 | 588.490.652 | 1.163.756.682 | - | - |
| Total Corriente | 4.107.362 | 163.288.698 | 588.490.652 | 1.163.756.682 | - | 25.142.725 |
| Instrumentos de patrimonio | - | - | - | - | 4.158.231 | - |
| Instrumentos derivados | - | - | - | - | - | 4.403.506 |
| Otros activos de carácter financiero | - | - | 34.867.362 | 223.045.673 | 448.107.319 | - |
| Total No Corriente | - | - | 34.867.362 | 223.045.673 | 452.265.550 | 4.403.506 |
| Total | 4.107.362 | 163.288.698 | 623.358.014 | 1.386.802.355 | 452.265.550 | 29.546.231 |

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

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

| 31 de diciembre de 2013 | | | | |
|--------------------------------------|---|--|--------------------------------------|---|
| | Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$ | Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$ | Préstamos y cuentas por pagar M\$ | Derivados financieros de cobertura M\$ |
| Préstamos que devengan interés | 4.393.053 | - | 783.530.545 | - |
| Instrumentos derivados | 1.410.556 | - | - | 117.341.051 |
| Otros pasivos de carácter financiero | - | - | 1.719.415.924 | - |
| Total Corriente | 5.803.609 | - | 2.502.946.469 | 117.341.051 |
| Préstamos que devengan interés | 4.707.155 | - | 2.688.310.192 | - |
| Instrumentos derivados | - | - | - | 97.231.764 |
| Otros pasivos de carácter financiero | - | - | 23.063.878 | - |
| Total No Corriente | 4.707.155 | - | 2.711.374.070 | 97.231.764 |
| Total | 10.510.764 | - | 5.214.320.539 | 214.572.815 |

22.2 Instrumentos derivados.

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

La compañía clasifica sus coberturas en:

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

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

| | 31 de diciembre de 2014 | | | | 31 de diciembre de 2013 | | | |
|-------------------------------|-------------------------|---------------------|------------------|---------------------|-------------------------|---------------------|--------------------|---------------------|
| | Activo | | Pasivo | | Activo | | Pasivo | |
| | Corriente M\$ | No corriente M\$ | Corriente M\$ | No corriente M\$ | Corriente M\$ | No corriente M\$ | Corriente M\$ | No corriente M\$ |
| Cobertura de tipo de interés: | | | | | | | | |
| Cobertura flujos de caja | 193.246 | 3.533.655 | 14.637 | 582.788 | 4.013.126 | 4.393.690 | 1.245.586 | 1.079.984 |
| Cobertura de tipo de cambio: | | | | | | | | |
| Cobertura de flujos de caja | 1.221.342 | 3.695.636 | 980.421 | 114.278.805 | 21.129.599 | 9.816 | 116.095.465 | 96.151.780 |
| Cobertura de valor razonable | - | - | - | - | - | - | 13.981 | 1.470.376 |
| TOTAL | 1.414.588 | 7.229.291 | 995.058 | 114.861.593 | 25.142.725 | 4.403.506 | 117.341.051 | 97.231.764 |

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

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

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

| Detalle de Instrumentos de Cobertura | Descripción de Instrumento de Cobertura | Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre | Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2014 | Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2013 |
|--------------------------------------|---|---|--|--|
| SWAP | Tasa de Interés | Préstamos Bancarios | 3.129.476 | 6.081.246 |
| SWAP | Tipo de cambio | Préstamos Bancarios | - | (1.484.357) |
| SWAP | Tipo de cambio | Obligaciones No Garantizadas (Bonos) | (110.342.248) | (189.623.473) |

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

| | 31 de diciembre de 2014 | | 31 de diciembre de 2013 | | 31 de diciembre de 2012 | |
|----------------------|-------------------------|------------------|-------------------------|------------------|-------------------------|------------------|
| | Ingresos M\$ | Gastos M\$ | Ingresos M\$ | Gastos M\$ | Ingresos M\$ | Gastos M\$ |
| Instrumento derivado | 610.861 | - | 697.443 | - | 381.011 | - |
| Partida subyacente | - | 1.090.341 | - | 1.556.853 | - | 2.167.393 |
| TOTAL | 610.861 | 1.090.341 | 697.443 | 1.556.853 | 381.011 | 2.167.393 |

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

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, las operaciones de derivados financieros, que se registran a valor razonable con cambios en resultados, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

| | 31 de diciembre de 2014 | | | | 31 de diciembre de 2013 | | | |
|--|--|----------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|----------------------|-------------------------|-------------------------|
| | Activo Corriente M\$ | Pasivo Corriente M\$ | Activo No Corriente M\$ | Pasivo No Corriente M\$ | Activo Corriente M\$ | Pasivo Corriente M\$ | Activo No Corriente M\$ | Pasivo No Corriente M\$ |
| | Instrumentos derivados de no cobertura | 7.061.715 | 2.544.239 | 22.002 | 6.286.982 | 4.107.362 | 1.410.556 | - |

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

A continuación se presenta un detalle de los derivados financieros contratados por el Grupo al 31 de diciembre de 2014 y 2013, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

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

| Derivados financieros | 31 de diciembre 2013 | | | | | | | |
|--|----------------------|--------------------|-------------------|--------------------|-------------------|--------------|-----------------|----------------------|
| | Valor razonable M\$ | Valor nominal | | | | | | |
| | | Antes de 1 Año M\$ | 1 - 2 Años M\$ | 2-3 Años M\$ | 3-4 Años M\$ | 4-5 Años M\$ | Posteriores M\$ | Total M\$ |
| Cobertura de tipo de interés: | 6.081.246 | 127.289.996 | 33.022.809 | 42.602.326 | 20.964.119 | - | - | 223.879.250 |
| Cobertura de flujos de caja | 6.081.246 | 127.289.996 | 33.022.809 | 42.602.326 | 20.964.119 | - | - | 223.879.250 |
| Cobertura de tipo de cambio: | (191.107.830) | 528.667.695 | 2.681.268 | 220.782.813 | - | - | - | 752.131.776 |
| Cobertura de flujos de caja | (189.623.473) | 527.137.107 | 1.041.243 | 220.782.813 | - | - | - | 748.961.163 |
| Cobertura de valor razonable | (1.484.357) | 1.530.588 | 1.640.025 | - | - | - | - | 3.170.613 |
| Derivados no designados contablemente de cobertura | 2.696.806 | 294.635.535 | - | - | - | - | - | 294.635.535 |
| TOTAL | (182.329.778) | 950.593.226 | 35.704.077 | 263.385.139 | 20.964.119 | - | - | 1.270.646.561 |

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

22.3 Jerarquías del valor razonable.

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de posición financiera, se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en Nota 3.g.5.

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

| Instrumentos financieros medidos a valor razonable | | Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando: | | |
|--|--------------------|--|--------------------|----------------|
| | 31-12-2014 M\$ | Nivel 1 M\$ | Nivel 2 M\$ | Nivel 3 M\$ |
| Activos Financieros | | | | |
| Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja | 8.643.879 | - | 8.643.879 | - |
| Derivados financieros no designados contablemente como cobertura | 7.083.717 | - | 7.083.717 | - |
| Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado | 52.677.337 | 52.677.337 | - | - |
| Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo | 493.285.774 | 362.169 | 492.923.605 | - |
| Total | 561.690.707 | 53.039.506 | 508.651.201 | - |
| Pasivos Financieros | | | | |
| Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja | 115.856.651 | - | 115.856.651 | - |
| Derivados financieros no designados contablemente como cobertura | 8.831.221 | - | 8.831.221 | - |
| Total | 124.687.872 | - | 124.687.872 | - |

| Instrumentos financieros medidos a valor razonable | | Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando: | | |
|--|--------------------|--|--------------------|----------------|
| | 31-12-2013 M\$ | Nivel 1 M\$ | Nivel 2 M\$ | Nivel 3 M\$ |
| Activos Financieros | | | | |
| Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja | 29.546.231 | - | 29.546.231 | - |
| Derivados financieros no designados contablemente como cobertura | 4.107.362 | - | 4.107.362 | - |
| Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado | 163.288.698 | 163.288.698 | - | - |
| Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo | 448.136.514 | 29.195 | 448.107.319 | - |
| Total | 645.078.805 | 163.317.893 | 481.760.912 | - |
| Pasivos Financieros | | | | |
| Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja | 213.088.458 | - | 213.088.458 | - |
| Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable | 1.484.357 | - | 1.484.357 | - |
| Derivados financieros no designados contablemente como cobertura | 1.410.556 | - | 1.410.556 | - |
| Préstamos que devengan interés corto plazo | 4.393.053 | - | 4.393.053 | - |
| Préstamos que devengan interés largo plazo | 4.707.155 | - | 4.707.155 | - |
| Total | 225.083.579 | - | 225.083.579 | - |

22.3.1 A continuación se detalla una conciliación entre los saldos de apertura y cierre, para aquellos instrumentos financieros cuya valorización a valor razonable califica con nivel 3:

| Préstamos que devengan interés de largo plazo | M\$ |
|---|-------------|
| Saldo al 1 de enero de 2013 | 2.022.260 |
| Utilidad imputada en resultado financiero | (2.022.260) |
| Saldo al 31 de diciembre de 2013 | - |
| Utilidad imputada en resultado financiero | - |
| Saldo al 31 de diciembre de 2014 | - |

El valor razonable del Nivel 3 ha sido determinado mediante la aplicación de un método tradicional de flujos de caja descontados. Las proyecciones de estos flujos de caja consideran algunos supuestos desarrollados internamente, los cuales, en lo fundamental, corresponden a estimaciones de precios y niveles de producción de energía y potencia a firme y de costos de operación y mantenimiento de algunas de nuestras centrales.

Ninguno de los posibles escenarios razonables previsible de las hipótesis indicadas en el párrafo anterior, daría como resultado un cambio significativo en el valor razonable de los instrumentos financieros incluidos en este nivel.

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

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

| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | Corrientes | | No corrientes | |
|--|----------------------|----------------------|--------------------|-------------------|
| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
| Acreedores comerciales | 822.851.379 | 503.498.609 | 7.147.088 | - |
| Otras cuentas por pagar | 1.466.025.571 | 1.011.505.045 | 152.238.433 | 23.063.878 |
| Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | 2.288.876.950 | 1.515.003.654 | 159.385.521 | 23.063.878 |

El detalle de Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | Corrientes | | No corrientes | |
|--|----------------------|----------------------|--------------------|-------------------|
| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | Uno a cinco años | |
| | | | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
| Proveedores por compra de energía | 762.931.782 | 473.475.615 | 7.147.088 | - |
| Proveedores por compra de combustibles y gas | 59.919.597 | 30.022.994 | - | - |
| Cuentas por pagar bienes y servicios | 792.235.405 | 577.763.247 | 111.531.445 | - |
| Dividendos por pagar a participaciones no controladoras | 327.360.126 | 171.536.664 | - | - |
| Multas y reclamaciones (*) | 98.470.156 | 84.104.347 | - | - |
| Obligaciones investigación y desarrollo | 18.071.828 | 21.530.534 | 24.157.710 | 16.772.447 |
| Impuestos o Tributos distintos a la Renta | 97.531.854 | 98.245.616 | 7.304.354 | 126.137 |
| Contrato Mitsubishi (LTSA) | 34.214.611 | 24.837.227 | - | - |
| Obligaciones programas sociales | 12.869.529 | 9.647.096 | - | - |
| Intereses por pagar con acreedores comerciales | 44.497.783 | 7.753.216 | - | - |
| Otras cuentas por pagar | 40.774.279 | 16.087.098 | 9.244.924 | 6.165.294 |
| Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | 2.288.876.950 | 1.515.003.654 | 159.385.521 | 23.063.878 |

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

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

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

24. PROVISIONES.

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

| Provisiones | Corrientes | | No corrientes | |
|---|-------------------|-------------------|--------------------|--------------------|
| | 31-12-2014 | 31-12-2013 | 31-12-2014 | 31-12-2013 |
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Por reclamaciones legales | 58.620.425 | 56.337.107 | 165.347.715 | 164.694.598 |
| Por desmantelamiento o restauración (1) | 568.465 | - | 31.647.729 | 24.109.594 |
| Por proveedores y servicios | 6.245.568 | 2.543.067 | - | - |
| Provisión Medio Ambiente | 9.675.454 | 12.139.002 | 248.397 | 5.163.161 |
| Otras provisiones | 15.112.772 | 16.290.187 | - | - |
| Total | 90.222.684 | 87.309.363 | 197.243.841 | 193.967.353 |

(1) Ver nota 3a

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

| | Por Reclamaciones Legales | Por Desmantelamiento o Restauración | Otras Provisiones | Total |
|---|---------------------------|-------------------------------------|--------------------|--------------------|
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Movimientos en Provisiones | | | | |
| Saldo Inicial al 1 de enero de 2014 | 221.031.705 | 24.109.594 | 36.135.417 | 281.276.716 |
| Provisiones Adicionales | - | 6.857.384 | - | 6.857.384 |
| Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes | 46.561.327 | 15.850 | 25.802.254 | 72.379.431 |
| Provisión Utilizada | (41.501.294) | - | (9.941.920) | (51.443.214) |
| Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo | 13.396.466 | 1.135.525 | 33.735.093 | 48.267.084 |
| Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera | 2.742.310 | 97.841 | (8.494.789) | (5.654.638) |
| Otro Incremento (Decremento) | (18.262.374) | - | (45.953.864) | (64.216.238) |
| Total Movimientos en Provisiones | 2.936.435 | 8.106.600 | (4.853.226) | 6.189.809 |
| Saldo al 31 de diciembre de 2014 | 223.968.140 | 32.216.194 | 31.282.191 | 287.466.525 |
| Movimientos en Provisiones | | | | |
| Saldo Inicial al 1 de enero de 2013 | 187.378.105 | 20.475.846 | 33.063.273 | 240.917.224 |
| Provisiones Adicionales | - | 2.176.598 | - | 2.176.598 |
| Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes | 30.020.151 | 14.952 | 28.019.971 | 58.055.074 |
| Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios | 9.403.960 | 357.755 | - | 9.761.715 |
| Provisión Utilizada | (23.712.842) | (207.158) | (21.999.415) | (45.919.415) |
| Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo | 18.085.233 | 1.216.334 | 19.256.130 | 38.557.697 |
| Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera | (9.039.781) | 75.267 | (8.375.698) | (17.340.212) |
| Otro Incremento (Decremento) | 8.896.879 | - | (13.828.844) | (4.931.965) |
| Total Movimientos en Provisiones | 33.653.600 | 3.633.748 | 3.072.144 | 40.359.492 |
| Saldo Final al 31 de diciembre de 2013 | 221.031.705 | 24.109.594 | 36.135.417 | 281.276.716 |

25. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.

25.1 Aspectos generales:

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

a) Beneficios de prestación definida:

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

b) Otros Beneficios

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

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

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

c) Beneficios de aportación definida:

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

25.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

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

Cuentas contables:

| | Saldo al | |
|---|--------------------|--------------------|
| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
| Obligaciones post empleo no corriente | 269.930.412 | 238.514.991 |
| Total Pasivo | 269.930.412 | 238.514.991 |
| Total Obligaciones Post Empleo, neto | 269.930.412 | 238.514.991 |

Conciliación con cuentas contables:

| | Saldo al | |
|---|--------------------|--------------------|
| | 31-12-2014 | 31-12-2013 |
| | M\$ | M\$ |
| Obligaciones post empleo | 588.148.279 | 521.850.486 |
| (-) Plan de activos (*) | (368.008.708) | (322.830.274) |
| Total | 220.139.571 | 199.020.212 |
| Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**) | 33.710.733 | 39.494.779 |
| Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***) | 16.080.108 | - |
| Total Obligaciones Post Empleo, neto | 269.930.412 | 238.514.991 |

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

(**) En Coelce, actualmente ciertos planes de pensiones, presentan un superávit actuarial por un monto de M\$ 33.710.733 al 31 de diciembre de 2014 (M\$ 39.494.779 en 2013), Este superávit actuarial no fue reconocido como un activo, de acuerdo con la CINIIF 14 – EL Límite de un Activo por Beneficios Definidos, Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción, ya que de acuerdo a las reglas de la Seguridad Social complementaria (SPC) - Resolución CGPC 26/2008, la plusvalía sólo puede ser utilizada por el patrocinador si la reserva para contingencia, en el balance de la Fundación, es reconocida por su porcentaje máximo (25% de las reservas), para garantizar la estabilidad financiera del plan en función de la volatilidad de estas obligaciones. Superando este límite, el excedente podrá ser utilizada por el patrocinador para reducir las aportaciones futuras o ser reembolsados al patrocinador. Para Coelce, esta proporción es inferior al 5% al 31 de diciembre 2014.

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

A continuación se presenta el saldo registrado en el estado de situación financiera consolidado como consecuencia de la diferencia entre el pasivo actuarial por los compromisos de prestación definida y el valor razonable de los activos afectos al 31 de diciembre de 2014 y al cierre de los cuatro ejercicios anteriores:

| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ | 31-12-2011 M\$ | 31-12-2010 M\$ |
|---|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Pasivo Actuarial | 588.148.279 | 521.850.486 | 628.823.491 | 592.212.012 | 548.004.356 |
| Activos Afectos | (368.008.708) | (322.830.274) | (393.880.165) | (366.137.888) | (377.239.859) |
| Diferencia | 220.139.571 | 199.020.212 | 234.943.326 | 226.074.124 | 170.764.497 |
| Limitación no reconocida debido al límite de los Activos del Plan | 33.710.733 | 39.494.779 | 21.218.042 | 43.278.951 | 42.952.266 |
| Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) | 16.080.108 | - | - | - | - |
| Transferencia a grupos mantenidos para la venta | - | - | - | - | (2.786.493) |
| Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial | 269.930.412 | 238.514.991 | 256.161.368 | 269.353.075 | 210.930.270 |

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

| Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|
| Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas | 4.513.850 | 4.462.712 | 3.689.477 |
| Costo por intereses de plan de prestaciones definidas | 59.981.707 | 54.773.138 | 53.828.477 |
| Ingresos por intereses activos del plan | (42.145.223) | (37.219.214) | (34.379.133) |
| Costos de Servicios Pasados | 667.153 | - | - |
| Costo por intereses de los elementos de techo de activo | 5.348.952 | 2.422.955 | - |
| Total gastos reconocidos en el estado de resultados | 28.366.439 | 24.439.591 | 23.138.821 |
| (Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos | 36.681.734 | (6.351.518) | 14.044.750 |
| Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales | 65.048.173 | 18.088.073 | 37.183.571 |

c) La presentación del pasivo actuarial neto al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente

| Pasivo Actuarial Neto | M\$ |
|--|--------------------|
| Saldo Inicial al 1 de enero de 2013 | 256.161.368 |
| Costo Neto por Intereses | 19.976.881 |
| Costos de los Servicios en el Período | 4.462.712 |
| Beneficios Pagados en el Período | (15.517.133) |
| Aportaciones del Período | (14.383.865) |
| (Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras | (100.972.717) |
| (Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia | 6.468.147 |
| Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses | 75.783.858 |
| Cambios del Límite del Activo | 15.853.780 |
| Diferencias de Conversión | (9.318.040) |
| Saldo al 31 de diciembre de 2013 | 238.514.991 |
| Costo Neto por Intereses | 23.185.436 |
| Costos de los Servicios en el Período | 5.181.003 |
| Beneficios Pagados en el Período | (15.957.887) |
| Aportaciones del Período | (17.998.323) |
| (Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras | 26.435.894 |
| (Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia | 22.302.042 |
| Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses | (13.293.908) |
| Cambios del Límite de Activo | (12.687.133) |
| Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) | 16.080.108 |
| Transferencias a Mantenedores para la Venta | (102.423) |
| Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos | 1.297.048 |
| Diferencias de Conversión | (3.026.436) |
| Pasivo Actuarial Neto Final al 31 de diciembre de 2014 | 269.930.412 |

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

| Valor actuarial de las Obligaciones post empleo | M\$ |
|--|--------------------|
| Saldo Inicial al 1 de enero de 2013 | 628.823.491 |
| Costo del servicio corriente | 4.462.712 |
| Costo por intereses | 54.773.138 |
| Aportaciones efectuadas por los participantes | 1.137.338 |
| (Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras | (100.972.717) |
| (Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia | 6.468.147 |
| Diferencia de conversión de moneda extranjera | (24.305.459) |
| Contribuciones pagadas | (48.536.164) |
| Saldo al 31 de diciembre de 2013 | 521.850.486 |
| Costo del servicio corriente | 4.513.850 |
| Costo por intereses | 59.981.707 |
| Aportaciones efectuadas por los participantes | 513.813 |
| (Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras | 26.435.894 |
| (Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia | 22.302.042 |
| Diferencia de conversión de moneda extranjera | 2.634.240 |
| Contribuciones pagadas | (51.945.531) |
| Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos | 667.153 |
| Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos | 1.297.048 |
| Transferencias del personal | (102.423) |
| Saldo al 31 de diciembre de 2014 | 588.148.279 |

Al 31 de diciembre de 2014, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 9,58% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (8,25% a 31 de diciembre de 2013), en un 74,97% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (74,67% a 31 de diciembre de 2013), en un 12,81% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (14,82% a 31 de diciembre 2013), en un 2,18% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (1,85% a 31 de diciembre de 2013) y el 0,46% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,41% a 31 de diciembre de 2013).

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

| Valor razonable del plan de activos | M\$ |
|--|----------------------|
| Saldo Inicial al 1 de enero de 2013 | (393.880.165) |
| Ingresos por intereses | (37.219.214) |
| Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses | 75.783.858 |
| Diferencia de conversión de moneda extranjera | 14.987.419 |
| Aportaciones del empleador | (1.137.338) |
| Aportaciones pagadas | (14.383.865) |
| Contribuciones pagadas | 33.019.031 |
| Saldo al 31 de diciembre de 2013 | (322.830.274) |
| Ingresos por intereses | (42.145.223) |
| Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses | (13.293.908) |
| Diferencia de conversión de moneda extranjera | (7.214.811) |
| Aportaciones del empleador | (17.998.323) |
| Aportaciones pagadas | (513.813) |
| Contribuciones pagadas | 35.987.644 |
| Saldo al 31 de diciembre de 2014 | (368.008.708) |

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

| Categoría de los Activos del Plan | 31-12-2014 | | 31-12-2013 | |
|-----------------------------------|--------------------|-------------|--------------------|-------------|
| | M\$ | % | M\$ | % |
| Acciones (renta variable) | 46.892.034 | 13% | 52.901.001 | 16% |
| Activos de renta fija | 270.067.933 | 73% | 232.840.825 | 72% |
| Inversiones inmobiliarias | 41.758.489 | 11% | 24.609.293 | 8% |
| Otros | 9.290.252 | 3% | 12.479.155 | 4% |
| Total | 368.008.708 | 100% | 322.830.274 | 100% |

g) Conciliación Techo del activo:

| Conciliación Techo del Activo | M\$ |
|--|-------------------|
| Saldo Inicial al 1 de enero de 2013 | 21.218.042 |
| Intereses de Activo no reconocidos | 2.422.955 |
| Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo | 17.475.375 |
| Diferencias de Conversión | (1.621.593) |
| Saldo al 31 de diciembre de 2013 | 39.494.779 |
| Intereses de Activo no reconocidos | 5.348.952 |
| Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo | (12.687.133) |
| Diferencias de Conversión | 1.554.135 |
| Total Techo del Activo al 31 de diciembre de 2014 | 33.710.733 |

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

| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
|--------------|-------------------|-------------------|
| Acciones | 2 | 3 |
| Inmuebles | 24.699.453 | 21.899.207 |
| Total | 24.699.455 | 21.899.210 |

Otras revelaciones:

- Hipótesis actuariales:**

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

| | Chile | | Brasil | | Colombia | | Argentina | | Peru | |
|---|------------|------------|------------|-----------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | 31-12-2014 | 31-12-2013 | 31-12-2014 | 31-12-2013 | 31-12-2014 | 31-12-2013 | 31-12-2014 | 31-12-2013 | 31-12-2014 | 31-12-2013 |
| Tasas de descuento utilizadas | 4,60% | 5,40% | 12,52% | 11,82% - 12,44% | 7,04% | 7,25% | 5,50% | 5,50% | 6,35% | 6,82% |
| Tasa esperada de incrementos salariales | 4,00% | 3,00% | 9,18% | 7,61% | 4,00% | 4,00% | 0,00% | 0,00% | 3,00% | 3,00% |
| Tablas de mortalidad | RV -2009 | RV -2004 | AT 2000 | AT 2000 | RV 2008 | RV 2008 | RV 2004 | RV 2004 | RV 2009 | RV 2004 |

- Sensibilización:**

Al 31 de diciembre de 2014 la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo, ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento, supone una disminución de M\$46.833.941 (M\$41.964.612 al 31 de diciembre de 2013) en caso de un alza en la tasa, y un aumento de M\$56.665.239 (M\$49.310.554 al 31 de diciembre de 2013) en caso de una baja de la tasa.

- Aportación definida:**

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida, se registran directamente en el rubro “gastos de personal” en el estado de resultados consolidados. Los montos registrados por este concepto al 31 de diciembre de 2014 han ascendido a M\$ 4.700.327 (M\$ 3.140.681 al 31 de diciembre de 2013).

- Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el próximo año asciende a M\$ 38.179.137.

- Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones del Grupo corresponde a 11,9 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 5 y más años es como sigue:

| Años | M\$ |
|----------|-------------|
| 1 | 58.821.601 |
| 2 | 51.309.982 |
| 3 | 50.397.348 |
| 4 | 50.636.795 |
| 5 | 51.232.905 |
| más de 5 | 238.162.020 |

26. PATRIMONIO.

26.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

26.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

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

Las formas de pago de dichas acciones fueron las siguientes:

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

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

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

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

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

Con lo anterior, el capital de Enersis al 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013 asciende a M\$ 5.804.447.986 y M\$ 5.669.280.725, respectivamente y está representado en 49.092.772.762 de acciones.

Al 31 de diciembre de 2014, todas las acciones emitidas por Enersis están suscritas y pagadas y admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores de Valparaíso, Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE) y Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (LATIBEX). Una situación similar ocurría al 31 de diciembre de 2013.

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

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

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

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

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

26.1.2 Dividendos

Con fecha 29 de febrero de 2012 el Directorio de Enersis acordó, por la unanimidad de sus miembros presentes, proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas de Enersis S.A., mantener el reparto del mismo porcentaje de utilidades efectuado el ejercicio anterior, esto es, el 50% de las utilidades líquidas de la Compañía, equivalente a \$5,7497 por acción, al que le fue descontado el dividendo provisorio de \$1,46560 por acción pagado en enero de 2012. En consecuencia, el monto repartido a los accionistas fue de \$4,2841 por concepto de dividendo definitivo por acción de la Compañía. Lo anterior, modificó la política de dividendos vigente en la materia, que preveía el reparto de un dividendos del 55% de las utilidades líquidas de la compañía.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 26 de abril de 2012, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el dividendo provisorio N°84), y un dividendo adicional, correspondiente a un total de \$5,74970. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N°84 ya fue pagado, se procedió a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°85 ascendente a \$4,28410 por acción.

Con fecha 29 de noviembre de 2012 el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 25 de enero de 2013 un dividendo provisorio N°86 de \$1,21538 por acción con cargo a los resultados del ejercicio 2012, correspondiente al 15% del las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre 2012, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente.

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

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

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

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

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

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

26.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión.

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

| Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|--|-------------------|---------------------|---------------------|
| Empresa Distribuidora Sur S.A. | (76.439.681) | (72.729.629) | (68.251.285) |
| Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A. | 130.582.841 | 154.005.545 | 22.285.125 |
| Edelnor | 36.743.627 | 16.231.253 | 6.517.665 |
| Enel Brasil S.A. | (164.554.392) | (234.432.842) | (53.694.114) |
| Central Costanera S.A. | 2.335.611 | 578.662 | (2.677.497) |
| Inversiones GasAtacama Holding Ltda. | 11.500.876 | 5.020.651 | (646.559) |
| Emgesa S.A. E.S.P. | 46.718.154 | 76.006.120 | 53.834.515 |
| Hidroeléctrica El Chocon S.A. | (30.145.604) | (26.372.986) | (19.040.997) |
| Generandes Perú S.A. | 71.188.012 | 24.832.786 | 24.592.212 |
| Emp. Eléctrica de Piura | 7.321.905 | 3.379.674 | - |
| Otros | (96.475) | (2.541.250) | (3.639.124) |
| TOTAL | 35.154.874 | (56.022.016) | (40.720.059) |

26.3 Gestión del capital.

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

26.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.

La compañía tiene algunas filiales que deben cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. La participación de la compañía en los activos netos restringidos al 31 de diciembre de 2014 de sus filiales Endesa Chile, Ampla Energía, Coelce, Edelnor y Piura corresponden a M\$ 1.091.973.013, M\$ 583.355.577, M\$ 103.197.317, M\$ 172.560.058 y M\$ 27.369.928, respectivamente.

26.5 Otras Reservas.

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

| | Saldo al 1 de enero de 2014 M\$ | Movimiento 2014 M\$ | Saldo al 31 de diciembre de 2014 M\$ |
|---|---------------------------------------|------------------------|--|
| Diferencias de cambio por conversión | (56.022.016) | 91.176.890 | 35.154.874 |
| Coberturas de flujo de caja | (3.086.726) | (66.317.951) | (69.404.677) |
| Activos financieros disponibles para la venta | 11.811 | 2.235 | 14.046 |
| Otras reservas varias | (2.414.023.486) | (205.947.141) | (2.619.970.627) |
| TOTAL | (2.473.120.417) | (181.085.967) | (2.654.206.384) |

| | Saldo al 1 de enero de 2013 M\$ | Movimiento 2013 M\$ | Saldo al 31 de diciembre de 2013 M\$ |
|---|---------------------------------------|------------------------|--|
| Diferencias de cambio por conversión | (40.720.059) | (15.301.957) | (56.022.016) |
| Coberturas de flujo de caja | 27.594.028 | (30.680.754) | (3.086.726) |
| Activos financieros disponibles para la venta | 13.647 | (1.836) | 11.811 |
| Otras reservas varias | (1.498.010.369) | (916.013.117) | (2.414.023.486) |
| TOTAL | (1.511.122.753) | (961.997.664) | (2.473.120.417) |

| | Saldo al 1 de enero de 2012 M\$ | Movimiento 2012 M\$ | Saldo al 31 de diciembre de 2012 M\$ |
|---|---------------------------------------|------------------------|--|
| Diferencias de cambio por conversión | 176.622.668 | (217.342.727) | (40.720.059) |
| Coberturas de flujo de caja | (310.265) | 27.904.293 | 27.594.028 |
| Activos financieros disponibles para la venta | 13.836 | (189) | 13.647 |
| Otras reservas varias | (1.497.208.996) | (801.373) | (1.498.010.369) |
| TOTAL | (1.320.882.757) | (190.239.996) | (1.511.122.753) |

a) **Reservas por diferencias de cambio por conversión:** Proviene fundamentalmente a las diferencias de cambio que se originan en:

- La conversión de nuestras filiales que tienen moneda funcional distinta al peso chileno (nota 2.6.3) y
- la valorización de las plusvalías compradas surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al peso chileno (nota 3.c.).

b) **Reservas de cobertura flujo de efectivo:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (nota 3.g.4. y 3.m).

c) **Otras reservas varias.**

El movimiento del ejercicio 2014 se explica, fundamentalmente, por los efectos provenientes de la OPA efectuada sobre nuestra filial Coelce, compra de Inkia Holdings y capitalización Central Dock (ver nota 26.6.1, 26.6.2 y 26.6.3).

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

A continuación se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

- 1) Cargo de M\$ 897.856.109, originado como consecuencia del aumento del aumento de Capital que Enersis perfeccionó durante el primer trimestre de 2013. (ver Nota 6).
- 2) Cargo de M\$ 13.099.663, que corresponde a gastos de emisión y colocación de acciones, determinados según el criterio contable descrito en nota 3.t). El detalle de estos gastos es el siguiente:

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

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

El resto de conceptos importantes que componen el saldo de las Otras reservas varias al 31 de diciembre de 2014 y 2013, se explican como sigue:

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

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

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

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

26.6 Participaciones no controladoras.

26.6.1 OPA sobre COELCE

Con fecha 14 de enero de 2014, el Directorio de Enersis acordó la presentación de una Oferta Pública Voluntaria de Adquisición de Acciones ("OPA") de su filial Companhia Energética do Ceará ("Coelce"), como parte del proceso de utilización de fondos recaudados en el aumento de capital de Enersis llevado a cabo durante el año 2013 (ver Notas 5 y 26.1.1)

Como resultado de la subasta de la OPA, realizada el día 17 de febrero de 2014, Enersis adquirió, a un precio R\$49 por acción, 2.964.650 acciones ordinarias, 8.818.006 acciones preferidas Clase A y 424 acciones preferidas Clase B, que representan un costo de M\$ 134.248.158.

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

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

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

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

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

Con fecha 29 de abril de 2014, el Directorio de Enersis autorizó suscribir un contrato de compraventa para la adquisición de todas las acciones que Inkia Americas Holdings Limited tenía indirectamente en Generandes Perú (equivalentes al 39,01% de dicha sociedad), compañía controladora de Edegel S.A.A. Esta compra forma parte del proceso de utilización de fondos recaudados en el aumento de capital de Enersis llevado a cabo durante el año 2013 (ver Notas 6 y 26.1.1).

Con fecha 3 de septiembre de 2014, Enersis confirmó y pagó a Inkia la cantidad de M\$ 253.012.511, pasando a consolidar las sociedades Inkia Holdings (Acter) Limited, Southern Cone Power Ltd., Latin American Holding I Ltd., Latin American Holding II Ltd. y Southern Cone Power Perú S.A.A.

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

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

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

26.6.3 Capitalización Central Dock Sud

Con fecha 1 de diciembre de 2014 se perfeccionó la Operación consistente en la compraventa por parte de Enersis S.A. de créditos de los cuales era propietaria Endesa Latinoamérica, S.A. contra Central Dock Sud S.A.(CDS) a un valor de US\$ 29 millones y la posterior pesificación y condonación de intereses y aportación del remanente de dichos créditos por Enersis S.A al capital de Inversora Dock Sud (IDS) y, posteriormente, al de CDS, a su valor facial y en condiciones análogas por los restantes accionistas, recibiendo a cambio acciones emitidas por IDS y CDS, respectivamente, en proporción a la aportación de créditos realizada, y en el caso de Enersis, parcialmente amortizados en efectivo, así como las eventuales reducciones de capital en tales filiales argentinas, todo lo cual constituye una Operación con partes relacionadas (la "Operación").

La Operación, además de restablecer el patrimonio de la filial CDS, permite mantener las actuales participaciones aproximadas de los accionistas en dicha sociedad: Enersis (40%), YPF (40%) y Pan American Energy (20%).

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

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

| Compañías | Participaciones no controladoras (porcentaje de control) | | | | | |
|---|--|----------------------|----------------------|----------------------|--------------------|--------------------|
| | 31-12-2014 % | Patrimonio | | Ganancia / (Pérdida) | | |
| | | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
| Ampla Energia E Serviços S.A. | 0,36% | 2.255.335 | 2.183.126 | 183.454 | 3.034.036 | 9.465.947 |
| Compañía Energética Do Ceará S.A. | 26,00% | 111.448.154 | 157.475.275 | 14.883.752 | 17.016.391 | 41.417.826 |
| Enel Brasil (2) | 0,00% | - | - | - | 16.428.497 | 75.730.078 |
| Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A. | 51,52% | 250.654.641 | 317.827.839 | 80.226.416 | 82.283.946 | 113.182.669 |
| Emgesa S.A. E.S.P. | 51,53% | 377.921.404 | 484.065.147 | 148.822.948 | 130.147.172 | 147.151.839 |
| Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A | 24,32% | 67.927.394 | 57.478.390 | 14.524.832 | 12.282.813 | 9.708.501 |
| Inversiones Distrílima S.A. | 0,00% | - | - | - | - | 7.275.377 |
| Generandes Perú S.A. | 0,00% | - | 105.646.058 | 12.672.210 | 17.074.639 | 13.075.545 |
| Edegel S.A.A | 16,40% | 90.506.207 | 82.187.582 | 17.790.998 | 13.299.054 | 10.191.998 |
| Chinango S.A.C. | 20,00% | 14.707.216 | 12.810.412 | 3.002.284 | 2.033.307 | 2.421.392 |
| Empresa Distribuidora Sur S.A. | 27,87% | (17.558.352) | 7.923.193 | (23.918.192) | 25.129.551 | (27.549.521) |
| Endesa Costanera S.A. | 24,32% | 5.197.207 | (6.822.454) | 11.072.950 | (7.067.970) | (14.333.117) |
| Hidroeléctrica El Chocon S.A. | 32,33% | 26.841.549 | 26.167.780 | 3.538.006 | 3.811.615 | 4.654.590 |
| Central Dock Sud S.A. | 42,86% | 37.879.802 | (26.372.413) | (15.402.018) | (20.472.366) | - |
| Chilectra S.A. | 0,91% | 11.127.491 | 10.279.568 | 1.370.642 | 2.056.796 | 1.599.284 |
| Empresa Nacional de Electricidad S.A | 40,02% | 1.080.652.251 | 1.061.317.532 | 133.622.088 | 142.871.823 | 93.549.165 |
| Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. | 7,35% | 12.597.077 | 12.756.939 | 10.522.428 | 8.415.147 | 18.934.978 |
| Empresa Eléctrica Pangué S.A. (1) | 0,00% | - | - | - | - | 583.424 |
| Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (1) | 0,00% | - | - | - | - | 1.676.986 |
| Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A. | 45,00% | - | 25.446.652 | 3.192.773 | 3.543.412 | 4.613.400 |
| Otras | | 5.085.323 | 8.539.982 | 3.206.288 | 2.998.733 | 2.312.086 |
| TOTAL | | 2.077.242.699 | 2.338.910.608 | 419.311.859 | 454.886.596 | 515.662.447 |

- (1) Con fecha 1 de mayo de 2012 Empresa Eléctrica Pangué S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica San Isidro S.A.. Con fecha 1 de septiembre de 2013 Compañía Eléctrica San Isidro S.A. fue fusionada con Endesa Eco S.A., y con fecha 1 de noviembre de 2013 Endesa Eco fue fusionada con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- (2) Con fecha 21 de noviembre de 2013 Investluz S.A. y Ampla Inversiones S.A. fueron fusionada con Enel Brasil S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

27. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.

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

| Ingresos de actividades ordinarias | Saldo al | | |
|---|----------------------|----------------------|----------------------|
| | 31-12-2014 | 31-12-2013 | 31-12-2012 |
| | M\$ | M\$ | M\$ |
| Ventas de energía | 6.236.134.845 | 5.168.220.551 | 5.725.898.591 |
| Generación | 2.086.238.786 | 1.615.983.735 | 1.906.699.801 |
| Clientes Regulados | 635.793.797 | 565.976.764 | 332.223.746 |
| Clientes no Regulados | 950.960.591 | 731.946.884 | 1.075.577.399 |
| Ventas de Mercado Spot | 437.551.446 | 277.173.369 | 472.368.572 |
| Otros Clientes | 61.932.952 | 40.886.718 | 26.530.084 |
| Distribución | 4.149.896.059 | 3.552.236.816 | 3.819.198.790 |
| Residenciales | 1.919.774.543 | 1.581.932.344 | 1.712.160.992 |
| Comerciales | 1.019.450.481 | 904.821.738 | 978.570.398 |
| Industriales | 506.041.500 | 490.631.186 | 494.404.380 |
| Otros Consumidores | 704.629.535 | 574.851.548 | 634.063.020 |
| Otras ventas | 60.898.686 | 56.401.832 | 20.021.897 |
| Ventas equipos de medida | 295.473 | 3.299.824 | 2.588.881 |
| Ventas de gas | 12.875.773 | 34.078.691 | - |
| Ventas de productos y servicios | 47.727.440 | 19.023.317 | 17.433.016 |
| Otras prestaciones de servicios | 522.727.351 | 472.154.857 | 436.203.210 |
| Peajes y transmisión | 284.202.963 | 313.101.013 | 319.135.832 |
| Arriendo equipos de medida | 4.270.485 | 4.700.987 | 4.653.801 |
| Alumbrado público | 37.609.246 | 30.810.947 | 32.613.523 |
| Verificaciones y enganches | 4.200.004 | 29.834.227 | 13.653.352 |
| Servicios de ingeniería y consultoría | 25.795.446 | 15.324.053 | 17.620.795 |
| Otras prestaciones | 166.649.207 | 78.383.630 | 48.525.907 |
| Total Ingresos de actividades ordinarias | 6.819.760.882 | 5.696.777.240 | 6.182.123.698 |

| Otros ingresos | Saldo al | | |
|---|--------------------|--------------------|--------------------|
| | 31-12-2014 | 31-12-2013 | 31-12-2012 |
| | M\$ | M\$ | M\$ |
| Ingresos por contratos de construcción | 186.078.925 | 159.283.676 | 151.969.334 |
| Apoyos mutuos | 33.111.763 | 29.071.409 | 32.822.150 |
| Prestaciones de terceros instalaciones propias y ajenas | 1.256.606 | 10.099.168 | 11.952.534 |
| Arrendamientos | 787.297 | 1.057.795 | 1.202.395 |
| Ventas de nuevos negocios | 96 | 14.504.231 | 12.824.744 |
| Otros Ingresos (1) | 212.880.751 | 353.652.383 | 103.058.593 |
| Total Otros ingresos | 434.115.438 | 567.668.662 | 313.829.750 |

(1) Al 31 de diciembre de 2014 producto de la aplicación de la Resolución 250/13 ajuste por Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) que reconoce los costos no traspasados a tarifa, Edesur ha registrado un ingreso de M\$144.347.336 por los períodos comprendidos entre octubre 2013 y marzo 2014. Al 31 de diciembre de 2014 se ha reconocido por este mismo concepto M\$250.533.319 por los períodos comprendidos entre mayo 2007 y febrero 2013 y de marzo 2013 a septiembre 2013.

Además, incluye M\$ 39.282.571 al 31 de diciembre de 2014 (M\$ 31.262.764 al 31 de diciembre de 2013) provenientes de nuevos contratos de disponibilidad, a partir de diciembre de 2012, de nuestra filial Central Costanera S.A. con CAMMESA.

28. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

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

| Materias primas y consumibles utilizados | Saldo al | | |
|---|------------------------|------------------------|------------------------|
| | 31-12-2014 | 31-12-2013 | 31-12-2012 |
| | M\$ | M\$ | M\$ |
| Compras de energía | (2.612.423.439) | (1.820.613.559) | (1.848.670.310) |
| Consumo de combustible | (511.014.654) | (386.116.195) | (763.791.553) |
| Gastos de transporte | (417.134.161) | (399.680.014) | (474.178.392) |
| Costos por contratos de construcción | (186.078.925) | (159.283.676) | (151.969.334) |
| Otros aprovisionamientos variables y servicios | (214.420.540) | (323.447.751) | (456.413.330) |
| Total Materias primas y consumibles utilizados | (3.941.071.719) | (3.089.141.195) | (3.695.022.919) |

29. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

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

| Gastos por beneficios a los empleados | Saldo al | | |
|--|----------------------|----------------------|----------------------|
| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
| Sueldos y salarios | (380.106.448) | (330.394.741) | (294.939.681) |
| Gasto por obligación por beneficios post empleo | (9.881.330) | (7.603.393) | (5.781.514) |
| Seguridad social y otras cargas sociales | (120.658.782) | (121.856.590) | (105.827.908) |
| Otros gastos de personal | (5.363.276) | (5.827.374) | (2.630.733) |
| Total Gastos por beneficios a los empleados | (516.009.836) | (465.682.098) | (409.179.836) |

30. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.

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

| | Saldo al | | |
|--------------------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
| Depreciaciones | (366.951.453) | (339.240.870) | (332.246.197) |
| Amortizaciones | (112.228.451) | (96.232.389) | (102.237.537) |
| Subtotal | (479.179.904) | (435.473.259) | (434.483.734) |
| Reverso (pérdidas) por deterioro (*) | (51.515.362) | (74.877.924) | (42.612.727) |
| Total | (530.695.266) | (510.351.183) | (477.096.461) |

| (*) Información por segmentos Pérdidas por deterioro | Generación | | | Distribución | | | Otros | | |
|--|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
| Activos financieros (ver nota 9c) | (1.903.695) | (654.698) | 1.460.736 | (20.866.271) | (32.899.939) | (34.141.630) | (78.174) | - | - |
| Activo Intangible distinto de la Plusvalía (ver nota 15) | - | - | - | (14.948.785) | (28.662.952) | - | - | - | - |
| Inmovilizado (ver nota 17) | (13.770.564) | (12.388.153) | (12.578.098) | - | (272.182) | - | - | - | - |
| Reverso provisión propiedades de inversión (ver nota 18) | - | - | - | - | - | - | 52.127 | - | 2.646.265 |
| Total | (15.674.259) | (13.042.851) | (11.117.362) | (35.815.056) | (61.835.073) | (34.141.630) | (26.047) | - | 2.646.265 |

31. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

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

| Otros gastos por naturaleza | Saldo al | | |
|--|----------------------|----------------------|----------------------|
| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
| Otros suministros y servicios | (68.996.816) | (62.324.990) | (62.086.206) |
| Servicios profesionales independientes, externalizados y otros | (212.595.924) | (211.242.280) | (206.102.922) |
| Reparaciones y conservación | (123.940.629) | (107.688.505) | (90.628.683) |
| Indemnizaciones y multas | (17.523.089) | (20.798.430) | (26.119.464) |
| Tributos y tasas | (19.728.489) | (29.108.704) | (22.776.753) |
| Primas de seguros | (35.869.125) | (27.520.496) | (22.725.136) |
| Arrendamientos y cánones | (21.087.207) | (18.878.285) | (18.483.171) |
| Publicidad, propaganda y relaciones públicas | (8.465.814) | (8.232.239) | (7.331.175) |
| Otros aprovisionamientos | (42.404.914) | (24.251.604) | (23.461.868) |
| Gastos de viajes | (17.967.705) | (6.101.368) | (7.854.709) |
| Gastos de medioambiente | (5.470.901) | (3.951.788) | (4.988.760) |
| Total Otros gastos por naturaleza | (574.050.613) | (520.098.689) | (492.558.847) |

32. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).

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

| Otras ganancias | Saldo al | | |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|
| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
| Ganancia por remediación de la participación pre-existente en Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) | 21.546.320 | - | - |
| Realización de la diferencia de conversión de la participación pre-existente de Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) | 21.006.456 | - | - |
| Ganancia por venta participación Maitenes y Aguas Santiago Poniente (2) | 21.077.900 | - | - |
| Venta de líneas de transmisión Charrua | - | 2.532.438 | - |
| Ventas de Propiedades de Inversión (3) | 7.556.574 | 12.195.531 | 9.191.493 |
| Otros | 582.567 | 4.442.036 | 5.994.919 |
| Total Otras ganancias | 71.769.817 | 19.170.005 | 15.186.412 |

- (1) Ver nota 5.e.
 (2) Ver nota 2.4.1
 (3) Ver nota 18

33. RESULTADO FINANCIERO.

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

| Ingresos financieros | Saldo al | | |
|---|--------------------|--------------------|--------------------|
| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
| Ingresos por colocación de depósitos y otros instrumentos financieros | 89.390.105 | 101.020.849 | 60.910.774 |
| Ingresos financieros por activos del plan (Brasil) | 224.310 | 200.526 | 2.252.542 |
| Otros ingresos financieros (1) (2) | 176.269.862 | 158.905.171 | 168.966.664 |
| Total Ingresos Financieros | 265.884.277 | 260.126.546 | 232.129.980 |

| Costos financieros | Saldo al | | |
|---|----------------------|----------------------|----------------------|
| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
| Costos Financieros | (491.858.285) | (388.367.634) | (419.888.938) |
| Préstamos bancarios | (33.680.805) | (31.247.391) | (43.166.762) |
| Obligaciones garantizadas y no garantizadas | (220.335.115) | (195.795.889) | (204.574.008) |
| Arrendamientos financieros (leasing) | (1.807.273) | (1.892.614) | (3.281.822) |
| Valoración derivados financieros | (2.758.502) | (18.626.994) | (19.030.050) |
| Actualización financiera de provisiones | (47.404.181) | (38.557.697) | (47.343.541) |
| Obligación por beneficios post empleo | (23.409.746) | (20.177.405) | (21.701.886) |
| Gastos financieros activados | 56.918.667 | 30.325.539 | 26.477.369 |
| Otros costos financieros (1) | (219.381.330) | (112.395.183) | (107.268.238) |
| Resultado por unidades de reajuste (*) | 1.633.555 | (9.414.755) | (12.756.868) |
| Diferencias de cambio (**) | (38.821.872) | (30.373.115) | (16.126.401) |
| Total Costos Financieros | (529.046.602) | (428.155.504) | (448.772.207) |
| Total Resultado Financiero | (263.162.325) | (168.028.958) | (216.642.227) |

(1) Al 31 de diciembre de 2014 se incluye un costo financiero de M\$ 68.728.638 correspondiente a la actualización financiera de los activos no amortizados a valor nuevo de reposición, al término de la concesión en las distribuidoras Ampla y Coelce. Al 31 de diciembre de 2013 esta actualización financiera generó un ingreso financiero por M\$ 54.591.750 y M\$ 112.274.835 al 31 de diciembre de 2012 (ver nota 8)

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

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

| Resultado por Unidades de Reajuste (*) | Saldo al | | |
|---|-------------------|--------------------|---------------------|
| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | - | - | 19.201 |
| Otros activos financieros | 23.240.913 | 4.789.683 | 5.629.466 |
| Otros activos no financieros | 115.595 | 13.669 | 1.425 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar | 185.457 | 273.757 | 181.103 |
| Activos y Pasivos por impuestos corrientes | 9.436.174 | 2.950.060 | 2.515.491 |
| Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados) | (31.274.827) | (17.493.502) | (21.849.406) |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | (3.757) | 8.563 | 272.244 |
| Otras provisiones | - | (12.564) | (163.246) |
| Otros pasivos no financieros | (66.000) | 55.579 | 636.854 |
| Total Resultado por Unidades de Reajuste | 1.633.555 | (9.414.755) | (12.756.868) |

| Diferencias de Cambio (**) | Saldo al | | |
|---|---------------------|---------------------|---------------------|
| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 22.584.942 | 6.102.820 | (2.517.811) |
| Otros activos financieros | 10.915.550 | 36.522.047 | 6.021.281 |
| Otros activos no financieros | 117.145 | 2.636.563 | 113.953 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar | 15.371.591 | 17.727.884 | (1.712.212) |
| Activos y Pasivos por impuestos corrientes | (1.051.446) | (18.772) | (4.910) |
| Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados) | (77.040.334) | (76.388.115) | (18.554.479) |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | (6.354.054) | (13.918.059) | 1.353.385 |
| Otros pasivos no financieros | (3.365.266) | (3.037.483) | (825.608) |
| Total Diferencias de Cambio | (38.821.872) | (30.373.115) | (16.126.401) |

34. IMPUESTO A LAS GANANCIAS.

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al "Resultado Antes de Impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el Estado de Resultados Integrales Consolidados correspondiente a los ejercicios 2014, 2013 y 2012:

| (Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores | Saldo al | | |
|---|----------------------|----------------------|----------------------|
| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
| (Gasto) / ingreso por impuesto corriente | (526.114.245) | (520.073.234) | (367.633.053) |
| Beneficios de carácter fiscal, procedentes de pérdidas fiscales, créditos fiscales o diferencias temporarias no reconocidos en periodos anteriores utilizadas para reducir el gasto por impuestos del periodo corriente (Créditos y/o beneficios al impuesto corriente) | 34.026.202 | 24.933.088 | 16.826.547 |
| Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores | (4.201.999) | (2.035.554) | 627.769 |
| Gasto / (ingreso) por impuestos corrientes relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos (*) | (4.747.995) | - | - |
| Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente | (3.328.058) | (1.145.793) | (822.301) |
| Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente | (504.366.095) | (498.321.493) | (351.001.038) |
| Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias | (21.005.263) | 7.803 | (45.367.789) |
| Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos (*) | 28.762.009 | (1.238.888) | (10.307.093) |
| Otros componentes del gasto (ingreso) por impuestos diferido | - | (4.615.207) | - |
| Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos | 7.756.746 | (5.846.292) | (55.674.882) |
| Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuada | (496.609.349) | (504.167.785) | (406.675.920) |

(*) Ver nota 19 c, d y e.

| Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables | Tasa | 31-12-2014 M\$ | Tasa | 31-12-2013 M\$ | Tasa | 31-12-2012 M\$ |
|---|-----------------|----------------------|-----------------|----------------------|-----------------|----------------------|
| RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS | | 1.526.079.077 | | 1.617.568.531 | | 1.299.688.888 |
| Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable | (21,00%) | (320.476.606) | (20,00%) | (323.513.706) | (20,00%) | (259.937.778) |
| Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero | (9,18%) | (140.032.350) | (10,30%) | (166.561.065) | (8,81%) | (136.712.575) |
| Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación | 14,36% | 219.171.464 | 10,96% | 177.335.237 | 4,21% | 78.244.330 |
| Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable | (18,29%) | (279.066.084) | (7,69%) | (124.380.992) | (8,07%) | (116.144.791) |
| Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas | 1,88% | 28.762.009 | (0,08%) | (1.238.888) | 0,01% | (10.307.093) |
| Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores | (0,28%) | (4.201.999) | (0,13%) | (2.035.554) | (0,07%) | 627.769 |
| Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio) | (0,05%) | (765.783) | (3,94%) | (63.772.817) | (1,56%) | 37.554.218 |
| Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables | (11,54%) | (176.132.743) | (11,17%) | (180.654.079) | (14,30%) | (146.738.142) |
| (Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas | (32,54%) | (496.609.349) | (31,17%) | (504.167.785) | (34,30%) | (406.675.920) |

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

35. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.

35.1 Criterios de segmentación.

En el desarrollo de su actividad la organización del Grupo se articula sobre la base del enfoque prioritario a sus negocios básicos, constituidos por la generación y transmisión de energía eléctrica y distribución de energía eléctrica. En este sentido se establecen dos líneas de negocio.

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

- Chile
- Argentina
- Brasil
- Perú
- Colombia

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

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

35.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros.

| Línea de Negocio | Generación y Transmisión | | Distribución | | Eliminaciones y otros | | Totales | |
|---|--------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|-----------------------|
| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
| ACTIVOS | | | | | | | | |
| ACTIVOS CORRIENTES | 1.258.524.552 | 1.156.438.452 | 1.682.754.340 | 1.211.608.943 | 990.219.996 | 1.528.167.886 | 3.931.498.888 | 3.896.215.281 |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 444.764.922 | 374.220.089 | 274.881.316 | 255.290.795 | 985.099.253 | 976.876.685 | 1.704.745.491 | 1.606.387.569 |
| Otros activos financieros corrientes | 50.850.528 | 50.768.162 | 25.046.824 | 94.069.869 | 23.558.051 | 636.191.406 | 99.455.403 | 781.029.437 |
| Otros activos no financieros, corriente | 61.264.981 | 58.112.923 | 109.728.709 | 79.785.042 | 4.104.422 | 3.699.327 | 175.098.112 | 141.597.292 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes | 498.363.943 | 375.169.450 | 1.178.238.427 | 743.195.165 | 5.084.533 | 11.372.493 | 1.681.686.903 | 1.129.737.108 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes | 77.105.049 | 146.150.489 | 29.295.267 | 18.210.862 | (87.958.976) | (130.341.777) | 18.441.340 | 34.019.574 |
| Inventarios corrientes | 73.796.781 | 53.275.768 | 56.267.388 | 19.671.824 | 3.455.985 | 4.835.163 | 133.520.154 | 77.782.755 |
| Activos por impuestos corrientes, corriente | 52.378.348 | 98.741.571 | 9.296.409 | 1.385.386 | 48.897.765 | 25.534.589 | 110.572.522 | 125.661.546 |
| Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios | - | - | - | - | 7.978.963 | - | 7.978.963 | - |
| ACTIVOS NO CORRIENTES | 6.814.137.154 | 6.398.817.292 | 5.034.348.611 | 4.697.158.034 | 141.337.663 | 185.473.700 | 11.989.823.428 | 11.281.449.026 |
| Otros activos financieros no corrientes | 7.937.828 | 4.061.439 | 496.520.403 | 452.585.368 | 26.363.289 | 34.889.611 | 530.821.520 | 491.536.418 |
| Otros activos no financieros no corrientes | 12.590.288 | 24.308.809 | 61.369.954 | 59.599.963 | 3.845.938 | 183.053 | 77.806.180 | 84.091.825 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes | 185.266.255 | 167.646.689 | 106.105.806 | 54.579.139 | 269.614 | 819.845 | 291.641.675 | 223.045.673 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes | - | - | 486.605 | - | - | - | 486.605 | - |
| Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación | 609.409.322 | 779.072.009 | 574.400.438 | 585.268.211 | (1.110.176.150) | (1.116.259.340) | 73.633.610 | 248.080.880 |
| Activos intangibles distintos de la plusvalía | 55.498.838 | 51.842.981 | 1.097.100.837 | 1.091.372.309 | 15.612.381 | 30.345.071 | 1.168.212.056 | 1.173.560.361 |
| Plusvalía | 125.609.898 | 100.096.198 | 100.220.100 | 97.464.272 | 1.185.023.629 | 1.174.759.858 | 1.410.853.627 | 1.372.320.328 |
| Propiedades, planta y equipo | 5.723.349.345 | 5.155.570.775 | 2.522.222.675 | 2.285.222.824 | (11.356.301) | (6.994.874) | 8.234.215.719 | 7.433.798.725 |
| Propiedad de inversión | - | - | - | - | 8.514.562 | 44.877.049 | 8.514.562 | 44.877.049 |
| Activos por impuestos diferidos | 94.475.380 | 116.218.392 | 75.921.793 | 71.065.948 | 23.240.701 | 22.853.427 | 193.637.874 | 210.137.767 |
| TOTAL ACTIVOS | 8.072.661.706 | 7.555.255.744 | 6.717.102.951 | 5.908.766.977 | 1.131.557.659 | 1.713.641.586 | 15.921.322.316 | 15.177.664.307 |

| País | Generación y Transmisión | | Distribución | | Eliminaciones y otros | | Totales | |
|---|--------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|-----------------------|
| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
| PATRIMONIO NETO Y PASIVOS | | | | | | | | |
| PASIVOS CORRIENTES | 1.622.353.344 | 1.504.632.050 | 1.856.594.893 | 1.391.925.362 | (284.126.253) | 84.702.287 | 3.194.821.984 | 2.981.259.699 |
| Otros pasivos financieros corrientes | 297.869.150 | 410.914.229 | 119.552.373 | 173.246.439 | 4.384.156 | 322.514.537 | 421.805.679 | 906.675.205 |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | 777.931.218 | 525.173.194 | 1.403.375.115 | 886.825.146 | 107.570.617 | 103.005.314 | 2.288.876.950 | 1.515.003.654 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes | 371.111.287 | 436.105.046 | 189.021.282 | 167.324.745 | (416.451.947) | (399.017.521) | 143.680.622 | 204.412.270 |
| Otras provisiones corrientes | 38.351.988 | 30.817.144 | 51.247.787 | 55.152.733 | 622.909 | 1.339.486 | 90.222.684 | 87.309.363 |
| Pasivos por impuestos corrientes | 96.623.249 | 73.636.143 | 16.472.461 | 40.149.920 | 2.376.603 | 45.951.000 | 115.472.313 | 159.737.063 |
| Provisiones por beneficios a los empleados corrientes | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Otros pasivos no financieros corrientes | 40.466.452 | 27.986.294 | 76.925.875 | 69.226.379 | 11.883.262 | 10.909.471 | 129.275.589 | 108.122.144 |
| Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta | - | - | - | - | 5.488.147 | - | 5.488.147 | - |
| PASIVOS NO CORRIENTES | 2.398.122.150 | 2.040.534.883 | 1.770.828.652 | 1.401.109.244 | 278.330.784 | 247.295.620 | 4.447.281.586 | 3.688.939.747 |
| Otros pasivos financieros no corrientes | 1.871.186.406 | 1.600.171.935 | 1.153.615.811 | 930.826.729 | 264.295.311 | 259.250.447 | 3.289.097.528 | 2.790.249.111 |
| Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes | 3.858.836 | 126.143 | 155.526.685 | 22.937.735 | - | - | 159.385.521 | 23.063.878 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes | 4.908.454 | 4.206.159 | - | - | (4.908.454) | (4.206.159) | - | - |
| Otras provisiones no corrientes | 34.859.087 | 33.574.202 | 162.308.328 | 154.230.523 | 76.426 | 6.162.628 | 197.243.841 | 193.967.353 |
| Pasivo por impuestos diferidos | 397.978.536 | 329.663.782 | 61.859.841 | 95.496.877 | 18.523.107 | (29.673.769) | 478.361.484 | 395.486.890 |
| Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes | 43.461.827 | 40.793.344 | 213.666.598 | 189.410.354 | 12.801.987 | 8.311.293 | 269.930.412 | 238.514.991 |
| Otros pasivos no financieros no corrientes | 41.869.004 | 31.999.318 | 23.851.389 | 8.207.026 | (12.457.593) | 7.451.180 | 53.262.800 | 47.657.524 |
| PATRIMONIO NETO | 4.052.186.212 | 4.010.088.811 | 3.089.679.406 | 3.115.732.371 | 1.137.353.128 | 1.381.643.679 | 8.279.218.746 | 8.507.464.861 |
| Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora | 4.052.186.212 | 4.010.088.811 | 3.089.679.406 | 3.115.732.371 | 1.137.353.128 | 1.381.643.679 | 6.201.976.047 | 6.168.554.253 |
| Capital emitido | 1.512.762.830 | 1.468.019.087 | 872.231.352 | 865.828.224 | 3.419.453.804 | 3.335.433.414 | 5.804.447.986 | 5.669.280.725 |
| Ganancias (pérdidas) acumuladas | 2.172.639.133 | 2.060.598.343 | 1.384.094.891 | 1.495.097.851 | (504.999.579) | (742.061.897) | 3.051.734.445 | 2.813.634.297 |
| Primas de emisión | 206.599.062 | 206.510.282 | 3.965.297 | 4.193.997 | (210.564.359) | (51.944.631) | - | 158.759.648 |
| Otras reservas | 160.185.187 | 274.961.099 | 829.387.866 | 750.612.299 | (1.566.536.738) | (1.159.783.207) | (2.654.206.384) | (2.473.120.417) |
| Participaciones no controladoras | - | - | - | - | - | - | 2.077.242.699 | 2.338.910.608 |
| Total Patrimonio Neto y Pasivos | 8.072.661.706 | 7.555.255.744 | 6.717.102.951 | 5.908.766.977 | 1.131.557.659 | 1.713.641.586 | 15.921.322.316 | 15.177.664.307 |

| País | Generación y Transmisión | | | Distribución | | | Eliminaciones y otros | | | Totales | | |
|--|--------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
| ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES | | | | | | | | | | | | |
| INGRESOS | 2.983.409.113 | 2.441.120.267 | 2.678.261.961 | 4.930.001.104 | 4.404.479.994 | 4.423.281.052 | (659.533.897) | (581.154.359) | (605.589.565) | 7.253.876.320 | 6.264.445.902 | 6.495.953.448 |
| Ingresos de actividades ordinarias | 2.900.381.192 | 2.377.325.332 | 2.612.956.454 | 4.579.719.416 | 3.901.681.181 | 4.182.008.807 | (660.339.726) | (582.229.273) | (612.841.563) | 6.819.760.882 | 5.696.777.240 | 6.182.123.698 |
| Ventas de energía | 2.669.930.138 | 2.165.668.341 | 2.482.754.540 | 4.155.503.680 | 3.552.382.184 | 3.819.198.791 | (589.288.973) | (549.829.974) | (576.054.740) | 6.236.134.845 | 5.168.220.551 | 5.725.898.591 |
| Otras ventas | 24.142.712 | 34.091.251 | 30.347 | 28.537.904 | 11.612.335 | 11.553.462 | 8.218.070 | 10.698.246 | 8.438.088 | 60.898.686 | 56.401.832 | 20.021.897 |
| Otras prestaciones de servicios | 206.308.342 | 177.565.740 | 130.171.567 | 395.677.832 | 337.686.662 | 351.296.554 | (79.258.823) | (43.097.545) | (45.224.911) | 522.727.351 | 472.154.857 | 436.203.210 |
| Otros ingresos | 83.027.921 | 63.794.935 | 65.305.507 | 350.281.688 | 502.798.813 | 241.272.245 | 805.829 | 1.074.914 | 7.251.998 | 434.115.438 | 567.668.662 | 313.829.750 |
| MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS | (1.403.902.013) | (1.009.702.135) | (1.449.084.420) | (3.194.185.846) | (2.673.379.981) | (2.867.319.759) | 657.016.140 | 593.940.921 | 621.381.260 | (3.941.071.719) | (3.089.141.195) | (3.695.022.919) |
| Compras de energía | (547.119.540) | (292.864.432) | (361.610.578) | (2.666.373.539) | (2.075.154.855) | (2.063.213.138) | 601.069.640 | 547.405.728 | 576.153.406 | (2.612.423.439) | (1.820.613.559) | (1.848.670.310) |
| Consumo de combustible | (511.010.903) | (386.111.799) | (763.783.683) | - | - | - | (3.751) | (4.396) | (7.870) | (511.014.654) | (386.116.195) | (763.791.553) |
| Gastos de transporte | (267.732.002) | (247.142.292) | (251.768.651) | (224.551.869) | (202.158.980) | (270.471.867) | 75.149.710 | 49.621.258 | 48.062.126 | (417.134.161) | (399.680.014) | (474.178.392) |
| Otros aprovisionamientos variables y servicios | (78.039.568) | (83.583.612) | (71.921.508) | (303.260.438) | (396.066.146) | (533.634.754) | (19.199.459) | (3.081.669) | (2.826.402) | (400.499.465) | (482.731.427) | (608.382.664) |
| MARGEN DE CONTRIBUCIÓN | 1.579.507.100 | 1.431.418.132 | 1.229.177.541 | 1.735.815.258 | 1.731.100.013 | 1.555.961.293 | (2.517.757) | 12.786.562 | 15.791.695 | 3.312.804.601 | 3.175.304.707 | 2.800.930.529 |
| Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados | 30.014.454 | 19.881.495 | 13.476.346 | 47.142.651 | 42.000.709 | 35.191.036 | 118.881 | 83.324 | - | 77.275.986 | 61.965.528 | 48.667.382 |
| Gastos por beneficios a los empleados | (156.645.727) | (141.748.617) | (113.966.867) | (315.024.893) | (286.189.660) | (263.105.705) | (44.339.216) | (37.743.821) | (32.107.264) | (516.009.836) | (465.682.098) | (409.179.836) |
| Otros gastos, por naturaleza | (149.875.517) | (131.303.219) | (117.716.347) | (440.392.666) | (392.931.388) | (377.970.540) | 16.217.570 | 4.135.918 | 3.128.040 | (574.050.613) | (520.098.689) | (492.558.847) |
| RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN | 1.303.000.310 | 1.178.247.791 | 1.010.970.673 | 1.027.540.350 | 1.093.979.674 | 950.076.084 | (30.520.522) | (20.738.017) | (13.187.529) | 2.300.020.138 | 2.251.489.448 | 1.947.859.228 |
| Gasto por depreciación y amortización | (241.309.803) | (220.709.881) | (209.061.131) | (235.910.224) | (212.656.348) | (223.100.209) | (1.959.877) | (2.107.030) | (2.322.394) | (479.179.904) | (435.473.259) | (434.483.734) |
| Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo | (15.674.259) | (13.042.851) | (11.117.362) | (35.815.056) | (61.835.073) | (34.141.630) | (26.047) | - | 2.646.265 | (51.515.362) | (74.877.924) | (42.612.727) |
| RESULTADO DE EXPLOTACIÓN | 1.046.016.248 | 944.495.059 | 790.792.180 | 755.815.070 | 819.488.253 | 692.834.245 | (32.506.446) | (22.845.047) | (12.863.658) | 1.769.324.872 | 1.741.138.265 | 1.470.762.767 |
| RESULTADO FINANCIERO | (99.978.477) | (167.809.388) | (145.785.551) | (243.780.744) | (53.414.151) | (46.097.468) | 80.596.896 | 53.194.581 | (24.759.208) | (263.162.325) | (168.028.958) | (216.642.227) |
| Ingresos financieros | 112.661.181 | 37.896.449 | 38.373.092 | 96.548.660 | 161.068.601 | 183.505.989 | 56.674.436 | 61.161.496 | 10.250.899 | 265.884.277 | 260.126.546 | 232.129.980 |
| Costos financieros | (158.041.713) | (167.371.745) | (169.460.109) | (339.277.981) | (214.051.796) | (232.804.924) | 5.461.409 | (6.944.093) | (17.623.905) | (491.858.285) | (388.367.634) | (419.888.938) |
| Resultados por Unidades de Reajuste | 14.341.214 | 1.220.365 | (785.468) | 634.552 | 558.758 | 1.204.984 | (13.342.211) | (11.193.878) | (13.176.384) | 1.633.555 | (9.414.755) | (12.756.868) |
| Diferencias de cambio | (68.939.159) | (39.554.457) | (13.913.066) | (1.685.975) | (989.714) | 1.996.483 | 10.171.056 | (4.209.818) | (38.821.872) | (30.373.115) | (30.373.115) | (16.126.401) |
| Positivas | 57.125.008 | 52.992.156 | 20.072.837 | 4.497.592 | 3.454.032 | 3.762.002 | 59.380.504 | 37.379.556 | 24.339.662 | 121.003.104 | 93.825.744 | 48.174.501 |
| Negativas | (126.064.167) | (92.546.613) | (33.985.903) | (6.183.567) | (4.443.746) | (1.765.519) | (27.577.242) | (27.208.500) | (28.549.480) | (159.824.976) | (124.198.859) | (64.300.902) |
| Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación | (54.413.312) | 24.355.515 | 27.913.996 | 2.595.760 | 933.704 | 2.468.250 | (35.735) | - | (310) | (51.853.287) | 25.289.219 | 30.381.936 |
| Otras ganancias (pérdidas) | 43.449.696 | 3.418.397 | 1.422.271 | (314.354) | 3.561.369 | 1.392.547 | 28.634.475 | 12.190.239 | 12.371.594 | 71.769.817 | 19.170.005 | 15.186.412 |
| Resultado de Otras Inversiones | 43.359.034 | 835.817 | 657.026 | - | 80.274 | 21.077.900 | - | - | - | 64.436.934 | 835.817 | 737.300 |
| Resultados en Ventas de Activos | 90.662 | 2.582.580 | 765.245 | (314.354) | 3.561.369 | 1.312.273 | 7.556.575 | 12.190.239 | 12.371.594 | 7.332.883 | 18.334.188 | 14.449.112 |
| Ganancia (pérdida), antes de impuestos | 935.074.155 | 804.459.583 | 674.342.896 | 514.315.732 | 770.569.175 | 650.597.574 | 76.689.190 | 42.539.773 | (25.251.582) | 1.526.079.077 | 1.617.568.531 | 1.299.688.888 |
| (Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias | (287.691.669) | (229.566.686) | (210.602.693) | (153.041.776) | (203.441.100) | (210.877.855) | (55.875.904) | (71.159.999) | 14.804.628 | (496.609.349) | (504.167.785) | (406.675.920) |
| Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas | 647.382.486 | 574.892.897 | 463.740.203 | 361.273.956 | 567.128.075 | 439.719.719 | 20.813.286 | (28.620.226) | (10.446.954) | 1.029.469.728 | 1.113.400.746 | 893.012.968 |
| Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| GANANCIA (PERDIDA) | 647.382.486 | 574.892.897 | 463.740.203 | 361.273.956 | 567.128.075 | 439.719.719 | 20.813.286 | (28.620.226) | (10.446.954) | 1.029.469.728 | 1.113.400.746 | 893.012.968 |
| Ganancia (Pérdida) Atribuibles a | 647.382.486 | 574.892.897 | 463.740.203 | 361.273.956 | 567.128.075 | 439.719.719 | 20.813.286 | (28.620.226) | (10.446.954) | 1.029.469.728 | 1.113.400.746 | 893.012.968 |
| Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 610.157.869 | 658.514.150 | 377.350.521 |
| Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 419.311.859 | 454.886.596 | 515.662.447 |

| País | Generación | | | Distribución | | | Eliminaciones y otros | | | Totales | |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-----------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
| ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO | | | | | | | | | | | |
| Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación | 1.026.718.651 | 874.169.034 | 718.617.420 | 769.341.885 | 855.536.268 | 844.926.087 | (98.022.542) | (28.729.658) | (20.181.072) | 1.698.037.994 | 1.700.975.644 |
| Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión | (357.107.188) | (194.635.422) | (265.633.358) | (513.969.018) | (488.352.158) | (451.881.927) | 571.389.216 | (540.899.509) | (124.620.795) | (299.686.990) | (1.223.887.089) |
| Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación | (575.096.742) | (628.577.198) | (639.711.643) | (220.294.230) | (327.075.688) | (440.998.366) | (488.068.691) | 1.292.418.242 | 68.435.178 | (1.283.459.663) | 336.765.356 |

35.3 Países.

| País | Chile | | Argentina | | Brasil | | Colombia | | Perú | | Eliminaciones | | Totales | |
|---|-----------------------|-----------------------|----------------------|--------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|------------------------|----------------------|-----------------------|-----------------------|
| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
| ACTIVOS | | | | | | | | | | | | | | |
| ACTIVOS CORRIENTES | 1.878.994.993 | 2.084.089.603 | 520.217.733 | 324.887.994 | 848.758.549 | 814.810.111 | 574.295.812 | 592.888.884 | 287.163.111 | 230.431.271 | (177.931.310) | (150.892.582) | 3.931.498.888 | 3.896.215.281 |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 989.320.583 | 906.467.031 | 25.917.276 | 24.982.401 | 197.723.645 | 249.642.879 | 357.750.546 | 344.261.959 | 134.033.441 | 81.033.299 | - | - | 1.704.745.491 | 1.606.387.569 |
| Otros activos financieros corrientes | 8.518.962 | 540.622.559 | - | - | 52.870.583 | 163.360.721 | 38.065.858 | 72.983.696 | - | 4.062.461 | - | - | 99.455.403 | 781.029.437 |
| Otros activos no financieros, corriente | 16.052.871 | 4.826.805 | 4.151.319 | 5.359.794 | 115.566.129 | 86.826.237 | 12.267.413 | 11.417.533 | 27.060.380 | 33.166.923 | - | - | 175.098.112 | 141.597.292 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes | 578.408.890 | 363.300.892 | 416.026.626 | 255.990.455 | 446.392.339 | 287.515.769 | 147.531.981 | 142.962.648 | 93.735.123 | 78.923.672 | (408.056) | 1.043.672 | 1.681.686.903 | 1.129.737.108 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes | 134.750.382 | 135.381.849 | 28.097.713 | 28.866.234 | 22.359.268 | 15.395.164 | 748.922 | 1.393.681 | 3.256 | 4.918.900 | (167.518.201) | (151.936.254) | 18.441.340 | 34.019.574 |
| Inventarios corrientes | 43.677.878 | 22.015.023 | 41.937.394 | 8.201.936 | 934.466 | 2.519.460 | 16.506.890 | 19.869.367 | 30.463.526 | 25.176.969 | - | - | 133.520.154 | 77.782.575 |
| Activos por impuestos corrientes, corriente | 90.281.411 | 111.475.444 | 4.087.405 | 1.487.174 | 12.912.119 | 9.549.881 | 1.424.202 | - | 1.867.385 | 3.149.047 | - | - | 110.572.522 | 125.661.546 |
| Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios | 17.984.016 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | (10.005.053) | - | 7.978.963 | - |
| ACTIVOS NO CORRIENTES | 9.750.318.070 | 8.908.947.599 | 822.281.224 | 659.059.378 | 2.333.408.466 | 2.217.714.263 | 2.716.160.481 | 2.677.766.989 | 1.553.601.206 | 1.389.084.031 | (5.185.946.019) | (4.571.123.234) | 11.989.823.428 | 11.281.449.026 |
| Otros activos financieros no corrientes | 33.090.868 | 37.649.971 | 72.882 | 95.878 | 496.463.986 | 452.516.565 | 1.177.618 | 1.267.312 | 16.166 | 6.692 | - | - | 530.821.520 | 491.536.418 |
| Otros activos no financieros no corrientes | 236.772 | 366.777 | 4.232.688 | 976.223 | 69.746.584 | 83.157.858 | 3.644.175 | - | - | - | (54.039) | (409.033) | 77.806.180 | 84.091.825 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes | 7.496.412 | 6.875.034 | 175.753.071 | 157.987.010 | 97.082.421 | 42.678.160 | 11.309.771 | 15.505.469 | - | - | - | - | 291.641.675 | 223.045.673 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes | - | - | 486.605 | - | 36.267.177 | 36.001.623 | - | - | - | - | (36.267.177) | (36.001.623) | 486.605 | - |
| Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación | 6.324.305.426 | 5.823.859.485 | 42.815.909 | 48.287.286 | - | - | 32.798.603 | 33.085.546 | 95.911.225 | 84.687.466 | (6.422.197.553) | (5.741.838.903) | 73.633.610 | 248.080.880 |
| Activos intangibles distintos de la plusvalía | 36.525.521 | 37.570.805 | 2.533.936 | 2.736.208 | 1.062.638.430 | 1.060.733.391 | 40.612.537 | 43.583.416 | 25.901.632 | 28.936.541 | - | - | 1.168.212.056 | 1.173.560.361 |
| Plusvalía | 2.240.478 | 2.298.609 | 1.401.472 | 1.574.810 | 97.979.622 | 95.223.794 | 4.886.064 | 5.213.756 | 8.527.161 | 1.295.818.830 | 1.259.722.037 | (23.246.080) | 1.410.853.627 | 1.372.320.328 |
| Propiedades, planta y equipo | 3.303.520.171 | 2.899.506.899 | 591.453.902 | 431.863.368 | 389.577.389 | 374.933.897 | 2.549.665.315 | 2.483.155.951 | 1.423.245.022 | 1.267.166.010 | (23.246.080) | (22.827.400) | 8.234.215.719 | 7.433.798.725 |
| Propiedad de inversión | 8.514.562 | 44.877.049 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 8.514.562 | 44.877.049 |
| Activos por impuestos diferidos | 34.387.860 | 55.942.970 | 3.530.759 | 15.538.595 | 83.652.857 | 72.468.975 | 72.066.398 | 95.955.539 | - | - | - | (29.768.312) | 193.637.874 | 210.137.767 |
| TOTAL ACTIVOS | 11.629.313.063 | 10.993.037.202 | 1.342.498.957 | 983.947.372 | 3.182.167.015 | 3.032.524.374 | 3.290.456.293 | 3.270.655.873 | 1.840.764.317 | 1.619.515.302 | (5.363.877.329) | 4.722.015.816 | 15.921.322.316 | 15.177.664.307 |

| Pais | Chile | | Argentina | | Brasil | | Colombia | | Perú | | Eliminaciones | | Totales | |
|---|-----------------------|-----------------------|----------------------|--------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|------------------------|------------------------|-----------------------|-----------------------|
| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
| PATRIMONIO NETO Y PASIVOS | | | | | | | | | | | | | | |
| PASIVOS CORRIENTES | 744.843.606 | 976.567.203 | 919.270.662 | 765.661.046 | 479.284.646 | 507.823.387 | 828.561.609 | 504.585.033 | 269.583.701 | 236.388.951 | (46.722.240) | (9.765.921) | 3.194.821.984 | 2.981.259.699 |
| Otros pasivos financieros corrientes | 150.748.390 | 447.215.392 | 36.046.855 | 185.774.593 | 78.874.557 | 67.179.349 | 92.779.423 | 135.583.922 | 63.356.454 | 70.921.949 | - | - | 421.805.679 | 906.675.205 |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | 490.927.954 | 373.615.062 | 775.438.014 | 418.484.935 | 340.379.343 | 253.932.994 | 428.369.239 | 254.481.844 | 167.957.943 | 134.483.501 | 85.804.457 | 80.005.318 | 2.288.876.950 | 1.515.003.654 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes | 10.417.853 | 25.743.837 | 28.081.812 | 74.601.162 | 30.274.223 | 148.963.775 | 198.528.161 | 43.984.648 | 8.905.270 | 890.087 | (132.526.697) | (89.771.239) | 143.680.622 | 204.412.270 |
| Otras provisiones corrientes | 11.627.110 | 14.899.483 | 33.345.118 | 49.361.942 | 3.335.096 | 1.162.162 | 31.449.522 | 12.139.002 | 10.465.838 | 9.746.774 | - | - | 90.222.684 | 87.309.363 |
| Pasivos por impuestos corrientes | 38.357.866 | 82.475.261 | 6.836.964 | 8.146.432 | 2.213.038 | 14.569.709 | 64.747.073 | 48.102.434 | 3.317.372 | 6.443.227 | - | - | 115.472.313 | 159.737.063 |
| Provisiones por beneficios a los empleados corrientes | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Otros pasivos no financieros corrientes | 37.276.286 | 32.618.168 | 39.521.899 | 29.291.982 | 24.208.389 | 22.015.398 | 12.688.191 | 10.293.183 | 15.580.824 | 13.903.413 | - | - | 129.275.589 | 108.122.144 |
| Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta | 5.488.147 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 5.488.147 | - |
| PASIVOS NO CORRIENTES | 1.410.672.019 | 1.082.782.610 | 291.965.068 | 131.441.625 | 959.581.284 | 805.923.465 | 1.241.915.054 | 1.209.708.575 | 601.204.740 | 525.169.451 | (58.056.579) | (66.085.979) | 4.447.281.586 | 3.688.939.747 |
| Otros pasivos financieros no corrientes | 1.042.430.478 | 834.174.804 | 44.052.205 | 19.263.284 | 627.845.559 | 511.762.232 | 1.162.494.911 | 1.097.771.137 | 412.274.375 | 327.277.654 | - | - | 3.289.097.528 | 2.790.249.111 |
| Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes | 3.711.078 | - | 120.587.518 | 126.137 | 35.086.925 | 22.937.741 | - | - | - | - | - | - | 159.385.521 | 23.063.878 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes | - | - | 36.594.486 | 36.317.667 | - | - | - | - | - | - | (36.594.486) | (36.317.667) | - | - |
| Otras provisiones no corrientes | 27.969.934 | 23.983.651 | 8.468.074 | 13.647.279 | 152.802.156 | 142.210.556 | 4.100.860 | 10.688.183 | 3.902.817 | 3.437.684 | - | - | 197.243.841 | 193.967.353 |
| Pasivo por impuestos diferidos | 255.156.048 | 176.873.577 | 31.236.466 | 18.926.410 | 18.454.634 | 21.675.958 | - | 23.901.959 | 173.514.336 | 183.877.298 | - | (29.768.312) | 478.361.484 | 395.486.890 |
| Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes | 56.333.817 | 43.056.906 | 12.825.808 | 9.640.282 | 122.729.879 | 106.313.626 | 75.319.283 | 77.347.296 | 2.721.625 | 2.156.881 | - | - | 269.930.412 | 238.514.991 |
| Otros pasivos no financieros no corrientes | 25.070.664 | 4.693.672 | 38.200.511 | 33.520.566 | 2.662.131 | 1.023.352 | - | - | 8.791.587 | 8.419.934 | (21.462.093) | - | 53.262.800 | 47.657.524 |
| PATRIMONIO NETO | 9.473.797.438 | 8.933.687.389 | 131.263.227 | 86.844.701 | 1.743.301.085 | 1.718.777.522 | 1.219.979.630 | 1.556.362.265 | 969.975.876 | 857.956.900 | (5.259.098.510) | (4.646.163.916) | 8.279.218.746 | 8.507.464.861 |
| Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora | 9.473.797.438 | 8.933.687.389 | 131.263.227 | 86.844.701 | 1.743.301.085 | 1.718.777.522 | 1.219.979.630 | 1.556.362.265 | 969.975.876 | 857.956.900 | (5.259.098.510) | (4.646.163.916) | 6.201.976.047 | 6.168.554.253 |
| Capital emitido | 8.284.164.467 | 7.946.458.335 | 206.381.462 | 185.677.463 | 216.324.676 | 209.103.124 | 170.397.032 | 168.808.967 | 298.376.352 | 275.585.129 | (3.371.196.003) | (3.116.352.293) | 5.804.447.986 | 5.669.280.725 |
| Ganancias (pérdidas) acumuladas | 3.565.687.987 | 3.330.989.884 | (151.386.397) | 113.985.428 | 206.870.339 | 315.847.482 | 145.279.263 | 657.299.536 | 281.694.302 | 218.598.523 | (996.411.049) | (1.595.115.700) | 3.051.734.445 | 2.813.634.297 |
| Primas de emisión | 206.574.859 | 365.334.508 | - | - | 684.112.119 | 664.870.411 | 3.398.995 | 3.627.695 | 590.505 | 501.725 | (894.676.478) | (875.574.691) | - | 158.759.648 |
| Otras reservas | (2.582.629.875) | (2.709.095.338) | 76.268.162 | 15.152.666 | 635.993.951 | 528.956.505 | 900.904.340 | 726.626.067 | 389.314.717 | 363.271.523 | 3.185.020 | 940.878.768 | (2.654.206.384) | (2.473.120.417) |
| Participaciones no controladoras | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2.077.242.699 | 2.338.910.608 |
| Total Patrimonio Neto y Pasivos | 11.629.313.063 | 10.993.037.202 | 1.342.498.957 | 983.947.372 | 3.182.167.015 | 3.032.524.374 | 3.290.456.293 | 3.270.655.873 | 1.840.764.317 | 1.619.515.302 | (5.363.877.329) | (4.722.015.816) | 15.921.322.316 | 15.177.664.307 |

35.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países.

a) Generación y Transmisión

| Línea de Negocio | Generación y Transmisión | | | | | | | | | | | | | | |
|---|--------------------------|----------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|----------------------|----------------------|----------------------|--------------------|------------------------|------------------------|----------------------|----------------------|-------------------|
| | País | Chile | | Argentina | | Brasil | | Colombia | | Perú | | Eliminaciones | | Totales | |
| | | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
| ACTIVOS | | | | | | | | | | | | | | | |
| ACTIVOS CORRIENTES | 587.911.081 | 511.796.884 | 111.345.580 | 107.811.492 | 179.310.128 | 139.953.310 | 329.704.908 | 321.118.495 | 164.347.787 | 137.890.412 | (114.094.932) | (62.132.141) | 1.258.524.552 | 1.156.438.452 | |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 50.627.592 | 56.780.323 | 20.268.881 | 16.276.593 | 76.039.740 | 34.172.561 | 224.564.345 | 227.781.003 | 73.264.364 | 39.209.609 | - | - | 444.764.922 | 374.220.089 | |
| Otros activos financieros corrientes | 4.389.709 | 23.956.079 | - | - | 26.000.508 | 26.631.685 | 20.460.311 | 59.041 | - | 121.357 | - | - | 50.850.528 | 50.768.162 | |
| Otros activos no financieros, corriente | 10.766.653 | 2.104.085 | 2.909.678 | 4.163.710 | 15.508.149 | 12.892.720 | 9.272.519 | 7.825.842 | 22.807.982 | 31.126.566 | - | - | 61.264.981 | 58.112.923 | |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes | 317.283.266 | 204.574.890 | 55.648.584 | 54.585.788 | 35.732.810 | 30.862.099 | 53.822.823 | 56.083.837 | 35.628.118 | 28.784.409 | 248.342 | 278.427 | 498.363.943 | 375.169.450 | |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes | 113.265.863 | 116.673.985 | 28.400.438 | 28.288.101 | 23.607.823 | 33.710.120 | 7.818.044 | 13.527.398 | 8.711.102 | 16.361.453 | (104.338.221) | (62.410.568) | 77.105.049 | 146.150.489 | |
| Inventarios corrientes | 36.871.184 | 14.662.964 | 2.268.098 | 3.015.290 | 24.762 | 24.335 | 12.342.664 | 15.841.374 | 22.290.073 | 19.731.805 | - | - | 73.796.781 | 53.275.768 | |
| Activos por impuestos corrientes, corriente | 44.701.761 | 93.044.558 | 2.209.901 | 1.482.010 | 2.396.336 | 1.659.790 | 1.424.202 | - | 1.646.148 | 2.555.213 | - | - | 52.378.348 | 98.741.571 | |
| Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios | 10.005.053 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | (10.005.053) | - | - | - | |
| ACTIVOS NO CORRIENTES | 4.509.737.795 | 4.010.150.837 | 376.359.459 | 328.620.769 | 465.167.544 | 466.450.794 | 1.787.224.362 | 1.712.544.281 | 918.279.644 | 858.879.591 | (1.242.631.650) | (977.828.980) | 6.814.137.154 | 6.398.817.292 | |
| Otros activos financieros no corrientes | 6.719.853 | 2.759.880 | 30.877 | 34.697 | 1 | 1 | 1.170.931 | 1.260.169 | 16.166 | 6.692 | - | - | 7.937.828 | 4.061.439 | |
| Otros activos no financieros no corrientes | 42.847 | 41.506 | 3.804.828 | 495.445 | 7.666.802 | 24.179.550 | 1.075.811 | - | - | - | - | (407.692) | 12.590.288 | 24.308.809 | |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes | - | - | 174.458.331 | 156.318.116 | 8.630.215 | 2.177.709 | 3.509.648 | - | - | - | - | - | 185.266.255 | 167.646.689 | |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes | - | - | - | - | 31.402.626 | 31.832.066 | - | - | - | - | (31.402.626) | (31.832.066) | - | - | |
| Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación | 1.852.154.229 | 1.739.823.985 | 1.981.428 | 2.402.684 | 19.298.297 | 9.466.233 | - | - | 57.999.593 | 57.988.639 | (1.322.024.225) | (1.030.609.532) | 609.409.322 | 779.072.009 | |
| Activos intangibles distintos de la plusvalía | 18.851.913 | 14.551.065 | 70.302 | 91.877 | 2.847.709 | 2.566.250 | 22.960.562 | 24.751.366 | 10.768.352 | 9.892.423 | - | - | 55.498.838 | 51.842.981 | |
| Plusvalía | - | - | 1.401.472 | 1.574.810 | - | - | 4.886.064 | 5.213.756 | 8.527.161 | 8.287.322 | 110.795.201 | 85.020.310 | 125.609.898 | 100.096.198 | |
| Propiedades, planta y equipo | 2.621.113.891 | 2.249.838.283 | 191.081.462 | 152.164.545 | 362.640.263 | 352.672.949 | 1.707.545.357 | 1.618.190.483 | 840.968.372 | 782.704.515 | - | - | 5.723.349.345 | 5.155.570.775 | |
| Propiedad de inversión | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Activos por impuestos diferidos | 10.855.062 | 3.136.118 | 3.530.759 | 15.538.595 | 32.681.631 | 37.924.820 | 47.407.928 | 59.618.859 | - | - | - | - | 94.475.380 | 116.218.392 | |
| TOTAL ACTIVOS | 5.097.648.876 | 4.521.947.721 | 487.705.039 | 436.432.261 | 644.477.672 | 606.404.104 | 2.116.929.270 | 2.033.662.776 | 1.082.627.431 | 996.770.003 | (1.356.726.582) | (1.039.961.121) | 8.072.661.706 | 7.555.255.744 | |

| País | Generación y Transmisión | | | | | | | | | | | | | |
|---|--------------------------|----------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|----------------------|----------------------|----------------------|--------------------|------------------------|------------------------|----------------------|----------------------|
| | Chile | | Argentina | | Brasil | | Colombia | | Perú | | Eliminaciones | | Totales | |
| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
| PATRIMONIO NETO Y PASIVOS | | | | | | | | | | | | | | |
| PASIVOS CORRIENTES | 674.505.169 | 668.592.085 | 180.031.592 | 318.877.246 | 209.741.472 | 154.314.125 | 500.427.459 | 229.570.428 | 111.916.694 | 121.172.689 | (54.269.042) | 12.105.477 | 1.622.353.344 | 1.504.632.050 |
| Otros pasivos financieros corrientes | 146.364.103 | 124.569.707 | 29.204.543 | 177.557.360 | 547.554 | 7.263.176 | 90.868.809 | 65.753.442 | 30.884.141 | 35.770.544 | - | - | 297.869.150 | 410.914.229 |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | 330.234.621 | 227.775.952 | 104.631.867 | 59.795.791 | 55.829.739 | 47.918.292 | 194.459.885 | 88.750.765 | 63.043.076 | 71.194.251 | 29.732.030 | 29.738.143 | 777.931.218 | 525.173.194 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes | 139.180.109 | 256.312.820 | 27.161.544 | 73.534.329 | 147.681.040 | 94.607.913 | 131.257.351 | 28.331.191 | 9.832.315 | 951.459 | (84.001.072) | (17.632.666) | 371.111.287 | 436.105.046 |
| Otras provisiones corrientes | 10.932.577 | 13.419.111 | 666.299 | 1.777.176 | - | - | 24.071.622 | 12.139.002 | 2.681.490 | 3.481.855 | - | - | 38.351.988 | 30.817.144 |
| Pasivos por impuestos corrientes | 31.480.257 | 31.752.583 | 6.836.964 | 1.330.433 | 2.213.037 | 2.048.620 | 55.331.792 | 32.330.315 | 761.199 | 6.174.192 | - | - | 96.623.249 | 73.636.143 |
| Provisiones por beneficios a los empleados corrientes | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Otros pasivos no financieros corrientes | 16.313.502 | 14.761.912 | 11.530.375 | 4.882.157 | 3.470.102 | 2.476.124 | 4.438.000 | 2.265.713 | 4.714.473 | 3.600.388 | - | - | 40.466.452 | 27.986.294 |
| Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PASIVOS NO CORRIENTES | 1.060.892.738 | 771.344.735 | 154.168.284 | 104.952.969 | 8.446.341 | 26.968.554 | 893.041.284 | 864.631.943 | 322.944.470 | 304.848.189 | (31.370.967) | (32.111.507) | 2.398.122.150 | 2.040.534.883 |
| Otros pasivos financieros no corrientes | 778.135.168 | 574.924.357 | 44.052.205 | 12.954.207 | 2.421.880 | 19.711.499 | 862.784.448 | 828.381.968 | 183.792.705 | 164.199.904 | - | - | 1.871.196.406 | 1.600.171.935 |
| Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes | 3.711.078 | - | 89.968 | 126.137 | 57.790 | 6 | - | - | - | - | - | - | 3.858.836 | 126.143 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes | - | - | 36.594.486 | 36.317.666 | - | - | - | - | - | - | (31.686.032) | (32.111.507) | 4.908.454 | 4.206.159 |
| Otras provisiones no corrientes | 25.161.118 | 17.426.844 | - | 5.389.574 | 5.571.273 | 6.795.372 | 465.509 | 738.840 | 3.661.187 | 3.223.572 | - | - | 34.859.087 | 33.574.202 |
| Pasivo por impuestos diferidos | 232.045.128 | 159.958.131 | 31.236.466 | 18.926.410 | - | - | - | 13.991.943 | 134.696.942 | 136.787.298 | - | - | 397.978.536 | 329.663.782 |
| Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes | 18.882.217 | 15.360.428 | 3.994.647 | 3.276.309 | - | - | 19.791.327 | 21.519.192 | 793.636 | 637.415 | - | - | 43.461.827 | 40.793.344 |
| Otros pasivos no financieros no corrientes | 2.958.029 | 3.674.975 | 38.200.512 | 27.962.666 | 395.398 | 361.677 | - | - | - | - | 315.065 | - | 41.869.004 | 31.999.318 |
| PATRIMONIO NETO | 3.362.250.969 | 3.082.010.901 | 153.505.163 | 12.602.046 | 426.289.859 | 425.221.425 | 733.460.527 | 939.460.405 | 647.766.267 | 570.749.125 | (1.271.086.573) | (1.019.955.091) | 4.052.186.212 | 4.010.088.811 |
| Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora | 3.362.250.969 | 3.082.010.901 | 153.505.163 | 12.602.046 | 426.289.859 | 425.221.425 | 733.460.527 | 939.460.405 | 647.766.267 | 570.749.125 | (1.271.086.573) | (1.019.955.091) | 4.052.186.212 | 4.010.088.811 |
| Capital emitido | 2.066.342.520 | 1.863.803.648 | 108.474.430 | 75.661.025 | 115.185.419 | 111.945.652 | 167.029.702 | 165.215.801 | 227.902.984 | 210.366.777 | (1.172.172.225) | (958.973.816) | 1.512.762.830 | 1.468.019.087 |
| Ganancias (pérdidas) acumuladas | 1.401.123.725 | 1.446.722.329 | (19.153.229) | (64.632.839) | 159.510.944 | 171.051.337 | 110.289.985 | 543.834.488 | 170.891.294 | 132.210.716 | 349.976.414 | (168.587.688) | 2.172.639.133 | 2.060.598.343 |
| Primas de emisión | 206.008.557 | 206.008.557 | - | - | - | - | - | - | 590.505 | 501.725 | - | - | 206.599.062 | 206.510.282 |
| Otras reservas | (311.223.833) | (434.523.633) | 64.183.962 | 1.573.860 | 151.593.496 | 142.224.436 | 456.140.840 | 230.410.116 | 248.381.484 | 227.669.907 | (448.890.762) | 107.606.413 | 160.185.187 | 274.961.099 |
| Participaciones no controladoras | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Total Patrimonio Neto y Pasivos | 5.097.648.876 | 4.521.947.721 | 487.705.039 | 436.432.261 | 644.477.672 | 606.404.104 | 2.116.929.270 | 2.033.662.776 | 1.082.627.431 | 996.770.003 | (1.356.726.582) | (1.039.961.121) | 8.072.661.706 | 7.555.255.744 |

b) Distribución

| Línea de Negocio | Distribución | | | | | | | | | | | | | | |
|---|----------------------|----------------------|--------------------|--------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|--------------------|--------------------|---------------------|--------------------|----------------------|----------------------|-------------------|
| | País | Chile | | Argentina | | Brasil | | Colombia | | Perú | | Eliminaciones | | Totales | |
| | | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
| ACTIVOS | | | | | | | | | | | | | | | |
| ACTIVOS CORRIENTES | 300.765.617 | 192.097.248 | 409.109.176 | 217.226.660 | 589.020.643 | 413.137.593 | 254.296.273 | 286.639.350 | 142.931.833 | 106.049.491 | (13.369.202) | (3.541.399) | 1.682.754.340 | 1.211.608.943 | |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 7.716.593 | 22.774.490 | 5.646.882 | 8.696.329 | 67.580.309 | 65.636.627 | 133.186.201 | 116.480.956 | 60.751.331 | 41.802.393 | - | - | 274.881.316 | 255.290.795 | |
| Otros activos financieros corrientes | 470.266 | 309.009 | - | - | 6.971.011 | 16.895.101 | 17.605.547 | 72.924.655 | - | 3.941.104 | - | - | 25.046.824 | 94.069.869 | |
| Otros activos no financieros, corriente | 4.837.555 | 1.793.463 | 1.192.805 | 1.181.675 | 96.485.884 | 71.204.617 | 2.994.894 | 3.591.691 | 4.217.571 | 2.013.596 | - | - | 109.728.709 | 79.785.042 | |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes | 257.568.198 | 149.400.234 | 360.374.168 | 201.404.669 | 410.307.454 | 256.308.402 | 93.709.158 | 86.878.811 | 56.349.775 | 49.200.081 | (70.326) | 2.968 | 1.178.238.427 | 743.195.165 | |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes | 26.178.562 | 15.082.952 | 353.432 | 757.342 | 23.473 | 22.750 | 2.636.246 | 2.735.244 | 13.402.430 | 3.156.941 | (13.298.876) | (3.544.367) | 29.295.267 | 18.210.862 | |
| Inventarios corrientes | 3.542.452 | 2.516.897 | 39.669.296 | 5.186.645 | 717.960 | 2.495.125 | 4.164.227 | 4.027.993 | 8.173.453 | 5.445.164 | - | - | 56.267.388 | 19.671.824 | |
| Activos por impuestos corrientes, corriente | 451.991 | 220.203 | 1.872.593 | - | 6.934.552 | 674.971 | - | - | 37.273 | 490.212 | - | - | 9.296.409 | 1.385.386 | |
| Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| ACTIVOS NO CORRIENTES | 1.240.468.968 | 1.210.687.967 | 405.106.897 | 284.575.650 | 1.871.949.977 | 1.748.919.068 | 928.936.117 | 965.222.710 | 587.886.652 | 487.752.639 | - | - | 5.034.348.611 | 4.697.158.034 | |
| Otros activos financieros no corrientes | 30.619 | 22.728 | 42.005 | 61.181 | 496.441.092 | 452.494.316 | 6.687 | 7.143 | - | - | - | - | 496.520.403 | 452.585.368 | |
| Otros activos no financieros no corrientes | 188.157 | 319.503 | 427.860 | 480.779 | 58.185.573 | 58.799.681 | 2.568.364 | - | - | - | - | - | 61.369.954 | 59.599.963 | |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes | 7.364.933 | 6.055.189 | 1.294.740 | 1.668.894 | 88.314.071 | 34.859.235 | 9.132.062 | 11.995.821 | - | - | - | - | 106.105.806 | 54.579.139 | |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes | - | - | 486.605 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 486.605 | - | |
| Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación | 541.582.223 | 552.161.023 | 19.612 | 21.641 | - | - | 32.798.603 | 33.085.547 | - | - | - | - | 574.400.438 | 585.268.211 | |
| Activos intangibles distintos de la plusvalía | 14.613.951 | 13.175.169 | 2.463.635 | 2.644.331 | 1.055.986.162 | 1.052.932.113 | 17.651.975 | 18.832.051 | 6.385.114 | 3.788.645 | - | - | 1.097.100.837 | 1.091.372.309 | |
| Plusvalía | 2.240.478 | 2.240.478 | - | - | 97.979.622 | 95.223.794 | - | - | - | - | - | - | 100.220.100 | 97.464.272 | |
| Propiedades, planta y equipo | 674.156.509 | 636.528.765 | 400.372.440 | 279.698.824 | 24.072.231 | 20.065.773 | 842.119.957 | 864.965.468 | 581.501.538 | 483.963.994 | - | - | 2.522.222.675 | 2.285.222.824 | |
| Propiedad de inversión | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Activos por impuestos diferidos | 292.098 | 185.112 | - | - | 50.971.226 | 34.544.156 | 24.658.469 | 36.336.680 | - | - | - | - | 75.921.793 | 71.065.948 | |
| TOTAL ACTIVOS | 1.541.234.585 | 1.402.785.215 | 814.216.073 | 501.802.310 | 2.460.970.620 | 2.162.056.661 | 1.183.232.390 | 1.251.862.060 | 730.818.485 | 593.802.130 | (13.369.202) | (3.541.399) | 6.717.102.951 | 5.908.766.977 | |

| País | Distribución | | | | | | | | | | | | | |
|---|----------------------|----------------------|--------------------|--------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|--------------------|--------------------|---------------------|--------------------|----------------------|----------------------|
| | Chile | | Argentina | | Brasil | | Colombia | | Perú | | Eliminaciones | | Totales | |
| | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
| PATRIMONIO NETO Y PASIVOS | | | | | | | | | | | | | | |
| PASIVOS CORRIENTES | 244.981.388 | 228.651.495 | 739.412.769 | 446.887.893 | 382.669.070 | 310.263.199 | 337.839.518 | 289.883.566 | 165.061.350 | 119.780.608 | (13.369.202) | (3.541.399) | 1.856.594.893 | 1.391.925.362 |
| Otros pasivos financieros corrientes | 133 | 131.149 | 6.842.312 | 8.217.233 | 78.327.002 | 59.916.172 | 1.910.613 | 69.830.480 | 32.472.313 | 35.151.405 | - | - | 119.552.373 | 173.246.439 |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | 117.620.794 | 103.303.719 | 670.451.782 | 358.293.966 | 278.869.512 | 199.096.766 | 233.909.354 | 165.731.078 | 102.523.673 | 60.398.971 | - | 646 | 1.403.375.115 | 886.825.146 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes | 111.172.127 | 111.091.592 | 1.448.331 | 1.566.103 | 3.897.216 | 20.234.079 | 76.976.179 | 30.522.419 | 8.896.631 | 7.452.597 | (13.369.202) | (3.542.045) | 189.021.282 | 167.324.745 |
| Otras provisiones corrientes | 71.623 | 140.885 | 32.678.820 | 47.584.766 | 3.335.096 | 1.162.162 | 7.377.900 | - | 7.784.348 | 6.264.920 | - | - | 51.247.787 | 55.152.733 |
| Pasivos por impuestos corrientes | 4.501.006 | 4.812.663 | - | 6.815.999 | 1 | 12.480.104 | 9.415.281 | 15.772.119 | 2.556.173 | 269.035 | - | - | 16.472.461 | 40.149.920 |
| Provisiones por beneficios a los empleados corrientes | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Otros pasivos no financieros corrientes | 11.615.705 | 9.171.487 | 27.991.524 | 24.409.826 | 18.240.243 | 17.373.916 | 8.250.191 | 8.027.470 | 10.828.212 | 10.243.680 | - | - | 76.925.875 | 69.226.379 |
| Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PASIVOS NO CORRIENTES | 72.612.722 | 43.735.684 | 137.796.785 | 26.488.657 | 930.337.149 | 772.314.235 | 358.873.770 | 345.076.634 | 271.208.226 | 213.494.034 | - | - | 1.770.828.652 | 1.401.109.244 |
| Otros pasivos financieros no corrientes | - | - | - | 6.309.078 | 625.423.679 | 492.050.733 | 299.710.462 | 269.389.169 | 228.481.670 | 163.077.749 | - | - | 1.153.615.811 | 930.826.729 |
| Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes | - | - | 120.497.550 | - | 35.029.135 | 22.937.735 | - | - | - | - | - | - | 155.526.685 | 22.937.735 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Otras provisiones no corrientes | 2.808.816 | 6.556.806 | 8.468.074 | 8.257.705 | 147.154.456 | 129.252.556 | 3.635.352 | 9.949.344 | 241.630 | 214.112 | - | - | 162.308.328 | 154.230.523 |
| Pasivo por impuestos diferidos | 23.042.447 | 16.820.903 | - | - | - | 21.675.958 | - | 9.910.017 | 38.817.394 | 47.089.999 | - | - | 61.859.841 | 95.496.877 |
| Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes | 24.649.613 | 19.385.185 | 8.831.161 | 6.363.973 | 122.729.879 | 106.313.626 | 55.527.956 | 55.828.104 | 1.927.989 | 1.519.466 | - | - | 213.666.598 | 189.410.354 |
| Otros pasivos no financieros no corrientes | 22.111.846 | 972.790 | - | 5.557.901 | - | 83.627 | - | - | 1.739.543 | 1.592.708 | - | - | 23.851.389 | 8.207.026 |
| PATRIMONIO NETO | 1.223.640.475 | 1.130.398.036 | (62.993.481) | 28.425.760 | 1.147.964.401 | 1.079.479.227 | 486.519.102 | 616.901.860 | 294.548.909 | 260.527.488 | - | - | 3.089.679.406 | 3.115.732.371 |
| Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora | 1.223.640.475 | 1.130.398.036 | (62.993.481) | 28.425.760 | 1.147.964.401 | 1.079.479.227 | 486.519.102 | 616.901.860 | 294.548.909 | 260.527.488 | - | - | 3.089.679.406 | 3.115.732.371 |
| Capital emitido | 367.928.682 | 367.928.681 | 61.605.296 | 69.224.795 | 398.597.876 | 387.386.697 | 3.367.331 | 3.593.166 | 40.732.177 | 37.694.885 | - | - | 872.231.352 | 865.828.224 |
| Ganancias (pérdidas) acumuladas | 1.227.190.356 | 1.134.938.013 | (127.076.910) | (43.583.682) | 135.984.405 | 202.932.488 | 34.989.277 | 113.465.048 | 113.007.763 | 87.345.984 | - | - | 1.364.094.891 | 1.495.097.851 |
| Primas de emisión | 566.302 | 566.302 | - | - | - | - | 3.398.995 | 3.627.695 | - | - | - | - | 3.965.297 | 4.193.997 |
| Otras reservas | (372.044.865) | (373.034.960) | 2.478.143 | 2.784.647 | 613.382.120 | 489.160.042 | 444.763.499 | 496.215.951 | 140.808.969 | 135.486.619 | - | - | 829.387.866 | 750.612.299 |
| Participaciones no controladoras | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Total Patrimonio Neto y Pasivos | 1.541.234.585 | 1.402.785.215 | 814.216.073 | 501.802.310 | 2.460.970.620 | 2.162.056.661 | 1.183.232.390 | 1.251.862.060 | 730.818.485 | 593.802.130 | (13.369.202) | (3.541.399) | 6.717.102.951 | 5.908.766.977 |

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

36.1 Garantías directas.

| Acreedor de la Garantía | Deudor | | Tipo de Garantía | Activos Comprometidos | | | Saldo pendiente al | | | Liberación de garantías | | | | | |
|--------------------------------------|--------------------|-----------|----------------------------------|---------------------------|--------|----------------|--------------------|-------------|-------------|-------------------------|---------|------|---------|------|---------|
| | Nombre | Relación | | Tipo | Moneda | Valor Contable | Moneda | dic-14 | dic-13 | 2015 | Activos | 2016 | Activos | 2017 | Activos |
| Mitsubishi | Endesa Costanera | Acreeedor | Prenda | Ciclo combinado | M\$ | 16.050.998 | M\$ | 73.177.119 | 73.830.430 | - | - | - | - | - | - |
| Credit Suisse First Boston | Endesa Costanera | Acreeedor | Prenda | Ciclo combinado | M\$ | 5.901.285 | M\$ | 3.033.750 | 3.147.660 | - | - | - | - | - | - |
| Banco de la Nación Argentina | Endesa Costanera | Acreeedor | Prenda sobre recaudación y otros | Cobranzas Ctes. de CAMESA | M\$ | - | M\$ | - | 521.832 | - | - | - | - | - | - |
| Citibank N.A. | Endesa Argentina | Acreeedor | Prenda | Depósito de dinero | M\$ | 788.775 | M\$ | 702.470 | 796.448 | - | - | - | - | - | - |
| Citibank N.A. / Santander Río | Edesur | Acreeedor | Prenda | Depósito de dinero | M\$ | - | M\$ | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Banco Santander (Agente de garantía) | G.N.L. Quintero | Asociada | Prenda | Acciones | M\$ | - | M\$ | - | 102.302.517 | - | - | - | - | - | - |
| Deutsche Bank / Santander Benelux | Enersis S.A. | Acreeedor | Cuenta de depósitos | Cuenta de depósitos | M\$ | 26.337.776 | M\$ | 50.509.024 | 56.138.756 | - | - | - | - | - | - |
| Varios Acreedores | Ampla S.A. | Acreeedor | Prenda sobre recaudación y otros | Cobranzas Ctes. | M\$ | 6.345.373 | M\$ | 161.031.458 | 178.884.259 | - | - | - | - | - | - |
| Varios Acreedores | Coelce S.A. | Acreeedor | Prenda sobre recaudación y otros | Cobranzas Ctes. | M\$ | 7.078.141 | M\$ | 77.294.260 | 101.052.930 | - | - | - | - | - | - |
| International Finance Corporation | CGT Fortaleza S.A. | Acreeedor | Hipoteca y Prenda | Inmuebles y Equipos | M\$ | - | M\$ | - | 25.461.857 | - | - | - | - | - | - |

Al 31 de diciembre de 2014 Enersis S.A. tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 33.344.231.316 (M\$ 20.390.857.446 al 31 de diciembre de 2013).

36.2 Garantías Indirectas.

| Acreedor de la Garantía | Deudor | | Activos Comprometidos | | | Saldo pendiente al | | | Liberación de garantías | | | | |
|----------------------------|----------|----------|-----------------------|-------------|----------------|--------------------|--------|-----------|-------------------------|---------|------|---------|------|
| | Nombre | Relación | Tipo de Garantía | Tipo Moneda | Valor Contable | Moneda | dic-14 | dic-13 | 2015 | Activos | 2016 | Activos | 2017 |
| Bonos y Créditos Bancarios | Chinango | Filial | Aval | M\$ | - | M\$ | - | 4.692.397 | - | - | - | - | - |

36.3 Litigios y arbitrajes.

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

1.- En Argentina, en el año 2002 la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario dejó sin efecto determinadas condiciones del contrato de concesión de la filial Edesur, estableciéndose asimismo, que este contrato se renegociase en un plazo razonable para adaptarlo a la nueva situación. Atendida la falta de renegociación, Enersis S.A., Chilectra S.A., Endesa Chile y Elesur S.A. (hoy Chilectra S.A.) presentaron en 2003 una solicitud de arbitraje al amparo del Tratado de Promoción y Protección de Inversiones Chileno-Argentino ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (“CIADI”), demandando, por vía principal, que se declare la expropiación de la inversión con una indemnización total de US\$1.306.875.960 (aprox. M\$ 792.946.989); y, por vía subsidiaria, la indemnización de los daños ocasionados a la inversión por la falta de trato justo y equitativo, por un total de US\$318.780.600, en ambos casos con un interés compuesto del 6,9% anual; además, las cantidades que resulten de los daños generados a partir del 1° de julio de 2004; y, finalmente, US\$102.164.683 para Elesur S.A. (hoy Chilectra S.A.), por el menor precio recibido en la venta de sus acciones. En el año 2005 las autoridades argentinas y Edesur firmaron los documentos que constituyen el Acta Acuerdo, en la cual se establecen los términos y condiciones modificatorias y complementarias del Contrato de Concesión, previendo modificaciones a la tarifa, primero durante un período transitorio y luego mediante una Revisión Tarifaria Integral, en la que se fijarían las condiciones para un período tarifario ordinario de 5 años. El arbitraje se encuentra suspendido desde marzo de 2006 en cumplimiento de exigencias del Acta Acuerdo, así como se encuentra suspendida la designación de uno de los árbitros, el cual renunció en 2010 a su cargo. Con fecha 31 de diciembre de 2014 las partes informaron al CIADI su acuerdo de prorrogar la suspensión del procedimiento por 12 meses a contar de esa misma fecha, indicando también que cualquiera de las partes podrá solicitar la reanudación del procedimiento con un preaviso de 30 días corridos.

2.- En Brasil, Basilus S/A Serviços, Empreendimentos e Participações (sucesora de Meridional S/A Serviços, Empreendimentos e Participações a partir de 2008) es la titular de los derechos litigiosos que adquirió a las constructoras Mistral y CIVEL, que mantenían un contrato de obra civil con Centrais Elétricas Fluminense S.A. (CELFL). Este contrato fue rescindido con anterioridad al proceso de privatización de CELFL. Dado que los activos de CELFL fueron traspasados a Ampla en el proceso de privatización, Basilus (antes Meridional) demandó en el año 1998 a Ampla, estimando que el traspaso de los referidos activos se había hecho en perjuicio de sus derechos. Ampla sólo adquirió activos de CELFL, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la rescisión del contrato de obra civil. En marzo de 2009, los Tribunales resolvieron dando la razón a la demandante, por lo que Ampla y el Estado de Río de Janeiro interpusieron los correspondientes recursos. El 15 de diciembre de 2009 el Tribunal de Justicia Estadual acepta el recurso y anula el fallo favorable obtenido por la demandante, acogiendo la defensa de Ampla. Basilus interpuso un recurso contra esa resolución, el cual no fue admitido. En julio de 2010, la demandante interpuso un nuevo recurso (“de Agravo Regimental”) ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ), que fue igualmente desestimado a finales de agosto de 2010. En vista de esta decisión, la actora interpuso un “Mandado de Segurança”, asimismo rechazado. En junio de 2011, ella ofreció un recurso de Embargo de

Declaración (con el objeto de aclarar una supuesta omisión del Tribunal en la decisión del Mandado de Segurança), que no fue acogido. Contra esta decisión se ofreció Recurso Ordinario ante el Superior Tribunal de Justicia (STJ) en Brasilia. El 28 de marzo de 2012 el Ministro Relator decidió el Recurso Ordinario favorablemente a la demandante. Ampla y el Estado de Río de Janeiro ofrecieron Agravo Regimental contra la decisión del Ministro, los cuales fueron acogidos por la primera sala del STJ con fecha 28 de agosto de 2012, determinándose que los recursos ordinarios en Mandado de Segurança sean sometidos a decisión por el tribunal en pleno y no por un solo ministro. La parte demandante impugnó esta decisión. La decisión del día 28 de agosto de 2012 fue publicada el 10 de diciembre de 2012, habiendo sido presentados Embargos de Declaração por Ampla y el Estado de Río de Janeiro para subsanar un error existente en la publicación de la misma, con objetivo de evitar divergencias futuras. El 27 de mayo de 2013 los Embargos de Declaração presentados por Ampla y el Estado del Río de Janeiro fueron aceptados y corregido el error. En consecuencia, el proceso se encuentra en segunda instancia con fallo favorable a Ampla y existen recursos pendientes ante el Superior Tribunal de Justicia. La cuantía de este juicio asciende aproximadamente a R\$ 1.096 millones (aprox. M\$ 250.359.280).

3.- El Sindicato de los Trabajadores de Niterói, representando a 2.841 empleados, interpuso una reclamación laboral en contra de Ampla, solicitando el pago de diferencias salariales en un 26,05% a partir de febrero de 1989, en virtud del Plan Económico instituido por Decreto-ley nº. 2.335/87. En primera instancia, se dictó sentencia parcialmente desfavorable a Ampla, la cual determinó el pago de las diferencias salariales solicitadas desde el 1 de febrero de 1989, además de honorarios de abogados en un 15%. Ampla interpuso varios recursos, entre ellos un Recurso Extraordinario, pendiente de resolución.. El Tribunal ordenó la celebración de una audiencia de conciliación, que se celebró sin éxito. Paralelamente, Ampla ha presentado una Exceção de Pré-executividade con base en la jurisprudencia del Supremo Tribunal Federal, que ha declarado con anterioridad la no existencia de un derecho adquirido al reajuste (URP) -Unidade de Referência de Preços- del Decreto-ley nº. 2.235/87. Además, Ampla alegó la excepción de pago de estos reajustes y, subsidiariamente solicitó se declare la limitación de este reajuste a la fecha base (octubre/89). En primera instancia, Ampla logró la declaración de la inexigibilidad del título judicial, en contra de lo cual la se presentó un recurso de Agravo de Petição, obteniendo éxito en parte con respecto al tema de la excepción de pago, pero manteniéndose en lo demás lo sustentado por Ampla en cuanto a la limitación de las diferencias salariales a la fecha base (octubre/89). Con fecha 10 de septiembre de 2014 se resolvió por el tribunal rechazar los recursos (agravo de instrumento) presentados por ambas partes, las cuales interpusieron Embargos de Aclaración en contra de esta decisión. La cuantía de este proceso se estima en aprox. R\$57 millones (aprox. M\$ 13.020.510).

4.- La Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) demandó a Ampla, la indemnización por la pérdida de productos y materias primas, rotura de maquinaria, entre otros, ocurridos debido al supuesto mal servicio suministrado por Ampla, entre 1987 y mayo de 1994, así como indemnización por daños morales. El proceso se encuentra relacionado a otros cinco procesos, cuyos fundamentos también son las interrupciones de suministro de energía, en el período que va entre los años 1987 a 1994, 1994 a 1999 y algunos días del año 2002. El juez ordenó la realización de una pericia única para estos procesos, la cual fue desfavorable en parte para Ampla, por lo que fue impugnada solicitándose la práctica de un nuevo peritaje. En septiembre de 2013 el juez rechazó el pedido anterior, ante lo cual Ampla interpuso embargos de declaración y posteriormente Agravo de Instrumento, todos los cuales fueron rechazados. En contra de esto último, Ampla interpuso recurso especial en agravo de instrumento ante el Superior Tribunal de Justicia, el que se encuentra pendiente de resolución. En septiembre de 2014, se dictó sentencia de

primera instancia en uno de estos procesos, condenándose a Ampla. al pago de una indemnización de 200.000 reales (aprox. M\$ 48.896) por daños morales, además del pago de daños materiales causados debido a las fallas en la prestación del servicio, los cuales deberán ser evaluados por un perito en la etapa de ejecución de la sentencia. En contra de esta sentencia, Ampla presentó Embargos de Aclaración, los que fueron rechazados. En diciembre de 2014 Ampla interpuso recurso de apelación, el cual se encuentra pendiente de resolverse. En los procesos restantes, está pendiente se dicte sentencia de primera instancia. La cuantía de todos los litigios se estima en aprox. R\$166 millones (aprox. M\$ 37.919.380)

5.- En diciembre de 2001 la Constitución Federal brasileña fue modificada con la finalidad de someter la venta de energía eléctrica a tributación por la Contribución Financiera a la Seguridad Social (COFINS), que es un tributo que recae sobre los ingresos. La Constitución establece que los cambios legislativos referentes a contribuciones sociales entran en vigor a los 90 días de su publicación, por lo que Ampla empezó a tributar por este impuesto a partir de abril de 2002. La Administración Tributaria brasileña notificó Acta a Ampla por entender que la *vacatio legis* (entrada en vigencia diferida) de 90 días se refiere exclusivamente a normas con rango de Ley pero no es de aplicación a las normas constitucionales, cuyas modificaciones entran en vigor de forma inmediata. En noviembre de 2007 el recurso presentado en la segunda instancia administrativa (Consejo de Contribuyentes) fue decidido en contra de Ampla. En octubre de 2008 Ampla presentó recurso especial que no fue aceptado. El 30 de diciembre de 2013, Ampla fue notificada de la decisión que no aceptó el argumento de Ampla que el pago de la COFINS no era debido en el período de diciembre de 2001 a marzo de 2002 por haberse previsto en la Constitución de que los cambios legislativos entran en vigor a los 90 días de su publicación. Ampla presentó acción judicial con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permitirá seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada un 20%, y no más en un 30%, por lo que la garantía fue reducida a una cantidad equivalente a 44 mm €). Ampla presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. La ejecución fiscal fue presentada por la Hacienda y Ampla presentó su defensa en julio de 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la ya constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. La cuantía asciende a R\$142 millones (aprox. M\$ 32.437.060)

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 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. Se espera nueva decisión de primera instancia judicial. Importe solicitado por Ampla a devolver R\$ 161 millones (aprox. M\$ 36.777.230).

7.- En 1998, para financiar la adquisición de Coelce, Ampla realizó una emisión en el exterior de deuda a largo plazo a través de títulos denominados Fixed Rate Notes (FRNs) que se acogió a un régimen fiscal especial por el cual estaban exentos de tributación en Brasil los intereses percibidos por los suscriptores no residentes cuando la deuda se emitía con un vencimiento mínimo de 8 años. En 2005 la Administración Tributaria brasileña notificó a Ampla un Acta en la que declara la no aplicación del régimen fiscal especial, al entender que se habían producido implícitamente amortizaciones anticipadas antes del cumplimiento del plazo, debido a que Ampla había obtenido financiación en Brasil que destinó a financiar a los suscriptores de los FRNs. En opinión de Ampla, se trata de dos operaciones independientes y jurídicamente válidas. La no aplicación del régimen supone que Ampla habría incumplido la obligación de retener el impuesto e ingresarlo sobre los intereses pagados a los suscriptores no residentes. El Acta fue recurrida y en 2007 el Consejo de Contribuyentes la anuló. Sin embargo, la Administración Tributaria brasileña recurrió esta decisión ante la Cámara Superior de Recursos Fiscales, última instancia administrativa y el 6 de noviembre de 2012 falló en contra de Ampla. La decisión fue notificada a Ampla el 21 de diciembre de 2012 y el 28 de diciembre de 2012 Ampla procedió a presentar un recurso de aclaración al mismo órgano, con el objetivo de que se aclare en una resolución final los puntos contradictorios del fallo y que se incorporen al mismo los argumentos de defensa relevantes que fueron omitidos. El 15 de octubre de 2013 Ampla fue intimada de la decisión que rechazó el recurso de aclaración ("Embargo de Declaración") presentado el 28 de diciembre de 2012. Con ello, Ampla presentó acción judicial cautelar con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permitirá seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada un 20%, y no más en el 30% de anterior, por lo que la garantía fue reducida a una cantidad equivalente a 331 mm €). Ampla presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. La Hacienda presentó ejecución fiscal y Ampla opuso su defensa el 27 junio 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. Es importante señalar que la resolución negativa final de la Cámara Superior implica la posible apertura del proceso penal contra determinados empleados y administradores de AMPLA (ya que el Consejo confirmó la supuesta existencia de simulación). La cuantía asciende a R\$1.068 millones (aprox. M\$ 243.963.240).

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

de ICMS" debería ser considerado el valor normal de la tarifa en los casos de venta de energía a "baja renta", en lugar de la tarifa reducida que es utilizada por Coelce. El criterio de la Hacienda resulta en un mayor porcentaje de ICMS no recuperable, por lo que resulta un mayor ICMS a pagar. Coelce sostiene que su cálculo está correcto, pues debe ser utilizado en el cálculo de "Prorrata de ICMS" el valor reducido de la tarifa pues ese es el real valor de la operación de venta de energía (la base del ICMS es el valor de la operación de salida de la mercancía). Respecto de Litigio año 2005: Tras la decisión desfavorable en el proceso administrativo, Coelce aguarda la presentación de la ejecución judicial por el Estado. Sin embargo, Coelce ya ha presentado la garantía bancaria para asegurar su derecho de certificación de regularidad fiscal. Respecto de los Litigios de años 2006, 2007, 2008 y 2009: Coelce presentó defensa administrativa. Las próximas actuaciones son seguir con la defensa los procesos judiciales y administrativos. La cuantía de estas reclamaciones asciende a R\$ 103 millones (aprox. M\$ 23.528.290)

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

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

10.- En el año 1982, y en el marco de un proyecto de ampliación de la red de suministro de energía eléctrica de zonas rurales en Brasil, financiado principalmente por órganos financieros internacionales (BID), Companhia Energética do Ceará S.A. (COELCE), entonces propiedad del Estado de Ceará, firmó contratos de utilización del sistema eléctrico con 13 cooperativas, las cuales había sido creadas a instancias del Gobierno y por exigencias de estos órganos financieros para efectos de implementar este proyecto. Estos contratos establecían la obligación de COELCE de pago de un arriendo mensual actualizable con la inflación, responsabilizándose a COELCE de la operación y mantenimiento de estos activos. Estos contratos se suscribieron por plazo indefinido y, dadas las circunstancias de la creación de las electrificadoras rurales, así como del entonces carácter público de COELCE, no quedó en ellos establecida una clara identificación de las redes que eran objeto del contrato, toda vez que las mismas se han repuesto y ampliado desde la época, confundiendo estos activos con los de propiedad de la compañía. Desde el año 1982 hasta junio 1995 COELCE pagó regularmente el arriendo por la utilización del sistema eléctrico a las cooperativas, actualizado mensualmente por el índice de inflación correspondiente. Sin embargo, a partir de junio de 1995, COELCE, siendo aún propiedad estatal, decidió no continuar actualizando el valor de los pagos como tampoco realizar los ajustes que procedían. En 1998 COELCE fue privatizada, oportunidad en la cual pasó a formar parte del Grupo Enersis, y siguió pagando el arriendo de las redes a las cooperativas del modo que se venía haciendo hasta antes de su privatización, esto es, sin actualizar los valores de los arriendos. Consecuencia de lo anterior, algunas de estas cooperativas han interpuesto acciones judiciales en contra de Companhia Energética do Ceará S.A., entre las cuales destacar las dos acciones iniciadas por Cooperativa de Eletrificacao Rural do V do Acarau Ltda (Coperva) y las interpuestas por Coperca y Coerce. La defensa de Coelce se basa fundamentalmente en que no es procedente la actualización de las rentas, ya que los activos carecerían de valor al tener una vida útil muy prolongada, atendida la depreciación de los mismos; o, alternativamente, en el caso que los activos tuviesen algún valor, en que éste sería muy bajo, dado que Coelce es la que ha realizado la sustitución, ampliación y mantenimiento de los mismos. El importe total de estos juicios con Coperva corresponde a aprox. R\$161.742.815 (aprox. M\$36.946.911). En una de las acciones presentadas por Coperva, acción de revisión, se practicó una prueba pericial, la cual fue impugnada por Coelce, aduciendo inconsistencias técnicas y solicitando la realización de una nueva pericia, lo cual fue rechazado por el juez. En febrero de 2013 el juez decretó “la ejecución anticipada de condena”, definiendo preliminarmente el valor del alquiler mensual de las supuestas instalaciones de Coperva, así como el pago inmediato de la diferencia entre ese valor y el valor actualmente pagado. Al respecto, se ha presentado un recurso y se ha obtenido una medida cautelar a favor de Coelce, paralizando la decisión de ejecución anticipada. Con fecha 4 de abril de 2014 se pronunció sentencia de primera instancia, la cual juzgó improcedentes los pedidos de Coperva. En contra de esta sentencia la demandante interpuso embargos de declaración, los que fueron rechazados. Coperva presentó recurso de apelación, el cual está pendiente de resolverse. Por otra parte, en el caso de Coperca, se inició una Acción de Revisión en 2007 por la cual se pretende reajustar el valor del arriendo de sus líneas de distribución (región central del Estado de Ceará), para que éste se calcule en un 1% del valor del bien alquilado, estimado por Coperca en R\$ 15.6 millones (aprox.M\$ 3.563.508). Este proceso se encuentra en primera instancia, sin haberse iniciado todavía la etapa probatoria, y su cuantía es de R\$87.843.275 (aprox. M\$ 20.066.039) . En el caso de Coerce, la Acción de Revisión se inició en 2006, y mediante ella se pretende reajustar el valor del alquiler de sus líneas de distribución (región central del Estado de Ceará), para que se calcule en la base del 2% del valor del bien arrendado. La cuantía de este proceso es de R\$101.127.109 (aprox. M\$ 23.100.466) Este proceso, al igual que COPERCA, no ha sido impulsado por la demandante y se encuentra en primera instancia.

11.- En octubre de 2009 Tractebel Energía S.A. demandó a CIEN basado en el supuesto incumplimiento del “Contrato de Compra y Venta de 300 MW de Potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina” entre CIEN y Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (Gerasul – actualmente Tractebel Energía) celebrado en 1999. Tractebel pide la condena de CIEN al pago de multa rescisoria de R\$117.666.976 (aprox. M\$ 26.878.667) y demás penalidades por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”, las que se solicita sean determinadas en la fase de liquidación de la sentencia. El incumplimiento alegado se habría producido al no garantizar CIEN la disponibilidad de potencia contractualmente asegurada a Tractebel por el plazo de 20 años, lo que supuestamente habría pasado a ocurrir desde marzo de 2005. Tractebel, en mayo de 2010 ha notificado a CIEN, pero no en sede judicial, su intención de ejercer el derecho de toma de posesión de la Línea I (30%). El proceso está en primera instancia. CIEN solicitó la acumulación de esta acción con otra iniciada por ella en contra de Tractebel en el año 2001, en la cual se discute el cobro de valores relativos a temas cambiarios y tributarios, lo que fue rechazado por el tribunal. Posteriormente, CIEN presentó al tribunal una solicitud de suspensión del proceso por el plazo de 180 días, para evitar decisiones divergentes, pedido que fue aceptado por el tribunal habiéndose suspendido la tramitación del presente juicio hasta que el tribunal emita su fallo en la demanda anterior de Cien contra Tractebel. Esta suspensión fue decretada por el plazo de un año.

12.- En el año 2010 fue notificada a CIEN una demanda interpuesta por Furnas Centrais Eletricas S.A., en razón del supuesto incumplimiento por parte de CIEN del contrato de Compra de Potencia Firme con Energía Asociada para adquisición de 700 MW de potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina, el cual fuera suscrito en 1998 con una vigencia de 20 años a partir de junio de 2000. En su demanda, Furnas solicita se condene a CIEN a pagar R\$520.800.659 (aprox. M\$ 118.966.495), correspondiente a la multa rescisoria prevista en el contrato, más actualizaciones e intereses de mora, desde la presentación de la demanda hasta el pago efectivo, y las demás penalidades por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”, y otros conceptos, a ser determinados en la sentencia definitiva. Se dictó sentencia de primera instancia, en la cual se declara improcedente la demanda de Furnas, por cuanto no quedó acreditada la responsabilidad de Cien por incumplimiento de sus obligaciones contractuales, habiéndose aceptado por el tribunal la existencia de fuerza mayor en razón de la crisis energética en Argentina. La demandante ha recurrido esta sentencia. Por otra parte, en relación con los documentos presentados por CIEN en lengua extranjera, el juez de primer grado determinó la retirada de estos del juicio, decisión que fue confirmada por la 12ª Cámara Civil del Tribunal de Justicia. CIEN ha presentado un recurso especial contra esta última resolución, el cual deberá ser juzgado por el Tribunal Superior de Justicia. Adicionalmente CIEN recibió de Furnas una comunicación, no en sede judicial, indicando que en caso de rescisión por incumplimiento de CIEN, tienen derecho a adquirir el 70% de la Línea I.

13.- A fines del año 2002 Endesa Fortaleza interpuso acción judicial contra la Unión Federal, con el objetivo que se reconociera que los bienes importados para las unidades turbogeneradoras correspondían al ítem “Otros Grupos Electrógenos” para así poder acceder a la tasa del 0% por Impuesto a la Importación (II) y por Impuesto sobre Productos Industrializados (IPI). Endesa Fortaleza obtuvo una resolución incidental a su favor en la acción principal que le permitió importar los bienes en la aduana con la tasa del 0%, pero previo depósito judicial del importe de los impuestos. Endesa Fortaleza ha obtenido resoluciones favorables en vía administrativa y del Superior Tribunal de Justicia (Brasilia) (en la acción principal). En 2002 Endesa Fortaleza presentó acción judicial (incidental) que trata del incremento del tipo del impuesto de importación

aplicable al grupo electrógeno (de 0% para 14%). En esta acción CGTF también obtuvo éxito en la primera y segunda instancias. La Hacienda Pública ha vuelto a recurrir. Se obtuvo decisión judicial definitiva a favor de CGTF, lo cual permitirá la recuperación de depósito judicial de MM€ 27 (aprox. M\$ 20.347.991). En diciembre de 2014, CGTF recuperó el monto de MM€ 25,3 (MMR\$80 - aprox. M\$ 18.274.400) depositado en la acción judicial y aguarda recuperación del valor remanente de MM€ 1 (MMR\$3 – aprox. M\$ 685.290). Terminado favorable a Endesa Fortaleza.

14.- 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). La segunda instancia administrativa confirmó la validez de las compensaciones de créditos resultantes del cambio de régimen de PIS/COFINS. La hacienda Pública todavía podrá presentar recurso especial a la Cámara Superior de Recursos Fiscales. La cuantía asciende a R\$85 millones aprox. (Aprox. M\$ 19.416.550).

15.- Acta levantada por la administración tributaria por supuesto pago de dividendos en exceso a lo debido. La administración Tributaria argumenta que la amortización total de la plusvalía (mayor valor) realizada por Endesa Brasil, ahora denominada Enel Brasil, en el año 2009 contra las cuentas de patrimonio, debería haber ocurrido en cuentas de resultado. Con ello, el procedimiento realizado sería inadecuado y en realidad se habría generado un lucro mayor, y por consecuencia, una distribución de dividendos más elevada. El supuesto exceso en los dividendos fue interpretado por la administración tributaria como pagos a no residentes, lo que estaría sujeto a 15% de impuesto a la renta retenido en la fuente. La compañía señala que todos los procedimientos adoptados por 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). La compañía ha presentado defensa en la primera instancia administrativa. La contingencia no está provisionada. Se está a la espera de la decisión de primera instancia administrativa. La cuantía asciende a R\$212 millones (aprox. M\$ 48.427.160).

16.- En el año 2001 se presentó en contra de la filial de generación EMGESA S.A. ESP., así como en contra de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP. (EEB) y de la Corporación Autónoma Regional, una demanda por los habitantes de Sibaté, Departamento colombiano de Cundinamarca, la cual busca que las demandadas respondan solidariamente por los daños y perjuicios derivados de la contaminación en el embalse de El Muña, a raíz del bombeo que hace EMGESA de las aguas contaminadas del río Bogotá. Frente a dicha demanda, EMGESA se ha opuesto a las pretensiones argumentando que la empresa no tiene responsabilidad en estos hechos pues recibe las aguas ya contaminadas, entre otros argumentos. La pretensión inicial de los demandantes fue de aprox. COL\$3.000.000.000 en miles de pesos colombianos, lo que equivale aproximadamente a M\$ 750.000.000. EMGESA, por su parte, solicitó la vinculación de numerosas entidades públicas y privadas que hacen vertimientos al río Bogotá o que de una u otra manera tienen competencia en la gestión ambiental de la cuenca de este río, 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.

17.- 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. Cuantía indeterminada.

18.- En Colombia, al crearse la filial de distribución eléctrica CODENSA, en el año 1997, la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (EEB) aportó a la nueva sociedad toda la infraestructura de alumbrado público y demás activos de comercialización y distribución a cambio del 51,5% de las acciones de Codensa. Sin embargo, no había absoluta claridad sobre el inventario de luminarias en la ciudad y eso generó posteriormente diferencias en cuanto a la facturación y liquidación del valor de la energía que CODENSA suministraba al municipio. En el año 2005 se pudo contar con un inventario georeferenciado de las luminarias, el cual arrojó como resultado una diferencia de 8.661 luminarias menos de las que CODENSA efectivamente consideró en su facturación y liquidación al Distrito de Bogotá (el Distrito). Para solucionar el conflicto, las partes llevaron a cabo mesas de trabajo para llegar a un acuerdo. No obstante lo anterior, en el año 2009 un ciudadano particular presentó una acción popular en la cual se solicita al tribunal: (i) se declaren vulnerados los derechos a la moralidad administrativa y al patrimonio público; (ii) se ordene a CODENSA efectuar la reliquidación que incluya intereses moratorios por los mayores valores pagados entre 1998 y 2004; y, (iii) se le reconozca al demandante el incentivo por moralidad administrativa (15% de lo que recupere el Distrito). La sentencia de primera instancia, confirmada por el fallo de segunda instancia, ordenó a la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP) y a CODENSA para que en término de dos meses contados a partir de la ejecutoria del fallo realicen todas las gestiones necesarias para establecer en forma definitiva los saldos a favor o en contra, debidamente actualizados, más intereses. En el evento que no pudiere llegarse a un acuerdo, entonces la misma UAESP deberá realizar dentro de un nuevo término de dos meses la liquidación unilateral para ponerla a consideración de CODENSA, quien puede ejercer los recursos de vía gubernativa pertinentes y, en caso de no pago, deberá proceder a ejecutar la sentencia. El 6 de septiembre de 2013 la Contraloría envió una comunicación a CODENSA anunciando futuras acciones de control en contra de la empresa y de UAESP por un presunto detrimento patrimonial del Distrito por valor de 95.142.786.544 pesos colombianos (aprox. M\$ 23.785.696.), debido a pagos de aquella a ésta por concepto de alumbrado público entre 1998 y 2004. El 20 de septiembre de 2013, CODENSA respondió a la comunicación manifestando su desacuerdo con dicha cifra y propuso una mesa técnica de trabajo, la cual fue instalada llevándose a cabo diversas reuniones. Con base a los documentos allegados por Codensa y las aclaraciones expuestas, la Contraloría General emitió un nuevo informe, modificando el anterior, en el cual respalda la cifra obtenida de común acuerdo por la UAESP y Codensa. Adicionalmente, la Contraloría recomendó en su informe que la UAESP enviara este acuerdo al Juzgado con el fin de finiquitar la controversia con Codensa. Actualmente se está a la espera de que el

Juzgado 10 Administrativo del Circuito de Bogotá se pronuncie sobre el acuerdo suscrito entre Codensa y la UAESP.

19.- Se ha interpuesto una Acción de Grupo por habitantes del municipio de Garzón basados en que, como consecuencia de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se han visto disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el censo socioeconómico del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. EMGESA rechaza estas pretensiones fundado en que el censo socioeconómico cumplió con todos los criterios metodológicos, dándose espacio y tiempo para que todos los interesados tuviesen oportunidad de registrarse en el mismo; los demandantes son no residentes; y, para esta tipología de personas, las compensaciones sólo se prevén para quienes sus ingresos provienen mayoritariamente de su actividad en el Área de Influencia Directa del Proyecto El Quimbo; y que la compensación no debe ir más allá del “primer eslabón” de la cadena productiva y basarse en los indicadores de estado de los ingresos de cada persona afectada. Cabe señalar que se presentó una demanda paralela por 38 habitantes del municipio de Garzón por la cual solicitan compensaciones por verse afectados por el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo al no haberseles incluido en el censo socioeconómico realizado. En cuanto al estado procesal, se llevó a cabo audiencia de conciliación, que resultó fracasada. El tribunal decretó auto de pruebas, encontrándose actualmente el juicio en etapa probatoria. En la demanda paralela, se interpuso excepción previa de pleito pendiente, en atención a la existencia de la demanda principal. Pendiente se decida sobre la excepción propuesta. Se estima que las pretensiones de los demandantes ascienden aproximadamente a 94 mil millones de pesos colombianos (aprox. M\$ 23.500.000).

20.- La Corte Constitucional de Colombia, en virtud de sus facultades para revisar expedientes de acciones de tutela ya fallados en primera y segunda instancia, seleccionó siete procesos de tutela relacionados al Proyecto El Quimbo, los cuales habían sido resueltos todos a favor de Emgesa, y en los cuales los demandantes pretendían compensación por parte del Proyecto, alegando pertenecer a gremios tales como pescadores artesanales, transportadores, paleros, maestros de obras, constructores y contratistas. Consecuencia de la revisión de estos expedientes, acumulados en un solo proceso, la Corte Constitucional dictó la sentencia T-135, notificada a Emgesa con fecha 11 de febrero de 2014, la cual parte de la base de que la forma cómo se elaboró el Censo en el Proyecto Quimbo habría violado el principio de la participación ciudadana previa. Si bien la Sentencia no ataca la validez de la Licencia Ambiental, ella amplía el ámbito de aplicación de la misma, haciéndola aplicable a un universo potencialmente mayor de afectados. Por todo lo anterior, la Corte revocó los fallos de tutela revisados, ordenando en su lugar la inclusión y el otorgamiento de los beneficios previstos en la Licencia Ambiental a los demandantes, y ordenó, como medida de protección a las personas que encuentren en similar situación a la de los demandantes, la realización de un nuevo censo que contemple los postulados previstos para tal efecto en esta sentencia, respetando especialmente el derecho a la participación efectiva de los habitantes de la zona. Contra la referida sentencia, Emgesa presentó el pasado 14 de febrero de 2014 una Petición de Aclaración ante la propia Corte Constitucional la cual, si bien supone acatar la Sentencia, solicita al tribunal se aclaren o delimiten los efectos de la misma, especialmente sus efectos económicos. Con fecha 6 de marzo de 2014 se presentó por Emgesa a la Corte un escrito por el cual se pone en conocimiento de ésta las actuaciones que está llevando a cabo la empresa para el cumplimiento del fallo, entre las cuales se encuentran: haber incluido a los siete accionantes favorecidos por la Corte Constitucional dentro del censo del Proyecto Quimbo, la realización de jornadas informativas y de entrevistas socioeconómicas por parte de Emgesa con estas personas, la conformación de un equipo multidisciplinario para el desarrollo de una

propuesta metodológica estructurada para el acatamiento del fallo de la Corte, y la presentación de un cronograma básico de las actividades a desarrollar por la empresa para el cumplimiento de los fines indicados. La Corte Constitucional se pronunció sobre la Petición de Aclaración solicitada por Emgesa, declarándola improcedente, por cuanto a su juicio, en la sentencia T-135 se encuentra fijado de manera clara el alcance de los derechos fundamentales tutelados. Igualmente, la Corte considera que, al tratarse de un proceso en el que se acumularon siete demandas de tutela, el competente para verificar el cumplimiento de la Sentencia es quien falló en primera instancia el primero de los procesos acumulados, esto es, la Sala Civil, Familia del Tribunal Superior del Distrito de Neiva. Este tribunal será el encargado de llevar a cabo las audiencias públicas solicitadas por Emgesa para verificar el cumplimiento del fallo. No quedan recursos pendientes. Este proceso es de cuantía indeterminada.

21.- La autoridad fiscal en Perú SUNAT (Superintendencia Nacional de Administración Tributaria) cuestionó a EDEGEL en el año 2001, a través de Resoluciones de Impuestos y Multa, la deducción como gasto, de la depreciación que corresponde a parte del mayor valor asignado a los activos en la tasación con motivo de su revaluación voluntaria en el ejercicio 1996. El valor rechazado de la tasación es el referido a los intereses financieros durante la etapa de construcción de las centrales de generación. La posición de la autoridad tributaria es que Edegel no ha acreditado fehacientemente que fuera necesario obtener un financiamiento a fin de construir las centrales de generación que se revaluaron ni que dicho financiamiento fuera efectivamente incurrido. La posición de la compañía es que la SUNAT no puede exigir tal acreditación, ya que la tasación lo que pretende es asignar al bien el valor de mercado que corresponde en la oportunidad de realización de la tasación, y no el valor histórico del mismo. En este caso, la metodología de tasación consideró que centrales de tal magnitud se construyen con financiamiento. Si SUNAT no estaba de acuerdo con la valoración debió oponer su propia tasación, lo que no ocurrió. Respecto del período 1999, el 2 de febrero de 2012, el TF (Tribunal Fiscal) resolvió el litigio del año 1999, a favor de la compañía por dos centrales y en contra respecto de cuatro, en base al argumento que sólo por las dos primeras se acreditó que hubo financiamiento. El TF ordenó a la SUNAT recalcular la deuda según el criterio expuesto. Edegel pagó la deuda reliquidada por SUNAT en junio 2012 por el equivalente a 11 mm €, la cual tendrá que ser devuelta en caso se obtenga un resultado favorable en los siguientes procesos iniciados por Edegel:

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

Respecto a la Demanda: en agosto 2013, Edegel fue notificada con la resolución de saneamiento procesal, por la cual el PJ resolvió declarar improcedente por imposibilidad jurídica algunas de las pretensiones de la demanda. Dado que dicha Resolución vulnera nuestro derecho a la debida motivación y, además es extemporánea, Edegel presentó recurso de nulidad contra la misma, el cual se encuentra pendiente de resolución. Respecto del período 2000 y 2001: Edegel pagó el equivalente a 5 mm € y provisionó el equivalente a 1 mm €. Además, la apelación de Edegel, se encuentra pendiente de resolución por el TF. Se espera que sea resuelto en 2014 – 2015. Las próximas actuaciones: Respecto de 1999, a la espera que el PJ resuelva el recurso de nulidad presentado. Y a la espera que el TF resuelva la apelación parcial presentada. Respecto de 2000 y 2001: Se rindió Informe oral al TF y se presentó los alegatos de cierre. En relación al Informe Oral, Edegel presentó nueva evidencia encontrada con el fin de reducir la "parte que se perdería" de 6 mm € a 1,3 mm €. El TF puede señalar que la evidencia es inadmisibles por extemporánea. El TF emitió resolución sobre la apelación de Edegel pero aún no ha sido notificada. La Cuantía total

S./122.556.694 (aprox. M\$ 24.877.783), que se desglosa en Cuantía Activa S/59.819.819 (MM\$ 12.142.825) y Cuantía Pasiva: S/ 62.736.874 (aprox. M\$12.734.958).

22.- En el año 2005 se interpusieron tres demandas en contra de Endesa Chile, el Fisco y la Dirección General de Aguas (DGA), las cuales actualmente se substancian en un solo procedimiento judicial, solicitándose en ellas se declare la nulidad de derecho público de la Resolución de la DGA N° 134, que constituye un derecho de aprovechamiento de aguas no consuntivo en favor de Endesa Chile, para llevar a cabo el proyecto de la central hidroeléctrica Neltume, ello, con indemnización de perjuicios. En subsidio, se demanda la indemnización de daños y perjuicios supuestamente causados a los demandantes por la pérdida de su calidad de propietarios riberaños del lago Pirehueico, así como por la desvalorización predial. La parte demandada ha rechazado estas pretensiones fundada en que la resolución mencionada cumple con todos los requisitos legales y que el ejercicio de este derecho no causa perjuicios a los demandantes, entre otros argumentos. La cuantía de estos juicios es indeterminada. Este juicio se encuentra acumulado con otros dos: el primero caratulado “Arrieta con Fisco y Otros” del 9° Juzgado Civil, rol 15.279-2005 y el segundo caratulado “Jordán con Fisco y otros”, del 10° Juzgado Civil rol 1608-2005. En relación con estos juicios, se encuentra decretada medida precautoria de prohibición de celebrar actos y contratos sobre los derechos de aguas de Endesa Chile, relacionados con el Proyecto Neltume. En cuanto al estado procesal, con fecha 25 de septiembre de 2014 el Tribunal dictó sentencia desfavorable a la compañía, que en lo medular declara ilegal el derecho de aprovechamiento constituido por Resolución DGA N° 134 y ordena su cancelación en el Registro de Propiedad de Aguas del Conservador de Bienes Raíces correspondiente. En su contra, Endesa presentó recurso de apelación y casación en la forma para ante la Corte de Apelaciones de Santiago, los cuales a la fecha aun se encuentran pendientes.

23.- Durante el año 2010 se iniciaron tres procesos judiciales indemnizatorios en contra de Endesa Chile, promovidos por supuestos afectados por la crecida del río Bío Bío, en la VIII Región de Chile, en que se reprocha a la compañía perjuicios atribuibles a la mala operación de la Central hidroeléctrica Ralco, durante dicha inundación. Estos tres juicios fueron acumulados, encontrándose actualmente dictada sentencia de primera instancia que niega lugar a la demanda en todas sus partes, sentencia que fue apelada. Respecto de este recurso, a la fecha no se ha producido su vista. La obligación de acreditar la relación de causalidad entre la operación de la Central hidroeléctrica Ralco, durante las inundaciones, y el daño que ellos aducen haber experimentado como consecuencia de la supuesta mala operación de la Central recaía en los demandantes. Respecto al estado procesal, con fecha 27 de marzo de 2012, se dictó sentencia de primera instancia que rechazó la demanda en todas sus partes. La demandante, interpuso recurso de apelación, respecto del cual, con fecha 12 de marzo de .2013 la Corte de Apelaciones ordenó el trámite de complementar la sentencia, pues hubo excepciones y defensas que no se resolvieron en el fallo de primera instancia. Con fecha 2 de mayo de 2013, el tribunal de primera instancia dictó la sentencia complementaria correspondiente. Posteriormente, con fecha 14 de julio de 2014, la Corte de Apelaciones de Concepción rechazó el recurso de apelación interpuesto por la demandante, y confirmó con ello la sentencia de primera instancia denegando la demanda. En su contra, la parte demandante interpuso recurso de casación en el fono para ante la Corte Suprema, recurso que a la fecha se encuentra pendiente de resolución. La cuantía de estos tres procesos que actualmente están vigentes en contra de Endesa Chile asciende a la suma de M\$ 14.610.043. Cabe señalar que la totalidad del riesgo del monto demandado está cubierto por una póliza de seguro.

24.- En los meses de julio y septiembre de 2010, Ingeniería y Construcción Madrid S.A. y Transportes Silva y Silva Limitada, respectivamente, en forma separada, demandaron a Endesa Chile y a la Dirección General de Aguas (DGA), la nulidad de la resolución administrativa D.G.A. 134 que otorgó el derecho de aprovechamiento de aguas a Endesa Chile para la central hidroeléctrica Neltume. Asimismo, Ingeniería y Construcción Madrid S.A. y Transportes Silva y Silva Limitada, respectivamente, interpusieron, cada una, acciones en contra de la resolución administrativa D.G.A. 732 que autorizó el traslado del punto de captación de dichos derechos, aduciendo vicios de nulidad de derecho público. En el fondo, las pretensiones de los demandantes consisten en la obtención de un pago por su derecho de aguas ubicado en el área de influencia de las obras hidráulicas de la futura Central Neltume. Endesa Chile ha rechazado estas pretensiones, sosteniendo que las demandantes estarían haciendo un ejercicio abusivo de una acción judicial, para impedir la construcción de la Central, con el objeto de obtener el pago de una compensación económica. El juicio de Ingeniería y Construcción Madrid S.A (Rol 7036-2010) se encuentra con el término probatorio vencido y citadas las partes a oír sentencia. En el otro juicio, (Rol 6705-2010), donde se solicita la nulidad de la resolución DGA 732, con fecha 12 de marzo de 2012, se dictó sentencia que declaró abandonado el procedimiento. Posteriormente, con fecha 27 de junio de 2012, Ingeniería y Construcción Madrid, volvió a presentar una demanda similar ante otro Tribunal (Rol C-15156-2012), proceso en el cual se encuentra terminado el período de discusión y el período ordinario de prueba, existiendo únicamente diligencias periciales pendientes. El día 26 de noviembre de 2014 el Tribunal, a falta de acuerdo entre las partes, designó perito, quien a la fecha no ha aceptado el cargo.

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

25.- Con fecha 24 de mayo de 2011, Endesa Chile fue notificada de una demanda de nulidad de derecho público, deducida por 19 propietarios riberaños del lago Pihueico, en contra de la resolución 732 DGA, que autorizó el traslado de la captación de derechos de aguas de la Central Neltume, desde el desagüe del lago Pihueico a 900 metros aguas abajo en el río Fui. Solicitan que se anote la sentencia de nulidad al margen de la escritura pública a que se redujo la referida resolución, que se ordene cancelar la inscripción de dicha escritura en el registro de aguas, para el caso que se hubiere practicado; y que se condene al Fisco de Chile; a la DGA y a Endesa Chile al pago de los perjuicios que se hubieren causado a los demandantes como consecuencia de la resolución impugnada, pidiendo se reserve el derecho para discutir los perjuicios en un proceso judicial posterior. La demanda no tiene cuantía, pues han pedido que se determine en otro juicio, una vez declarada la nulidad de la resolución administrativa. A la fecha, se encuentra terminado el período de discusión y dictado el auto de prueba, el que fue objeto de recurso de reposición interpuesto por la demandante, e incidente de nulidad presentado por Endesa Chile, los que fueron rechazados. El procedimiento se suspendió de común acuerdo hasta el día 9 de marzo de 2013, reiniciándose acto seguido. Con fecha 20 de agosto de 2013 se realizó la audiencia de conciliación que estaba pendiente, sin que ésta se haya logrado.

Posteriormente se realizaron peritajes hidráulicos y de tasación. También se notificó la resolución de la I. Corte de Apelaciones de Santiago que incorporó punto de prueba, rindiéndose prueba documental por parte de Endesa consistente en: (i) Informe en derecho elaborado por don Cristián Maturana, (ii) Informe en

derecho elaborado por don Luis Simón Figueroa, (iii) Informe de ingeniería elaborado por don Guillermo Cabrera, (iv) actualización de informe de transacción de predios de la zona elaborado por don Armando Illanes; Finalmente se acompañaron otros documentos relativos al EIA y se rindió prueba testimonial tanto por parte de Endesa como de los demandantes. A la fecha se encuentra finalizado el término probatorio ordinario y especial.

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

Derivado de los graves incumplimientos del Consorcio, al no terminar las obras conforme a los términos y condiciones pactadas y dentro del plazo estipulado en el Contrato y sus documentos complementarios, con fecha 16 de octubre de 2012 Endesa Chile procedió, con estricto cumplimiento a las condiciones que autoriza el Contrato para tal efecto, a cobrar las boletas de garantía y, en particular, las emitidas por Banco Santander Chile por USD 93.992.554, equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 57.029.982 y Credit Agricole por USD 18.940.295., equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$11.492.024. Hasta esta fecha Endesa Chile solo ha podido cobrar las boletas emitidas por el Banco Santander Chile. Seguidamente al cobro de las aludidas boletas, Endesa Chile interpuso ante la Cámara (Rol 19015/CA) una solicitud de arbitraje para obtener el cumplimiento forzado al Contrato más indemnización de perjuicios y, en subsidio, la terminación del mismo también con indemnización de perjuicios. En ambos casos, Endesa Chile se reservó el derecho a litigar sobre el monto y cuantía de los perjuicios en una etapa posterior. Endesa Chile fundó su demanda en los graves incumplimientos incurridos por el Consorcio, entre los que se encuentran: el incumplimiento grave de la fecha contractual del término de las obras, la falta de pago a subcontratistas y proveedores, lo que ha obligado a Endesa Chile a tener que asumir parte de sus compromisos, todo ello con el fin de evitar una situación de paralización total de la obra; incumplimiento grave del cronograma de las etapas intermedias de control pactadas; incumplimiento del plazo de entrega de las obras "Open Book"; así como falta de cumplimiento de las normas de seguridad y medio ambiente pactadas y de las normas administrativas prescritas para la gestión del Contrato, entre otros graves incumplimientos de igual entidad.

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

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

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

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

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

Las partes presentaron documentos, los que fueron objetados. A instancias del Tribunal Arbitral, las partes solucionaron las objeciones planteadas reemplazando los documentos o efectuando las complementaciones de ser necesario. Con fecha 2 de mayo de 2014 ambas partes presentaron sus memoriales de contestación. El tribunal arbitral ordena prorrogar todo el calendario procesal, fijándose la presentación de los memoriales de réplica para el día 15 de enero de 2015 (ver nota 41).

27.- Con fecha 22 de agosto de 2013, las empresas Endesa Chile, Pehuenche y San Isidro interpusieron ante la Corte de Apelaciones de Santiago reclamo de ilegalidad eléctrico en contra de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), por la dictación del oficio ORD N° 7230, de fecha 7 de agosto de 2013, que invocando sus facultades interpretativas y de fiscalización dictaminó que los excesos de consumo por sobre el suministro contratado en que incurran las empresas distribuidoras, respecto de las generadoras que se obligaron mediante licitación a efectuar el suministro, deben ser cubiertos con los excedentes licitados de las demás empresas generadoras para con sus distribuidoras, para cuyo efecto las distribuidoras excedentarias pueden ceder sus excedentes a las distribuidoras deficitarias, con prescindencia de la voluntad del generador respectivo, lo que es contrario a Derecho y excede las facultades y atribuciones de la SEC, dando origen con ello a una resolución ilegal.

En cuanto al estado procesal, en los 3 reclamos de ilegalidad se solicitó una Orden de No Innovar, la que fue denegada en los reclamos de San Isidro y Pehuenche y otorgada en cambio en el reclamo de Endesa Chile. Con ello, se suspenden los efectos agraviantes del ORD SEC impugnado. Finalmente, se resolvió ordenar la vista una en pos de la otra, por lo que los efectos de la Orden de No Innovar se comunican a todas las compañías. Posteriormente con fecha 10 de abril de 2014 se dictó sentencia que rechaza el reclamo eléctrico interpuesto, por considerar que éste había sido interpuesto fuera del plazo legal. En contra de dicha resolución se presentó recurso de apelación para ante la Corte Suprema, la que con fecha 08 de julio de 2014, acoge el recurso interpuesto y establece que el reclamo eléctrico se interpuso dentro de plazo ordenando acto seguido a la ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago pronunciarse sobre el fondo del reclamo. A la fecha, pendiente de resolverse por la Corte de Apelaciones.

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

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

29.- Con fecha 12 de mayo de 2014, Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., (Celta), presentó formalmente su demanda arbitral en contra de la Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi, cuyo objeto es que el Tribunal Arbitral declare que a través de los contratos celebrados en 1995 y 2001, las partes han establecido una relación contractual de largo plazo, caracterizadas por el equilibrio económico que debe existir en sus prestaciones recíprocas y que, como consecuencia de lo anterior, los mayores costos que corresponde a la inversión que se debe realizar para dar cumplimiento a la norma de emisión contenida en el DS (MMA) N° 13, de 2011, deben ser compartidos por las partes, por lo cual la demandada debería comenzar a pagar hasta el vencimiento del contrato, un cargo fijo mensual que sume al 31 de marzo de 2020, la cantidad de US\$72.275.000, equivalentes a aprox. M\$43.852.856 por concepto de la parte proporcional de las inversiones que ella debe asumir como consecuencia del referido DS.

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

Una vez que éstas fueron respondidas, el árbitro dio a las partes plazo hasta el 16 de enero de 2015 para objetar u observar las respuestas proporcionadas y los documentos acompañados de contrario.

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

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

36.4 Restricciones financieras.

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

1. Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enersis y de Endesa Chile contienen cláusulas de cross default. Las líneas de crédito bajo ley chilena, que Endesa Chile suscribió en febrero de 2013 y Enersis en abril de 2013, estipulan que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del propio Deudor no haciendo referencia a sus filiales, es decir Enersis o Endesa Chile, respectivamente. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de estas líneas debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una deuda debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas y además deben incluirse otras condiciones adicionales como por ejemplo la expiración de períodos de gracia. Desde su suscripción, estas líneas de crédito no han sido desembolsadas, y su vencimiento es febrero de 2016 y abril de 2016, respectivamente. La línea de crédito internacional de Endesa Chile bajo ley del Estado de Nueva York, suscrita en julio 2014 y que expira en julio de 2019, tampoco hace referencia a sus filiales, por lo que el cross default sólo se puede originar en otra deuda propia. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de esta línea de crédito debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una

deuda debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas, y además deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de períodos de gracia (si existieran), y la notificación formal de la intención de acelerar la deuda por parte de acreedores que representen más del 50% del monto adeudado o comprometido en el contrato. A esta fecha, esta línea de crédito se encuentra no desembolsada.

En los bonos de Enersis y Endesa Chile registrados ante la Securities and Exchange Commission (“SEC”) de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados “Yankee Bonds”, el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de la misma sociedad, o de cualquiera de sus filiales chilenas, por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$ 30 millones, o su equivalente en otras monedas. El aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben exigirlo los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds. Adicionalmente, los eventos de quiebra o insolvencia de filiales en el extranjero no tienen efectos contractuales en los Yankee Bonds de Enersis ni de Endesa Chile. Los Yankee Bonds de Enersis vencen en 2016 y 2026 mientras que los Yankee Bonds de Endesa Chile vencen en 2015, 2027, 2024, 2037 y 2097. Para el caso específico del Yankee Bond con vencimiento en 2024 (emitido en abril 2014), el umbral que da origen a cross default aumentó a US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas.

Los bonos de Enersis y Endesa Chile emitidos en Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del propio Emisor, en los casos en que el monto en mora exceda un 3% del Total de Activos Consolidados en el caso de Enersis y los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas en el caso de Endesa Chile. A su vez el aceleramiento debe ser exigido en junta de tenedores de bonos por los titulares de al menos un 50% de los bonos de una determinada serie.

2. Covenants Financieros

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

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

- Patrimonio Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$ 616.047 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2014, el Patrimonio de Enersis fue de \$ 8.279.219 millones.

- Razón de Endeudamiento: Se debe mantener una Razón de Endeudamiento, definida como la razón entre Pasivo Exigible y Patrimonio Neto menor o igual a 2,24. El Pasivo Exigible es la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, mientras que el Patrimonio Neto es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2014, la Razón de Endeudamiento fue de 0,92.
- Activos Susceptibles de Constituirse en Garantía: Se debe mantener activos susceptibles de constituirse en garantía respecto a Pasivos Exigibles No Garantizados en una razón mayor o igual a 1. El Total de Activos Libres será la diferencia entre el Total de Activos Depurados o Libres y el Total de Activos Grabados. Para el Total de Activos Depurados o Libres se considera el Total de Activos menos la suma de Efectivos en caja, Saldos en bancos, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Pagos anticipados, corrientes, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes, y Activos intangibles identificables, bruto, mientras que el Total de Activos Grabados corresponde a los activos comprometidos a través de garantías directas. Por otro lado, los Pasivos Exigibles No Garantizados corresponden a la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, descontando los Pasivos Garantizados a través de garantías directas. Al 31 de diciembre de 2014, la relación mencionada fue de 1,81.

Cabe señalar, que la línea de crédito local, no desembolsada, incluye otros covenants como razón de apalancamiento y capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), mientras que los “Yankee Bonds” no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

Al 31 de diciembre de 2014, el covenant financiero más restrictivo de Enersis era la Razón Deuda/EBITDA, correspondiente a las líneas locales que vencen en abril de 2016.

Por su parte, los bonos de Endesa Chile emitidos en Chile incluyen los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en los respectivos contratos:

Serie H

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, Otros pasivos financieros, no corrientes y Otras obligaciones garantizadas por el Emisor o sus filiales, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras y Patrimonio Total. Al 31 de diciembre de 2014, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,37.
- Patrimonio Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$ 761.661 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio corresponde al Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora. Al 31 de diciembre de 2014, el Patrimonio de Endesa Chile fue de \$ 2.700. 280 millones.
- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Se debe mantener un Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros mayor o igual a 1,85. La cobertura de gastos financieros es el cociente entre: i) el Resultado bruto de explotación, más Ingresos financieros y dividendos recibidos de empresas

asociadas, y, ii) los Gastos financieros; ambos ítems referidos al período de cuatro trimestres consecutivos que terminan al cierre del trimestre que se está informando. Al 31 de diciembre de 2014, la relación mencionada fue de 9,72.

- Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas: Se debe mantener una Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas menor o igual a cien millones de dólares. La Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas es la diferencia entre: i) la suma de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis, y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis; y ii) la suma de Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente, Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis, y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis. Al 31 de diciembre de 2014, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue negativa en US\$ 330,29 millones, indicando que Enersis es un acreedor neto de Endesa Chile, no un deudor neto.

Serie M

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, y Otros pasivos financieros, no corrientes, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras, Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2014, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,37.
- Patrimonio Consolidado: Ídem Serie H.
- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Ídem Serie H.

Además, el resto de la deuda, así como las líneas de crédito no desembolsadas de Endesa Chile incluyen otros covenants como razón de apalancamiento y capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), mientras que los “Yankee Bonds” no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

En el caso de Endesa Chile, al 31 de diciembre de 2014, el covenant financiero más restrictivo era la Razón de Endeudamiento, correspondiente a la línea de crédito bajo ley chilena que vence en febrero de 2016.

En Perú, la deuda de Edelnor sólo tiene un covenant, Razón de Endeudamiento, presente en los bonos locales, cuyo último vencimiento es en enero de 2033. Por otro lado, la deuda de Edegel incluye los siguientes covenants: Razón de Endeudamiento y Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA). Al 31 de diciembre de 2014, el covenant financiero más restrictivo de Edegel era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente al arrendamiento financiero con el Banco Scotiabank, con vencimiento en marzo de 2017.

Por su parte, la deuda de Piura incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda y Nivel de Endeudamiento. Al 31 de diciembre de 2014, el covenant financiero más restrictivo de Piura era el Nivel de Endeudamiento correspondiente al contrato de leasing para la construcción de la central Reserva Fría con el Banco de Crédito del Perú, cuyo vencimiento es en julio de 2020.

En Brasil, la deuda de Coelce incluye el cumplimiento de los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), Nivel de Endeudamiento y Cobertura de Intereses (Ratio EBITDA/Gastos Financieros). Al 31 de diciembre de 2014, el covenant financiero más restrictivo de Coelce era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente a la 3era Emisión de bonos locales, cuyo último vencimiento es en octubre de 2018. Por su parte, la deuda de Ampla incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), Razón de Endeudamiento y Cobertura de Intereses (Ratio EBITDA/Gastos Financieros). Al 31 de diciembre de 2014, el covenant financiero más restrictivo de Ampla era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente a la 6ª, 7ª y 8ª Emisión de bonos locales, cuyo último vencimiento es en julio de 2019. La deuda de Cien incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA) y Razón de Endeudamiento por un crédito con el Banco Nacional do Desenvolvimento, con vencimiento en junio de 2020. Al 31 de diciembre de 2014, el covenant más restrictivo era la Razón Deuda/EBITDA.

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

En Colombia, la deuda de Codensa y la de Emgesa no están sujetas al cumplimiento de covenants financieros, situación que también aplica a la deuda del resto de compañías no mencionadas en esta Nota.

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

Al 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013, ni Enersis ni ninguna de sus filiales se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros, con la excepción de nuestras filiales argentinas de generación Hidroeléctrica El Chocón al cierre de 2014, como se menciona más arriba, y Endesa Costanera al cierre de 2013.

Endesa Costanera no había efectuado los pagos de las cuotas semestrales por un préstamo de proveedor con Mitsubishi Corporation desde marzo de 2012, por un total de US\$ 107,1 millones, incluyendo capital e intereses. Después de un largo período de negociaciones, el 27 de octubre de 2014 se firmó acuerdo de reestructuración de esta deuda. Entre las principales condiciones de la reestructuración destacan: la condonación de los intereses devengados y acumulados al 30/09/14 por US\$ 66 millones; la

reprogramación de los vencimientos del capital de US\$ 120,6 millones por un plazo de 18 años, con un período de gracia de 12 meses, debiendo cancelarse totalmente antes del 15 de diciembre de 2032; un pago mínimo anual de US\$ 3.000.000 en concepto de capital, en cuotas trimestrales; y una tasa de interés del 0,25% anual; manteniendo la prenda de los activos y fijándose restricciones al pago de dividendos. La condición precedente para la efectividad del acuerdo firmado era que Endesa Costanera S.A. efectúe un pago de US\$ 5.000.000 de la deuda vencida, dentro de los 15 días hábiles siguientes a la firma del acuerdo, el cual fue realizado el día 14 de noviembre de 2014.

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

36.5 Otras informaciones.

Endesa Costanera S.A.

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

- El día 25 de noviembre de 2010 se firmó entre la Secretaría de Energía y las principales empresas de generación de energía eléctrica el “ACUERDO PARA LA GESTIÓN Y OPERACIÓN DE PROYECTOS, AUMENTO DE LA DISPONIBILIDAD DE GENERACION TERMICA Y ADAPTACIÓN DE LA REMUNERACION DE LA GENERACION 2008-2011” (en adelante el “Acuerdo”). Posteriormente, el 10 de marzo de 2011 la Secretaría de Energía mediante nota S.E. N° 1593/11, comunicó su aprobación al proyecto de generación presentado por SADESA, DUKE y las empresas de generación en las que participa el Grupo ENEL (Hidroeléctrica El Chocón, Endesa Costanera S.A. y Central Dock Sud S.A.) (en conjunto “las Generadoras”), en el marco del Acuerdo mencionado.

En ese sentido, las Generadoras se han comprometido a aplicar las Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir (“LVFVD”) generadas durante el período comprendido entre el 1° de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2011 para la construcción de un nuevo ciclo combinado de 800 MW “Central Vuelta de Obligado” a ser instalado en la Provincia de Santa Fe. Dicho aporte será devuelto una vez adicionada la tasa de interés estipulada en la Resolución S.E. N° 406/03 y convertido a moneda estadounidense a la fecha de la firma del Acuerdo, en 120 cuotas mensuales iguales y consecutivas, a partir de la habilitación

comercial del ciclo combinado, con más un rendimiento anual equivalente al obtenido de aplicar una tasa LIBOR 30 días + 5%.

Durante el mes de diciembre de 2014, se produjo la operación inicial de la central a ciclo abierto con dos TG de 270 MW cada una, previéndose el cierre como Ciclo Combinado de alta eficiencia durante el transcurso de 2015.

Las LVFVD aplicadas al proyecto por las Generadoras serán registradas en moneda estadounidense cuando se considere que los hechos y circunstancias que permitan su reconocimiento estén asegurados con certeza. Los efectos de esta dolarización, de concretarse, quedaran reflejados en los próximos estados financieros anuales y originarían una ganancia de aproximadamente 109.507 millones de \$ chilenos entre las empresas de generación en las que participa el Grupo ENEL (Hidroeléctrica El Chocón, Endesa Costanera S.A. y Central Dock Sud S.A.).

Edesur S.A.

- Con fecha 12 de julio de 2012, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad de la República Argentina (ENRE), mediante Resolución N° 183/2012, ha informado a Edesur la designación de un "Veedor" (Ing. Luis Miguel Barletta) por un plazo de 45 días prorrogables, con el fin de fiscalizar y verificar todos los actos de administración habitual y de disposición vinculados a la normal prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica a cargo de Edesur.

En especial estos actos se refieren a las vinculadas a las previsiones legales y contables sobre afectación de fondos suficientes para atender al pago de la totalidad de las obligaciones comprometidas y las necesarias para que adecue su accionar al cumplimiento de la obligación que le impone su contrato de concesión. La Veeduría fue prorrogada mediante Resolución ENRE 246/2012, 337/2012 y 34/2013, la Disposición ENRE N° 25/2013, la Resolución 243/2013, la Disposición ENRE N° 2/2014 y 36/14, la Resolución N° 31/14.

Asimismo, mediante la Disposición ENRE N° 244/14 de fecha 3 de septiembre de 2014, se designó en sustitución del Ing. Ricardo Alejandro Martínez Leone, a Rubén E. Segura por un plazo de 90 días hábiles prorrogables, a fin que el mismo continúe con la fiscalización y control de todos los actos de administración habitual y de disposición vinculados a la normal prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica a cargo de Edesur S.A.

La designación de la figura del "Veedor" no supone la pérdida del control de Enersis sobre Edesur. Edesur considera que dicha designación y los fundamentos de la misma son improcedentes y por ello ha presentado los recursos correspondientes ante la ENRE cada vez que ha ocurrido la prórroga.

- Continuando con el procedimiento establecido por la Resolución SE N° 250/2013, con fecha 24 de junio de 2014 la SE emitió su Nota N° 4.012/2014 que, aprueba los valores correspondientes al Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) hasta el mes de marzo de 2014. Posteriormente con fecha de 9 octubre 2014, mediante Nota SE N° 486/2014, se aprueban los valores correspondientes al MMC hasta agosto 2014 y con fecha 18 de diciembre 2014, mediante Nota SE N°1.136/2014 se aprueban los valores correspondientes a MMC hasta diciembre 2014. Por estas notas se reconocieron, en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, otros ingresos operativos por 144.485 millones de \$ chilenos, que generaron un crédito que se compensó parcialmente contra el pasivo registrado por los excedentes PUREE retenidos por Edesur, por 41.005 millones \$ chilenos. Esto implicó, asimismo, reconocer los intereses correspondientes a ambos conceptos, que en el neto resultó en una ganancia a favor de Edesur de 23.849 millones \$ chilenos.

A la fecha de cierre de los presentes estados financieros, el saldo del crédito generado por la mencionada Resolución SE N° 250/2013 y por las Notas SE N° 6.852/2013, N° 4.012/2014, N° 486/2014 y N° 1.136/2014 asciende a 253.484 millones \$ chilenos y se expone en los “Otros activos” del activo corriente.

En relación con las LVFVD pendientes de emisión y su cancelación mediante entrega en parte de pago de la deuda mantenida por la Sociedad con CAMMESA, según lo previsto en la Resolución SE N° 250/2013, las Notas SE N° 6.852/2013, N° 4.012/2014, N° 486/2014 y N° 1.136/2014 Edesur rechazó notas de débito emitidas por CAMMESA por un total de 28.403 millones \$ chilenos en concepto de intereses por mora. Motiva este rechazo el hecho que la Resolución SE N° 250/2013 impuso un régimen especial para el pago de las compras de energía adeudadas a la fecha de tal resolución, habiéndose allí impartido a CAMMESA las instrucciones y autorizaciones pertinentes, procedimiento extendido luego mediante Notas SE N° 6.852/2013, N° 4.012/2014, N° 486/2014 y N° 1.136/2014 en tanto Edesur presentó los desistimientos indicados en la Resolución SE N° 250/2013. La falta de emisión de las LVFVD es ajena a la competencia de la Sociedad y por lo tanto no es de su responsabilidad. Consecuentemente, Edesur considera canceladas en tiempo y forma tales obligaciones y no registra intereses por esta deuda.

Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A.

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

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

Por otra parte, al 31 de diciembre de 2014, continúa pendiente la resolución que debe tomar la Dirección General de Aguas respecto a la solicitud de derechos de agua solicitados por Hidroaysén. (ver nota 41)

37. DOTACIÓN.

La distribución del personal de Enersis, incluyendo la información relativa a las filiales en los cinco países donde está presente el Grupo, al 31 de diciembre de 2014 y 2013, era la siguiente:

| País | 31-12-2014 | | | | Promedio del período |
|--------------|-----------------------------------|--------------------------|----------------------|---------------|----------------------|
| | Gerentes y Ejecutivos Principales | Profesionales y Técnicos | Trabajadores y Otros | Total | |
| Chile | 101 | 2.113 | 310 | 2.524 | 2.503 |
| Argentina | 29 | 3.335 | 1.109 | 4.473 | 4.223 |
| Brasil | 28 | 2.395 | 272 | 2.695 | 2.648 |
| Perú | 18 | 792 | 141 | 951 | 944 |
| Colombia | 34 | 1.568 | 30 | 1.632 | 1.613 |
| Total | 210 | 10.203 | 1.862 | 12.275 | 11.931 |

| País | 31-12-2013 | | | | Promedio del período |
|--------------|-----------------------------------|--------------------------|----------------------|---------------|----------------------|
| | Gerentes y Ejecutivos Principales | Profesionales y Técnicos | Trabajadores y Otros | Total | |
| Chile | 100 | 2.008 | 304 | 2.412 | 2.404 |
| Argentina | 39 | 2.860 | 1.054 | 3.953 | 3.688 |
| Brasil | 32 | 2.385 | 255 | 2.672 | 2.692 |
| Perú | 19 | 769 | 150 | 938 | 937 |
| Colombia | 26 | 1.542 | 31 | 1.599 | 1.580 |
| Total | 216 | 9.564 | 1.794 | 11.574 | 11.301 |

38. SANCIONES.

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

a) Filiales

1.- Endesa Chile

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

resolución, Endesa presentó recurso de apelación ante la Corte Suprema, respecto del cual dicha Corte procedió a confirmar el fallo apelado, dejando vigente la multa por 400 UTA (aprox. M\$ 203.059).

Terminada y pagada.

- En el mes de enero de 2013, Endesa Chile fue notificada de la Resolución Exenta SEC N° 2496, que le aplica una sanción a la compañía de 10 U.T.A., equivalentes a M\$ 4.952, por infracción a lo dispuesto en el artículo 123 del D.F.L. N° 4/20.018 de 2006, toda vez que se habría incumplido la obligación de comunicar a la SEC la puesta en servicio de las instalaciones eléctricas, dentro de los plazos previstos en la citada disposición legal. Endesa Chile, allanándose a los cargos, procedió a pagar íntegramente la multa impuesta.

Terminada y pagada.

- Durante el primer trimestre de 2013, Endesa Chile, fue notificada de 3 resoluciones del SEREMI de Salud, de la Región del Maule N°s 1057, 085 y 970, las que resolviendo los sumarios sanitarios Rit: N°s 355/2011, 354/2011 y 356/2011 respectivamente, aplican una sanción de 20 UTM cada una, por las siguientes infracciones: Resolución N° 1057, sanciona infracción sanitaria al Decreto 594 de 1999, Reglamento sobre Condiciones Sanitarias y Ambientales Básica en los lugares de Trabajo, específicamente, en las instalaciones de la Central Cipreses, dicha sanción se encuentra íntegramente pagada. Resolución N° 085, sanciona el incumplimiento al D.S. N° 90/2011 que establece la obligación de declarar emisiones de los años 2009 y 2010 de 1 grupo electrógeno SIEMENS-SCHUKERTWERKE A6 de 20,8 Kw de potencia, ubicado en la instalación Bocatoma Maule Isla. Dicha resolución, se encuentra actualmente impugnada. Resolución N° 970, sanciona el incumplimiento al D.S. N° 90/2011 que establece la obligación de declarar emisiones de los años 2009 y 2010 de 1 grupo electrógeno CONEX de 34 Kw, ubicado en la instalación denominada Bocatoma Maule Isla. Dicha resolución se encuentra actualmente impugnada. Total 60 UTM, equivalentes a M\$ 2.592
- En el mes de septiembre de 2013, Endesa fue notificada del ORD N° 603 de la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA), que inicia el procedimiento sancionatorio y formula cargos en contra de Endesa, Titular del Proyecto Ampliación Central Bocamina Segunda Unidad, por una serie de infracciones a la normativa ambiental e instrumento de regulación ambiental (RCA). El procedimiento sancionatorio, tiene como antecedente la inspección realizada por personal de la SMA efectuada los días 13 y 14 de febrero, y 19, 26 y 27 de marzo de 2013, a las instalaciones de la Central termoeléctrica Bocamina, dicha autoridad constató una serie de infracciones a la Resolución Exenta N° 206, de 2 de agosto de 2007 ("RCA N° 206/2007), aclarada por las Resoluciones Exentas N° 229, de 21 de agosto de 2007 (RCA N° 229/2007) y N° 285, de 8 de octubre de 2007 (RCA N° 285/2007), que califican ambientalmente al proyecto en comento. Las infracciones objeto de la formulación de cargos consisten principalmente en : (i) No contar con un canal de descarga del sistema de refrigeración, que penetre en el mar 30 metros desde el borde de la playa; (ii) No tener operativo el Desulfurizador de Bocamina I; (iii) No remitir la información solicitada por el funcionario de la Superintendencia, relativa a los registros históricos de reporte de emisiones en línea (CEMs) desde el inicio de la operación hasta la fecha; (iv) Superar el límite CO para Bocamina I impuesto en la RCA de Bocamina II durante el mes de enero 2013; (v) El cierre acústico perimetral de Bocamina I presenta fallas y aperturas entre paneles; (vi) Emitir ruidos por encima de lo establecido en la normativa; (vii) No contar con las barreras tecnológicas que impidan la entrada masiva de Biomasa en la bocatoma de la central.

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

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

- Producto del accidente laboral de uno de los trabajadores del contratista Metalcav, verificado con fecha 12 de junio de 2014, en las Obras de Bocamina II, la inspección del trabajo de la región del Biobío, resolvió imponer una multa de M \$2.523 a Endesa por sus infracciones a sus deberes como empresa mandante.

Terminada y pagada

- Con fecha 20 de mayo de 2014, la Corte de Apelaciones de Valparaíso, confirmó la multa impuesta por el Juzgado de Policía Local de Quintero, que acogiendo una denuncia de la CONAF sanciona a Endesa con M\$ 2.646, por la corta de especies arbóreas sin contra previamente con un plan de manejo forestal aprobado por CONAF, realizada en el predio "Valle Alegre, Parcela 22, sitio 3 de la comuna de

Quintero, hecho con la finalidad de despejar tendido eléctrico de alta tensión existente en el lugar. Multa pagada en el tribunal competente.

Terminada y pagada.

- Con fecha 23 de junio de 2014, la SISS (Superintendencia Servicios Sanitarios) impuso una multa por 13 UTA (aprox. M\$ 6.599) a Endesa, por las infracciones en que incurre el funcionamiento de la Central San Isidro II, por cuanto ésta unidad térmica descargó residuos líquidos, de su proceso de enfriamiento, con valores superiores a los permitidos en la norma de emisión vigente D.S. 90. Concentración de sulfatos.

Terminada y pagada

- En el mes de julio de 2014 la Dirección del Trabajo de Coronel multó a Endesa por una serie de infracciones a la legislación laboral relativa a funcionarios que prestan servicios en dependencias de la Central Bocamina. Las infracciones sancionadas son: i) Exceder el máximo de 2 horas extraordinarias por día; ii) no otorgar descanso los días domingos; iii) llevar incorrectamente el registro de asistencias; iv) exceder el máximo de 10 horas de jornada de trabajo. La multa impuesta por cada una de las infracciones detectadas alcanzó la suma total de \$10.122.720, suma que la compañía pagó íntegramente.

Terminada y pagada.

2.- Pehuenche

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

Terminada y pagada.

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

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

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

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

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

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

Terminada.

3.- Chilectra S.A.

- Por la renta del AT 2012 (año comercial 2011): la multa corresponde giro emitido por SII producto de fiscalización a Renta AT 2012, en la cual se detectó diferencias en la determinación de Renta Líquida Imponible, específicamente en el monto rebajado como pérdida de arrastre, ya que dicha partida se modificó como consecuencia de fiscalizaciones a dicha partida correspondiente a años anteriores y se rebajó respecto a la declarada en su oportunidad. Multa de \$114.291.807. **Terminada y pagada** (junio 2014).
- Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, Chilectra S.A. fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con 19 multas por un monto de M\$ 1.050.663.
- Durante el ejercicio 2013, Chilectra S.A. fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles con 7 multas por un monto de M\$ 227.507.
- Durante el ejercicio 2014, Chilectra S.A. fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles con 8 multas por un monto de M\$ 459.453.

4.- Edesur S.A.

- Para el período iniciado el 1° de enero de 2013 y terminado el 30 de junio de 2013, Edesur S.A. recibió del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) 150 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial, y seguridad en la vía pública, por un monto de \$ 23.640.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.677.414). Se encuentran en trámite los recursos contra las sanciones.
- Para el período iniciado el 1° de julio de 2013 y terminado el 30 de septiembre de 2013, Edesur S.A. recibió del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) 111 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial, por un monto de \$ 28.270.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.005.943) y de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 1.536.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 108.989). Se encuentran en trámite los recursos contra las sanciones.
- Para el período iniciado el 1° de octubre de 2013 y terminado el 31 de diciembre de 2013 Edesur S.A. recibió del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) 8 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial por un monto de \$ 2.766.029 pesos argentinos (aprox. M\$ 196.268) y de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 4.973.300 pesos argentinos (aprox. M\$ 352.889). Se encuentran en trámite los recursos contra las sanciones.
- Para el período iniciado el 1° de enero y finalizado el 30 de junio de 2014, Edesur S.A. fue sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 13 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial por un monto de \$ 10.685.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 758.171) y con 20 sanciones por incumplimientos de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 26.975.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.914.055), y se le han impuesto resarcimientos a usuarios por \$ 389.000.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 27.602.123).
- Para el período iniciado el 1° de julio de 2014 y finalizado el 30 de septiembre de 2014, Edesur S.A. ha sido sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 3 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y calidad comercial de \$ 114.627 pesos argentinos (aprox. M\$ 8.134) y con 12 sanciones por incumplimientos de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 13.112.132 pesos argentinos (aprox. M\$ 930.392).
- Para el período iniciado el 1° de octubre de 2014 y finalizado el 31 de diciembre de 2014, Edesur S.A. ha sido sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 4 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y calidad comercial de \$ 35.914.427 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.548.366) , y con 11 sanciones por incumplimientos de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 19.853.878 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.408.764).

5.- Hidroeléctrica El Chocón S.A.

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

fecha 11 de junio de 2014 se pagaron \$ 58,91 pesos argentinos (aprox. M\$ 4) por concepto de intereses punitivos por esta sanción.

- Para el período finalizado el 31 de diciembre de 2013, el Ente Nacional Regulador de Energía (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 20 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.419). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.
- En otro orden, para el período que comenzó el 1 de enero de 2014 y hasta el 31 de marzo de 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 11 pesos argentinos (aprox. M\$ 781). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.
- Finalmente, para el período que comenzó el 1 de abril de 2014 y hasta el 30 de junio de 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso dos sanciones por un monto de M\$ 3 pesos argentinos (aprox. M\$ 213).

6.- Endesa Costanera S.A.

- Durante el ejercicio 2012 y hasta el 30 de junio de 2013 la sociedad fue sancionada por la Dirección General de Aduanas con dos multas por un monto total de M\$ 47.949 pesos argentinos (aprox. M\$ 3.402.299). Se analiza eventual responsabilidad de Mitsubishi, en cuyo caso dicho monto podrá ser reclamado a este último proveedor. Asimismo, el ENRE impuso dos sanciones por un monto de M\$ 51 pesos argentinos (aprox. M\$ 3.619). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.
- Para el período que comenzó el 1 de abril de 2014 y hasta el 30 de junio de 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 40 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.843). La misma se abonó con fecha 30 de junio de 2014.
- Finalmente durante el período comprendido entre el 1° de julio de 2014 y el 31 de diciembre de 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 102 pesos argentinos (aprox. M\$ 7.238). Su pago se efectuó con fecha 20 de noviembre de 2014.

7.- Central Dock Sud S.A.

- Durante el año 2013, Central Dock Sud S.A. (CDS) fue sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) en su condición de generador del Mercado Eléctrico Mayorista en la suma de \$ 794,11 pesos argentinos (aprox. M\$ 56), por un incumplimiento a lo dispuesto en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS (Res. ex-S.E. N° 61/92, sus modificatorias y complementarias), en cuanto a indisponibilidades de los Enlaces de Datos del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR), en el período comprendido entre enero y junio de 2012.
- El 30 de julio de 2013 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso a CDS una sanción por un monto de \$ 3.202,66 pesos argentinos (aprox. M\$ 227), que fue debidamente cancelada, por un incumplimiento a lo dispuesto en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS (Res. ex-S.E. N° 61/92, sus modificatorias y complementarias), en cuanto a indisponibilidades de los Enlaces de Datos del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR) en el período comprendido entre los meses de enero y junio de 2013.
- Para el período iniciado el 1° de enero de 2014 y terminado el 30 de junio de 2014, el ENRE impuso a CDS una sanción por un monto de \$ 5.516,57 pesos argentinos (aprox. M\$ 392) que fueron abonados, por un incumplimiento a lo dispuesto en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS (Res. ex-S.E. N° 61/92, sus modificatorias y complementarias), en cuanto a indisponibilidades de los Enlaces de Datos del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR), por el período comprendido entre los meses de julio y diciembre de 2012.

8.- Yacylec S.A.

- Durante el año 2013 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso una sanción por salida de línea de transmisión operada por Yacylec S.A. por \$ 584 pesos argentinos (aprox. M\$ 41) la cual fue trasladada al transportista independiente Yacylec S.A. por el concesionario de transporte en alta tensión, Transener S.A. y abonada. Durante 2013 otras sanciones por salida de líneas de transmisión por \$ 7.843 pesos argentinos (aprox. M\$ 557) y por salida de reactores por \$ 225.297 pesos argentinos (aprox. M\$ 15.986) han sido dispuestas por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad respecto de instalaciones de Yacylec S.A., pero aún no fueron trasladadas por Transener S.A. para su cobro.

- Durante el año 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso sanciones por salida de líneas de transmisión operadas por Yacylec S.A. por \$ 5.601 pesos argentinos (aprox. M\$ 397) y por salida de reactores operados por Yacylec S.A. por \$ 9.871 pesos argentinos (aprox. M\$ 700), las cuales aún no fueron trasladadas por Transener S.A. para su cobro.

9.- Ampla Energía S.A.

- Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, la sociedad fue sancionada con 1 multa por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por medición consumo de energía por un monto de M\$ 2.863 reales (aprox. M\$ 653.989). Durante 2011 fue sancionada con 3 multas por violación de los indicadores de telemarketing y tarifas de venta energía por un valor de M\$ 7.079 de reales (aprox. M\$ 1.617.041). Adicionalmente al 31 de diciembre de 2012 Ampla fue sancionada con una multa por la Secretaria de Receita Federal por incumplimiento de obligaciones fiscales por un monto de M\$ 7.478 reales (aprox. M\$ 1.708.183). La compañía ha presentado los recursos de reclamación respectivos.
- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 7 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), por problemas con la calidad técnica, errores en las evidencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, bien como por otras razones, por un monto de \$ 29.810.687 reales (aprox. M\$ 6.809.591). La compañía presentó recursos y aún existen 4 sin una decisión final. Los demás fueron resueltos con la revocación de la sanción o con el pago, que ascendieron a \$ 143.601 reales (aprox. M\$ 36.037). En el año de 2012, habían sido recibidas solamente 2 sanciones en un total de \$ 3.557.786 reales (aprox. M\$ 812.697), por los cuales hemos pagado \$ 2.112.600 reales (aprox. M\$ 530.159).
- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 19 multas por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, INEA – Instituto Estadual de Ambiente y otros), por la supresión irregular de vegetación, muerte de animales en razón de contacto con nuestra red de energía y construcción en áreas prohibidas o sin autorización, por un monto de \$ 120.204 reales* (aprox. M\$ 27.457). La compañía presentó recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. Ampla pagó multas en el valor de \$ 66.310 reales (aprox. M\$ 16.641). (*Aclaración: Algunas sanciones aún no tuvieron su valor definido, lo que solamente ocurrirá después de la presentación de algunas informaciones por Ampla). En el año de 2012, habían sido recibidas 14 sanciones en un total de \$ 76.426 reales (aprox. M\$ 17.457).
- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/RJ), por problemas con la devolución de cobros indebidos y otros servicios ejecutados irregularmente, por un monto de \$ 24.234 reales (aprox. M\$ 5.535). La compañía presentó recursos para todas las sanciones y aún no tenemos la definición de los mismos. En el año de 2012, habían sido recibidas 3 sanciones en un total de \$ 20.840 reales (aprox. M\$ 4.760), que también están pendientes de recursos presentados por Ampla.
- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 1 multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla. La compañía presentó recurso y aún no tenemos la definición. Los órganos laborales no apuntan el valor de la sanción, lo hace solamente después de analizado el recurso. En el año de 2012, habían sido recibidas 5 sanciones, que también aún están pendientes de recursos presentados por Ampla.
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 2 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por calidad técnica, por un monto de € 6.759.518 (aprox. M\$ 4.983.770). En contra las sanciones han sido presentados recursos administrativos, un rechazado y otro pendiente de juzgamiento. Ampla ha pagado la cuantía de € 1.202.986 (aprox. M\$ 886.957). En 2013, Ampla ha sido sancionada 7 veces, especialmente por la calidad del servicio en un total de € 9.368.747 (aprox. M\$ 6.907.545), por los cuales ha pagado € 843.869 (aprox. M\$ 622.181). Existen pendientes de análisis 2 recursos presentados por Ampla en contra sanciones de 2013.
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 15 multas por los órganos ambientales (ICMBio - Instituto Chico Mendes de Conservación da Biodiversidade y INEA – Instituto Estadual de Medioambiente y órgano municipal del medioambiente), por supresión irregular de vegetación, muerte de animales en razón de contacto con nuestra red de energía, destinación indebida de residuos y construcción de red de energía en áreas prohibidas o sin autorización, por un monto de € 80.263* (aprox. M\$59.177). La compañía ha presentado recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. Ampla ha pagado la cuantía de € 460 por sanciones. En 2013, la sociedad fue sancionada con 19 multas por los órganos ambientales por los mismos asuntos del año de 2014 por € 35.940* (aprox. M\$ 26.498). La compañía presentó recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. En 2013, Ampla ha pagado 3 sanciones al valor de € 19.826 (aprox. M\$14.617).

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

- En 2014, Ampla ha sido sancionada con 14 multa por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/RJ), por problemas con calidad del suministro de energía eléctrica, por un monto de € 665.565 (aprox. M\$ 490.718), contra las cuales ha presentado recursos administrativos. Solamente un recurso ha sido juzgado y por el que Ampla ha pagado € 1.958 (aprox. M\$ 1.443). En 2013, habían sido recibidas 4 sanciones en un total de € 7.616 (aprox. M\$ 5.615), que también están pendientes de recursos presentados por Ampla.
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) en contra las cuales ha presentado recursos administrativos. Un recurso fue rechazado y Ampla ha pagado la cuantía de € 61,74 (aprox. M\$ 46), los demás aún no han sido juzgados. En 2013, Ampla ha sido sancionada con 1 multa, por un monto de € 641 ya pagado.

10.- Coelce

- Para el período terminado al 31 de diciembre de 2012, la sociedad fue sancionada con 2 multas por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por incumplimientos de norma técnicas por un monto de M\$ 689 reales (aprox. M\$ 157.387).
- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 32 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (fueron siete), problemas con la calidad técnica, errores en las evidencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, por irregularidades con el proyecto Coelce Plus, bien como por otras razones, por un monto de \$ 34.877.282 reales (aprox. M\$ 7.966.942). La compañía presentó recursos y aún existen 26 sin una decisión final. Los demás fueron resueltos con la revocación de la sanción o con el pago, que ascendieron a \$ 395.125 reales (aprox. M\$ 90.257). En el año de 2012, habían sido recibidas 24 sanciones en un total de \$ 53.810.352 reales (aprox. M\$ 12.291.781), por los cuales hemos pagado \$ 707.423 reales (aprox. M\$ 177.529) y aún no tenemos decisión final en 16 de ellas.
- En los años de 2013 y 2014, la sociedad no ha sido sancionada por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileño del Medioambiente e de los Recursos Naturales Renovables, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservación de la Biodiversidad).
- En el año 2013, la sociedad fue sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por supuesta infracción a los derechos de consumidores por un monto de \$ 21.837 reales (aprox. M\$ 4.988). La compañía presentó recursos contra todas las sanciones, falta uno por resolver; los demás fueron rechazados y las multas pagadas por Coelce al valor de \$ 15.901 reales (aprox. M\$ 3.990). En el año de 2012, habían sido recibidas 2 sanciones en un total de \$ 12.953 reales (aprox. M\$ 3.251), los cuales hemos pagado.
- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 2 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla. La compañía presentó recurso, pero no obtenemos éxito y hemos pagado la cuantía de \$ 9.694 reales (aprox. M\$ 2.433). En el año de 2012 la sociedad no fue sancionada.
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 8 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (población), por calidad técnica y por errores en la base de activos, por un monto de € 8.702.775 (aprox. M\$ 6.416.527). Coelce ha pagado € 16.319 por una de las multas y ha presentado recursos en relación a los demás. En 2013, la sociedad había sido sancionada con 32 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (población) (fueron siete), problemas con la calidad técnica, errores en las evidencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, por irregularidades con el proyecto Coelce Plus, bien como por otras razones, por un monto de € 10.938.249 (aprox. M\$ 8.064.734). La compañía presentó recursos y aún existen 17 sin decisión firme. Los demás fueron resueltos con la revocación de la sanción o con el pago, que ascendieron a € 1.418.561 (aprox. M\$1.045.900).
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por un monto de € 24.743 (aprox. M\$18.242), por supuesto incumplimiento de plazos y damnificación de aparatos. Coelce ha presentado 3 recursos administrativos y ha pagado 1 sanción al valor de € 933. En 2013, la sociedad había sido sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por supuesta infracción a los derechos de consumidores por un monto de € 7.220 (aprox. M\$ 5.323). La compañía presentó recursos contra todas las sanciones, pero todos han sido rechazados y Coelce ha pagado las multas.

- En 2014, la sociedad ha recibido 6 actas de infracción por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) en razón de accidentes ocurridos con empleados. En 2013, la sociedad había sido sancionada con 2 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla. COELCE ha pagado la cuantía de € 3.206 (aprox. M\$2.363) por las sanciones del año de 2013.

11.-Cien

- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 1 multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por una cuestión formal (falta de presentación de documentación) por un monto de \$ 32.136 reales (aprox. M\$ 7.340). La compañía presentó recurso y que aún no tuvo decisión. En el año de 2012 la sociedad no fue sancionada.
- En los años de 2012 y 2013, la sociedad no fue sancionada por otros asuntos (ambientales, consumidor o laborales).
- En 2014, CIEN no ha sido sancionada con multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL o cualquier otra autoridad fiscalizadora. En el año de 2013, la sociedad había sido sancionada con 1 multa por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por una cuestión formal (falta de presentación de documentación) por un monto de € 10.100 (aprox. M\$ 7.446). CIEN interpuso recurso que fue aceptado, la multa fue anulada por el órgano juzgador.
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 2 multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), en contra han sido presentados recursos administrativos. Cien ha pagado una multa al valor de € 61,74 (aprox. \$ 45.521) y el recurso en contra de la otra sanción a la fecha no ha sido juzgado. En 2013, la sociedad no ha sido sancionada.
- En los años de 2013 y 2014, la sociedad no ha sido sancionada por otros asuntos (ambientales o laborales).

12.- Edelnor S.A.A.

- Durante el 2012, Edelnor S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por la Administración Tributaria peruana (SUNAT) vinculadas a la determinación del Impuesto a la Renta de los años 2007 y 2008 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2014 de S/.19.748.961 (aprox. M\$ 4.008.927). Los recursos de apelación presentados, se encuentran pendientes de resolución por el Tribunal Fiscal.
- Para el ejercicio 2012, OSINERGMIN le impuso 19 sanciones a Edelnor S.A.A. por incumplimiento a las normas de calidad técnica y comercial por un monto ascendente a S/.463.645,77 (aprox. M\$ 94.117) y, en 2011, cuarenta y siete sanciones (47) por un monto ascendente a S/.717.000 (aprox. M\$ 145.546).
- En febrero de 2013, Edelnor S.A.A. pagó una multa por S/.1.861,63 (aprox. M\$ 340) a SUNAT por no haber cumplido con el pago de la detracción del IGV (IVA) dentro de los plazos establecidos.
- Durante el ejercicio del año 2013, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) sancionó a EDELNOR S.A.A. con veintitrés (23) multas por el supuesto incumplimiento a las normas técnicas y comerciales, por un monto total que asciende a S/.2.544.177,91 (aprox. M\$ 516.453).
- En octubre de 2013, Edelnor S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación del Impuesto a la Renta del año 2009. En etapa de reclamación, se obtuvo resultado favorable de manera parcial, por lo que el monto mantenido por SUNAT por este concepto, actualizado al 08 de septiembre de 2014, es de S/.4.150.479 (aprox. M\$ 859.976), fecha en la que Edelnor S.A.A. efectuó el pago de las mismas aplicando un régimen de rebaja. Sin perjuicio de ello, Edelnor S.A.A. interpuso recurso de apelación, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- Durante el ejercicio 2014, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) sancionó a EDELNOR S.A.A. con veintidós (22) multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total a S/. 2.015.383. (aprox. M\$ 409.111).
- En junio de 2014, Edelnor S.A.A. fue sancionada con una multa impuesta por la Municipalidad de Hualar vinculada con una supuesta omisión en la determinación del Impuesto Predial de los años 2010 a 2014 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2014 de S/.48.831 (aprox. M\$ 9.912). Dicha multa fue impugnada por Edelnor S.A.A., encontrándose pendiente de resolución.

13.- Edegel S.A.A.

- En el mes de abril de 2011, Edegel S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación del Impuesto a la Renta del año 2006, por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2014 de S/.10.162.561 (aprox. M\$ 2.062.942). La apelación presentada se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En febrero de 2012, SUNAT ordenó a Edegel S.A.A. el pago de S/. 38.433.190,24 (aprox. M\$ 7.597.565) por concepto de tributo omitido, intereses y multas en relación a un proceso de fiscalización, originado en enero de 2006, sobre el Impuesto a la Renta del año 1999. Al respecto, Edegel S.A.A. pagó el importe requerido por SUNAT y presentó una demanda contencioso-administrativa, la cual se encuentra pendiente de resolución.
- En agosto de 2012, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 18.250 (5 Unidades Impositivas Tributarias - UIT) (aprox. M\$ 3.704) por las siguientes infracciones: (i) transgresiones a la CCIT: cumplimiento del correcto cálculo de indicadores y monto de compensación por calidad de tensión primer semestre 2011; (ii) no haber cumplido con el plazo para entrega de información de calidad del producto, para el mismo período; y (iii) haber reportado archivos de extensión RDI y RIN vacíos.
- En abril de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una de las siguientes multas: (i) S/. 7.604,57 (aprox. M\$ 1.391) por exceso del plazo para la actividad de mantenimiento respecto a las unidades de generación térmica para el cuarto trimestre de 2008; (ii) S/. 200.941,48 (aprox. M\$ 40.789) por exceso del plazo para la actividad de mantenimiento respecto a las unidades de generación hidráulica para el cuarto trimestre de 2008; (iii) S/. 40.700 (aprox. M\$ 8.261) (11 Unidades Impositivas Tributarias - UIT) por no haber presentado la justificación técnica dentro del plazo para el segundo trimestre de 2008; y, (iv) S/. 106.073,17 (aprox. M\$ 19.404) por no haberse encontrado disponible la unidad de generación luego de haber sido convocada por requerimiento del SEIN para el cuarto trimestre de 2008.

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

En ese sentido, con fecha 1 de septiembre de 2014, Edegel S.A.A. fue notificada con la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN N° 1380-2014, por la cual se resolvió sancionar a Edegel S.A.A. con las mismas multas contenidas en la Resolución de Gerencia General. Ante ello, Edegel S.A.A. ha vuelto a presentar la impugnación, dejando constancia de que las sanciones (i) y (iv) ya fueron canceladas.

- En mayo de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de los pagos a cuenta del año 2007 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2014 de S/. 9.384.971 (aprox. M\$ 1.905.095). La apelación presentada se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En junio de 2013, Edegel S.A.A. fue notificada por Electroperú S.A. por la aplicación de penalidad al Contrato N° 132991 "Servicio de Capacidad Adicional de Generación a través de la Conversión de Equipos al Sistema de Generación Dual" ascendente al monto de S/. 481.104,53 (aprox. M\$ 97.661) por el incumplimiento en las condiciones en la ejecución del servicio contratado, de acuerdo a lo ofertado en el contrato de la referencia.
- En julio de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 453,86 (aprox. M\$ 90) por haber excedido en el plazo para la actividad en mantenimiento respecto a las unidades de generación hidráulica acorde con el numeral 6 del "Procedimiento para la Supervisión de la Disponibilidad y el Estado Operativo de la Unidades de Generación del SEIN". Al haber sido pagada antes de los 15 días requeridos se canceló la multa por el monto total de S/. 340,40 (aprox. M\$ 67).
- En julio de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 4.070 (aprox. M\$ 805) por no haber presentado la justificación técnica correspondiente dentro del plazo establecido acorde con el numeral 6 del "Procedimiento para la Supervisión de la Disponibilidad y el Estado Operativo de la Unidades de

Generación del SEIN". Al haber sido pagada antes de los 15 días requeridos se canceló la multa por el monto de S/. 3.052,50 (aprox. M\$ 603).

- En noviembre de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por la Municipalidad Distrital de Callahuanca mediante Resolución de Alcaldía N° 060-2013 MDC, se inicia procedimiento sancionador por no contar con el informe de inspección técnica de seguridad en defensa civil multidisciplinaria, con multa ascendente a S/. 37.000 (aprox. M\$ 7.510) (10 Unidad Impositiva Tributaria – UIT) de acuerdo a la Ley N° 29664 y su reglamento.
- En noviembre de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionado con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de los pagos a cuenta del año 2008 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2014 de S/. 1.695.331 (aprox. M\$ 344.142). La reclamación presentada se encuentra pendiente de resolución por SUNAT.
- En diciembre de 2013, Scotiabank Perú S.A.A., con quien Edegel S.A.A. ha suscrito un contrato de leasing referido al Proyecto Santa Rosa, fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de tributos supuestamente dejados de pagar en la importación por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2014 de S/. 13.515,23 (aprox. M\$ 2.743). Scotiabank Perú S.A.A. presentó la impugnación respectiva en enero de 2014.
- En mayo de 2014, Edegel S.A.A. fue notificado con la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica del OSINERGMIN N° 743-2014, de fecha 27 de mayo de 2014, la cual resuelve sancionar a Edegel con una multa de 0.50 UIT por haber transgredido el indicador CCIT: Cumplimiento del correcto cálculo de indicadores y monto de compensaciones por calidad de tensión, en el segundo semestre 2012, de acuerdo con lo establecido en el literal B) del numeral 5.1.2 del 'Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica'.
- En junio de 2014, Edegel S.A.A., a propósito de la fiscalización del Impuesto a la Renta del año 2009, procedió con regularizar una omisión en la determinación del referido impuesto y, pagó por concepto de multa asociada el importe de S/.2.070 (aprox. M\$ 409).
- En septiembre de 2014, Edegel S.A.A. fue sancionada con una multa impuesta por SUNAT vinculada con la determinación del Impuesto a la Renta anual del ejercicio 2009 por un monto actualizado al 30 de septiembre de 2014 de S/.315.230 (aprox. M\$ 65.315). Dicha multa ha sido aceptada por Edegel, motivo por el cual procedió con efectuar el pago de la misma.

14.- Empresa Eléctrica de Piura S.A.

- En octubre de 2011, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por SUNAT con una multa referida a la determinación del Impuesto a la Renta del año 2008 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2014 de S/. 32.786 (aprox. M\$ 6.655). El recurso de apelación presentado, se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En septiembre de 2012, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por SUNAT con multas referidas a la determinación del Impuesto a la Renta de Sujetos No Domiciliados del año 2008 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2014 de S/. 264.732 (aprox. M\$ 53.739). El recurso de apelación presentado, se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En noviembre de 2012, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 13.140 (aprox. M\$ 2.598) (3.60 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por las siguientes infracciones: (i) incumplimiento a las obligaciones contenidas en los artículos 49 del Reglamento de Comercialización de Combustibles Líquidos y otros productos derivados de los Hidrocarburos (aprobado por Decreto Supremo N° 045-2001-EM) y artículo 59° del Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos (aprobado por Decreto Supremo N° 052-93-EM); y (ii) presentar información falsa en la Declaración Jurada N° 967- 19681-20111018-102524-74, respecto a las preguntas 2.1 y 2.10 del cuestionario aplicable a los consumidores directos de combustibles líquidos. Dicha multa fue cancelada.
- En el mes de febrero de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada con una multa ascendente a S/. 7.005 (aprox. M\$ 1.385) por el pago de aportes por regulación correspondientes al año 2004 y 2005. Dicha multa fue cancelada.
- En agosto 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa total ascendente a S/. 15.873 (aprox. M\$ 2.877) (5.72 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por incumplimiento del Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica ("NTCSE"): (i) haber transgredido el indicador CMRT; cumplimiento de las mediciones requeridas por la

NTCSE, en base a las mediciones de tensión reportadas para el segundo semestre de 2011; y (ii) haber trasgredido el indicador CCII: correcto cálculo de indicadores y monto de compensaciones por interrupciones para el segundo semestre de 2011. En el mes de septiembre de 2013 dicha multa fue cancelada.

- En agosto de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue notificada por el Ministerio de Energía y Minas. por la aplicación de penalidad contractual “Contrato de Reserva Fría Planta Talara (CT Malacas3)” ascendente al monto de S/. 691.500 (aprox. M\$ 140.370) por el atraso incurrido en la Puesta en Operación Comercial de la Planta de Reserva Fría de Generación Talara.
- En septiembre de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. toma conocimiento de la Resolución N° 1 emitida por el Ejecutor Coactivo OSINERGMIN aplicando una de penalidad por no mantener la existencia media del producto GLP durante los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo y junio de año 2004 ascendente al monto de 42.17 UIT equivalente a S/. 156.029 (aprox. M\$ 31.673). El 21 de octubre el Ejecutor Coactivo suspendió el procedimiento de Ejecución Coactiva respecto a la cobranza de la multa impuesta.
- El 24 de septiembre de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa total ascendente a S/. 3.700 (aprox. M\$ 731) (1 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) porque el EDAGSF no fue declarado en el Sistema Extranet a través del formato F08 incumplimiento del Procedimiento para Supervisar la Implementación y Actuación de los Esquemas de Rechazo Automático de Carga de Generación. La multa fue pagada y reducida en un 25% - S/. 2.775 (aprox. M\$ 549) al haber sido cancelada dentro del plazo de quince (15) días desde su notificación.
- En noviembre de 2014, Banco de Crédito del Perú S.A., con quien Empresa Eléctrica de Piura S.A. suscribió un contrato de leasing referido al Proyecto de Ampliación de la Central Térmica Malacas – TG5, fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de tributos supuestamente dejados de pagar en la importación por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2014 de S/. 13.849,761 (aprox. M\$ 2.811). Banco de Crédito del Perú S.A. presentó la impugnación respectiva en diciembre de 2014.

15.- Chinango S.A.C.

- En octubre de 2010, Chinango fue sancionada por la Municipalidad Distrital de San Ramón con una multa referida al Impuesto de Alcabala que gravó la transferencia de determinados activos en la Reorganización Simple llevada a cabo entre Edegel S.A.A. y Chinango S.A.C. y que entró en vigencia el 31 de mayo de 2009. La multa actualizada al 31 de diciembre de 2014 asciende a S/. 1.786.533 (aprox. M\$ 362.656). La reclamación presentada se encuentra pendiente de resolución.
- En el mes de mayo de 2012, Chinango S.A.C. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 40.150 (aprox. M\$ 7.937) (11 Unidades Impositivas Tributarias - UIT) por las siguientes infracciones: (i) no haber cumplido con el plazo para la entrega de información referida a la calidad de producto, respecto a los archivos fuente – NTCSE; y (ii) por haber reportado los archivos RIN y C11 con errores (información no veraz) de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas. Dicha multa fue cancelada.
- En el mes de agosto de 2012, Chinango S.A.C. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 18.250 (aprox. M\$ 3.608) (5 Unidades Impositivas Tributarias - UIT) por las siguientes infracciones: (i) transgresiones al indicador CCIT; (ii) no haber cumplido con el plazo de entrega de información; y (iii) haber remitido 2 reportes RIN y RD vacíos. Dicha multa fue cancelada.
- En el mes de agosto de 2012, Chinango S.A.C. fue sancionada por el Tribunal de apelaciones y sanciones el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente S/. 29.200 (aprox. M\$ 5.772) (8 Unidades Impositivas Tributarias - UIT), al declarar infundado el recurso de apelación interpuesto por Chinango S.A.C. contra la Resolución de Gerencia General N° 014801, la cual impuso una sanción por incumplimiento del Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica (“NTCSE”), correspondiente al primer semestre 2010 y la confirmó en todos sus extremos. Dicha multa fue cancelada.
- En enero de 2013, Chinango S.A.C. fue sancionada por SUNAT con una multa referida a la determinación del Impuesto a la Renta del año 2010 por un monto ascendente a S/. 367.915 (aprox. M\$ 76.232), importe que fue pagado en febrero de 2013 aplicando un régimen de rebaja y sin perjuicio de interponer los medios impugnatorios respectivos. La apelación presentada, se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.

- En el mes de junio de 2013, Chinango S.A.C. fue notificada con Resolución de Ejecución Coactiva N° 0398-2012, a fin de que cumpla con pagar multa ascendente a S/. 3.800 (aprox. M\$ 771) impuesta por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) por las siguientes infracciones: (i) incumplir con el indicador CCII para el primer semestre 2010 de acuerdo a los establecido en el inciso A) del numeral 5.2.2 del “Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos y su Base Metodológica”; (ii) incumplir con el indicador CPCI para el primer semestre 2010 de acuerdo a los establecido en el inciso C) del numeral 5.2.2 del “Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos y su Base Metodológica”; y, (iii) incumplir con remitir los reportes de interrupciones (archivos RIN y RDI) vacíos a pesar de que existieron interrupciones que afectaron a sus clientes, para el primer semestre 2010 de acuerdo a lo establecido en el literal e) del artículo 31° de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- En el mes de septiembre de 2013, Chinango S.A.C. fue notificada con la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) N° 19693, mediante la cual se impone multa ascendente a S/. 1.850 (aprox. M\$ 366) (0.50 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por: (i) incumplimiento del plazo para la entrega de información de calidad de tensión en el primer semestre 2012. Multa fue reducida en un 25% al haber sido cancelada dentro del plazo de quince (15) días desde su notificación.
- En marzo de 2014, Chinango S.A.C. fue notificada con la Resolución de Ejecución Coactiva N° 0350-2014, a fin de que cumpla con pagar el saldo de multa ascendente a S/. 12.100 (aprox. \$ 2.456), impuesta por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), en razón de que el monto total de la multa, impuesta mediante la sanción N° 014799-2012-OS/CG, es de 11 UIT (S/. 48.800, aprox. M\$ 9.906).
- En enero de 2014, Chinango S.A.C. fue sancionada por SUNAT con una multa referida a la determinación del Impuesto a la Renta del año 2011 por un monto ascendente a S/.613.390 (aprox. M\$ 122.542), importe que fue pagado en febrero de 2014 aplicando un régimen de rebaja y sin perjuicio de interponer los medios impugnatorios respectivos. La reclamación presentada, fue resuelta en contra de Chinango S.A.C. mediante Resolución de SUNAT notificada en diciembre 2014 y, contra la cual, Chinango S.A.C. interpondrá el recurso de apelación respectivo.

16.- Emgesa

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

17.- Codensa

- La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso a Codensa las siguientes multas :1) mediante Resolución 20112400025515 de 05/09/2011 se sanciono a la Empresa en un monto de Col\$ 41.200.000 (aprox. M\$ 10.449) por suspensión equivocada del servicio por no pago de cuotas por utilización de servicios financieros, cuota de interés CODENSA hogar; 2) mediante Resolución 20112400029265 del 18/10/2011 se impuso sanción de Col\$ 26.780.000 (aprox. M\$ 6.971) por Suspensión equivocada del servicio al cliente después de haber efectuado el pago en la entidad financiera.
- En el año 2012 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso a Codensa las siguientes sanciones: 1) Mediante Resolución 20122400001045 del 30/01/2012 se impuso sanción por Col\$ 21.424.000 (aprox. M\$ 5.433) por violación del régimen tarifario por calculo errado del costo unitario para los periodos noviembre-dic. de 2009 y enero y febrero de 2010, debido a error en la información sobre propiedad del activo; 2) Mediante Resolución 20122400022555 del 17/07/2012 la Superintendencia impuso a Codensa sanción de Col\$ 45.336.000 (aprox. M\$ 11.497) por incumplimiento numeral 6.2.3 Anexo General Resolución Creg 070 modificada por el articulo resolución Creg 096 de 2000.
- En el mes de abril de 2012 se efectuó pago por parte de Codensa por un valor de Col\$ 32.207.414 (aprox. M\$ 8.168) correspondiente a sanción impuesta por la Superintendencia de Industria y Comercio, de acuerdo a lo establecido en la resolución No. 1792 del 26 de enero de 2011, por violación de las normas de protección de datos personales contenidas en la Ley 1266 de 2008.

- El 5 de junio de 2012 la SSPD, impuso sanción en firme a Codensa por Col\$13.558.500 (aprox. M\$ 3.438), Mediante la Resolución N° 20142400025295 por incumplimiento de lo establecido en la Resolución 097 de 2008, toda vez que no acreditó, mediante la certificación expedida por el auditor respectivo, para dar inicio a la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones, antes del 6 de abril de 2010. Una vez agotados los recursos ante la SSPD se demandará ante la Jurisdicción Contencioso Administrativa.
- Durante el año 2013 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso sanción a CODENSA por Col\$ 167.743.200 (aprox. M\$ 42.541) por incumplimiento de indicadores de calidad de potencia, con ocasión de la queja presentada por la empresa TUBOTEC SAS.
- En el mes de noviembre de 2013 se efectuó pago por parte de CODENSA por un valor de Col\$ 22.668.000 (aprox. M\$ 6.214), correspondiente a la sanción impuesta por la Dirección de Investigaciones de Protección al Consumidor de la Superintendencia de Industria y Comercio, de acuerdo a lo establecido en la resolución No. 57393 del 30 de septiembre de 2013, por una falla en el servicio de facturación prestado por la compañía, al haberle realizado el cobro de un crédito a la reclamante que no le correspondía cancelar y quien lo informó en varias oportunidades.
- Durante marzo de 2014 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso sanción a CODENSA de Col\$ 77.814.500 (aprox. M\$ 19.734), por infringir el reglamento de operación en cuanto al tiempo de maniobras TAPS. Mediante resolución 2014240005655 del 07 de marzo de 2014 la SSPD confirmó la sanción señalando que CODENSA SA ESP infringió el reglamento de operación, toda vez que superó el tiempo máximo permitido en la regulación. Una vez agotados los recursos ante la SSPD se demandó ante la Jurisdicción Contencioso Administrativa.
- En marzo de 2014 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios(SSPD), impuso sanción a CODENSA de Col\$ 127.332.000. (aprox. US\$ 32.292), por falla en la prestación del servicio-incumplimiento indicador DES. Mediante la Resolución 2014240005125 del 05 de marzo de 2014, se impuso la mencionada sanción toda vez que la Empresa no prestó el servicio público de energía eléctrica de forma continua, al superar los límites máximos admisibles del indicador DES, tal como lo establece el artículo 136 de la Ley 142 de 1994 y el numeral 6.3.4 de la Resolución CREG 070 de 1998. Una vez agotados los recursos ante la SSPD se demandó ante la Jurisdicción Contencioso Administrativa.

18.- Sociedad Portuaria Central Cartagena (SPCC):

- Mediante resolución 1312 del 30 de enero de 2014, la Superintendencia de Puertos y Transportes sancionó a la SPCC con el pago de la suma de Col\$ 2.142.400 (aprox. M\$ 583), por reportar de manera extemporánea o tardía información contable y financiera del año 2010 y que de acuerdo con las resoluciones 6051 de 2007 y 759 de 2010 debe reportarse en el mes de febrero de 2011. La sanción fue pagada el 14 de febrero de 2014.

b) Negocios conjuntos

1.-Transquillota

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

Terminado y pagado.

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

39. MEDIO AMBIENTE.

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

| Compañía que efectúa el desembolso | Proyecto | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ |
|------------------------------------|---|-------------------|-------------------|-------------------|
| Endesa Chile S.A. | Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.) y centrales termoeléctricas. | 1.894.105 | 1.996.818 | 2.298.344 |
| Chinango | Protección del aire y del clima, gestión de aguas residuales, recuperación del suelo y agua, reducción de ruidos y las vibraciones, protección de la biodiversidad y paisajística. | - | - | 451.030 |
| Edegel S.A. | Monitoreos ambientales, gestión de residuos, mitigaciones, Investigación y desarrollo, protección de radiaciones, reducción de vibraciones y restauraciones. | 975.993 | 417.966 | 915.325 |
| Chilectra | Modelación de ruido S/E Santa Elena, Consultoría Ambiental Proyecto Nueva Línea Lo Aguirre Cerro Navia, Proyecto Mitigación de Ruido S/E Santa Elena, Cumplimiento Normativo Ambiental en SSEE por ISO 14001, SpaceCab y Presamblado. | 1.807.356 | 1.537.004 | 1.324.061 |
| Chilectra | Gestión de residuos peligrosos, poda de árboles y roce de vegetación en alta tensión, mantenimiento de jardines y control de maleza en SSEE. | 793.447 | - | - |
| Total | | 5.470.901 | 3.951.788 | 4.988.760 |

40. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES.

A continuación se resume la información financiera de nuestras principales filiales al 31 de diciembre de 2014 y 2013, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera e instrucciones de la Superintendencia de Valores y Seguros:

| | 31-12-2014 | | | | | | | | | | | |
|---|---------------------|-----------------------|---------------------------|-------------------|------------------------|---------------------------|-------------------|-------------------------|-----------------------|------------------------|-----------------------------|------------------------------|
| | Estados financieros | Activos Corriente M\$ | Activos No Corrientes M\$ | Total Activos M\$ | Pasivos Corrientes M\$ | Pasivos No Corrientes M\$ | Total Pasivos M\$ | Ingresos Ordinarios M\$ | Costos Ordinarios M\$ | Ganancia (Perdida) M\$ | Otro resultado integral M\$ | Resultado integral total M\$ |
| Grupo Chilectra S.A. | consolidado | 300.765.618 | 1.240.468.967 | 1.541.234.585 | (244.981.389) | (72.612.724) | (317.594.113) | 1.127.892.544 | (977.169.387) | 150.723.157 | 1.094.439 | 151.817.596 |
| Grupo Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda. | consolidado | 47.631.734 | 12.103.210 | 59.734.944 | (3.605.662) | (526.608) | (4.132.270) | 33.674.239 | (9.659.464) | 24.014.775 | (37.793) | 23.976.982 |
| ICT Servicios Informáticos Ltda. | separado | 2.214.084 | 555.543 | 2.769.627 | (3.005.476) | (1.069.158) | (4.074.634) | 4.978.226 | (6.345.692) | (1.367.466) | (162.551) | (1.530.017) |
| Inversiones Distritima S.A. | separado | 15.272.519 | 48.854.638 | 64.127.157 | (76.273) | - | (76.273) | - | 17.946.755 | 17.946.755 | 2.959.092 | 20.905.847 |
| Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. | separado | 127.665.327 | 587.886.652 | 715.551.979 | (164.991.090) | (271.208.226) | (436.199.316) | 478.731.801 | (418.998.755) | 59.733.046 | 13.438.385 | 73.172.024 |
| Empresa Nacional de Electricidad S.A. | separado | 560.876.230 | 3.507.579.867 | 4.068.456.097 | (773.846.300) | (917.950.372) | (1.691.796.672) | 1.180.478.031 | (1.010.741.126) | 169.736.906 | (101.261.071) | 68.475.835 |
| Empresa Eléctrica Pehuénche S.A. | separado | 75.414.557 | 209.069.274 | 284.483.831 | (59.142.217) | (53.952.810) | (113.095.027) | 227.886.302 | (84.724.022) | 143.162.280 | (51.043) | 143.111.237 |
| Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. | separado | 77.067.775 | 450.573.978 | 527.641.753 | (110.849.007) | (30.918.614) | (141.767.621) | 318.959.142 | (229.058.776) | 89.900.366 | (604) | 89.899.762 |
| Soc. Concesionaria Túnel El Meñón S.A. | separado | 19.183.735 | 7.107.942 | 26.291.677 | (3.709.123) | (1.789.704) | (5.498.827) | 10.484.435 | (4.653.716) | 5.830.719 | (12.156) | 5.818.563 |
| Endesa Argentina S.A. | separado | 1.924.047 | 42.081.267 | 44.005.314 | (749.815) | - | (749.815) | - | 340.599 | 340.599 | (5.299.756) | (4.959.157) |
| Endesa Costanera S.A. | separado | 31.868.372 | 154.649.134 | 186.517.506 | (108.956.607) | (56.967.994) | (165.924.601) | 75.204.382 | (29.671.728) | 45.532.654 | 3.989.198 | 49.521.852 |
| Hidroeléctrica El Chocón S.A. | separado | 22.930.536 | 137.891.546 | 160.822.082 | (31.540.350) | (46.058.232) | (77.598.582) | 30.178.802 | (19.141.980) | 11.036.822 | (8.763.212) | 2.273.610 |
| Empesa S.A. E.S.P. | separado | 329.672.209 | 1.782.307.979 | 2.111.980.188 | (500.414.812) | (883.041.284) | (1.383.456.096) | 753.455.621 | (464.634.223) | 288.821.398 | (73.145.883) | 215.675.515 |
| Generandes Perú S.A. | separado | 3.473.185 | 219.325.991 | 222.799.176 | (3.148.425) | - | (3.148.425) | - | 46.503.610 | 46.503.610 | 12.303.680 | 58.807.290 |
| Edegel S.A.A. | separado | 110.164.628 | 720.449.664 | 830.614.292 | (85.724.692) | (235.667.176) | (321.391.868) | 319.399.578 | (213.260.179) | 106.139.399 | 23.688.400 | 129.827.799 |
| Chinango S.A.C. | separado | 8.439.096 | 111.912.868 | 120.351.964 | (7.433.439) | (39.382.245) | (46.815.684) | 34.656.130 | (19.644.709) | 15.011.421 | 3.041.428 | 18.052.849 |
| Enel Brasil S.A. S.A. | separado | 198.803.856 | 728.752.115 | 927.555.971 | (6.224.235) | (18.531.060) | (24.755.295) | - | 164.166.176 | 164.166.176 | 17.806.175 | 181.972.351 |
| Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A. | separado | 87.327.933 | 134.284.880 | 221.612.813 | (63.772.100) | (746.476) | (64.518.576) | 210.793.165 | (186.902.422) | 23.890.743 | 3.336.545 | 27.227.288 |
| Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A. | separado | 47.664.376 | 100.003.024 | 147.667.400 | (37.718.853) | (1.171.987) | (38.890.840) | 158.965.069 | (87.776.446) | 71.188.623 | (212.540) | 70.976.083 |
| Compañía de Interconexión Energética S.A. | separado | 44.361.955 | 230.817.235 | 275.179.190 | (107.201.716) | (6.473.261) | (113.674.977) | 67.700.328 | (33.577.954) | 34.122.374 | 2.426.463 | 36.548.837 |
| Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. | separado | 15.584.323 | 2.421.427 | 18.005.750 | (10.519.818) | (18.458.001) | (28.977.819) | 1.622.003 | (11.787.718) | (10.165.715) | 238.183 | (9.927.532) |
| Compañía Energética Do Ceará S.A. | separado | 268.129.640 | 669.313.258 | 937.442.898 | (167.577.487) | (341.179.908) | (508.757.395) | 876.944.301 | (819.693.926) | 57.250.375 | 6.084.384 | 63.334.759 |
| EN-Brasil Comercio e Serviços S.A. | separado | 6.136.466 | 1.893.078 | 8.029.544 | (5.162.409) | (2.266.733) | (7.429.142) | 5.537.295 | (5.621.622) | 15.673 | 56.856 | 72.529 |
| Ampla Energía E Serviços S.A. | separado | 320.891.004 | 1.104.657.098 | 1.425.548.102 | (215.091.583) | (589.157.242) | (804.248.825) | 1.092.281.884 | (1.041.744.028) | 50.537.856 | 6.281.883 | 56.819.739 |
| Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. | separado | 254.295.501 | 922.713.629 | 1.177.009.130 | (337.839.513) | (358.873.770) | (696.713.283) | 982.817.219 | (829.659.866) | 153.157.353 | (49.593.528) | 103.563.825 |
| Inversora Codensa S.A. | separado | 853 | 73 | 926 | (86) | - | (86) | - | (57) | (57) | (54) | (111) |
| Empresa Distribuidora Sur S.A. | separado | 409.109.176 | 405.106.897 | 814.216.073 | (739.412.769) | (137.796.785) | (877.209.554) | 371.411.786 | (457.222.239) | (85.810.453) | (5.608.787) | (91.419.240) |
| Generalma, S.A.C. | separado | 5.398.518 | 47.434.909 | 52.833.427 | (18.110.685) | (7.052.044) | (25.162.729) | - | (1.157.449) | (1.157.449) | 2.137.860 | 990.411 |
| Endesa Cernisa S.A. | separado | 28.225.495 | 873.712 | 29.099.207 | (24.701.137) | - | (24.701.137) | 1.280.939 | (1.622.171) | (341.232) | (594.259) | (935.491) |
| Inversora Dock Sud S.A. | separado | 27.292.922 | 72.509.101 | 99.802.023 | (19.318.481) | (15.583.458) | (34.901.939) | 61.606.091 | (85.732.579) | (24.126.488) | 6.343.207 | (17.783.281) |
| Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C. | Consolidado | 43.338.830 | 80.059.964 | 123.398.794 | (13.222.522) | (47.895.051) | (61.117.573) | 50.857.810 | (41.771.609) | 9.086.201 | 4.030.841 | 13.117.042 |
| Inversiones Sudamerica Ltda. | Consolidado | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Grupo Distritima | Consolidado | 142.931.833 | 587.886.652 | 730.818.485 | (165.061.351) | (271.208.225) | (436.269.576) | 478.726.757 | (418.154.678) | 60.572.081 | 14.254.102 | 74.826.183 |
| Grupo Endesa Chile | Consolidado | 1.038.057.560 | 6.199.614.341 | 7.237.671.901 | (1.392.737.593) | (2.317.336.887) | (3.710.074.480) | 2.489.226.087 | (1.870.253.340) | 618.972.747 | (98.578.089) | 520.394.658 |
| Grupo Enel Brasil S.A. | Consolidado | 854.733.662 | 2.303.014.999 | 3.157.748.661 | (481.334.130) | (959.822.163) | (1.441.156.293) | 2.269.559.959 | (2.058.056.356) | 211.503.603 | 23.085.739 | 234.589.342 |
| Grupo Generandes Perú | Consolidado | 121.446.538 | 816.077.565 | 937.524.103 | (95.676.185) | (275.049.420) | (370.725.605) | 353.847.452 | (242.497.338) | 111.350.114 | 23.990.135 | 135.340.289 |
| Grupo Endesa Argentina | Consolidado | 56.074.841 | 297.050.238 | 353.125.079 | (140.459.888) | (101.749.459) | (242.209.347) | 105.281.293 | (48.769.700) | 56.511.593 | (5.660.609) | 50.850.984 |
| Grupo Inversiones GasAtacama Holding Ltda. | Consolidado | 197.276.197 | 216.893.717 | 414.169.914 | (29.892.670) | (45.037.585) | (74.930.255) | 179.474.707 | (150.110.180) | 29.364.528 | 51.288.697 | 80.653.225 |

| | 31-12-2013 | | | | | | | | | | | |
|---|---------------------|------------------------|---------------------------|-------------------|------------------------|---------------------------|-------------------|-------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------------|------------------------------|
| | Estados financieros | Activos Corrientes M\$ | Activos No Corrientes M\$ | Total Activos M\$ | Pasivos Corrientes M\$ | Pasivos No Corrientes M\$ | Total Pasivos M\$ | Ingresos Ordinarios M\$ | Costos Ordinarios M\$ | Ganacia (Perdida) M\$ | Otro resultado integral M\$ | Resultado integral total M\$ |
| Grupo Chilectra S.A. | consolidado | 192.097.250 | 1.210.687.971 | 1.402.785.221 | (228.651.498) | (43.735.685) | (272.387.183) | 975.023.630 | (748.871.802) | 226.151.828 | (25.343.002) | 200.808.826 |
| Grupo Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda. | consolidado | 28.152.699 | 38.156.192 | 66.308.891 | (3.943.277) | (460.705) | (4.403.982) | 17.631.676 | (6.884.221) | 8.947.455 | (13.924) | 8.933.531 |
| ICT Servicios Informáticos Ltda. | separado | 4.335.716 | 230.392 | 4.566.108 | (3.866.062) | (598.655) | (4.464.717) | 5.445.388 | (6.687.243) | (1.241.856) | (39.029) | (1.280.885) |
| Inversiones Distribilma S.A. | separado | 24.511.831 | 45.211.675 | 69.723.506 | (365.284) | - | (365.284) | 9.804.331 | - | 9.804.331 | 323.264 | 10.127.595 |
| Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. | separado | 97.291.243 | 487.752.640 | 585.043.883 | (135.168.908) | (213.494.034) | (348.662.942) | 414.816.662 | (364.303.365) | 50.513.297 | 1.702.924 | 52.216.221 |
| Empresa Nacional de Electricidad S.A. | separado | 599.190.333 | 3.270.781.264 | 3.869.971.597 | (658.181.692) | (697.429.550) | (1.355.611.242) | 1.047.707.545 | (785.327.837) | 262.379.708 | (60.871.034) | 201.508.674 |
| Endesa Eco S.A. | separado | - | - | - | - | - | - | 48.938.968 | (24.522.864) | 24.416.104 | (15.989) | 24.400.115 |
| Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. | separado | 33.988.505 | 217.379.509 | 251.368.014 | (35.867.416) | (41.936.800) | (77.804.216) | 192.839.780 | (78.347.987) | 114.491.793 | (13.866) | 114.477.927 |
| Compañía Eléctrica San Isidro S.A. | separado | - | - | - | - | - | - | 211.140.517 | (157.918.033) | 53.222.484 | - | 53.222.484 |
| Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. | separado | 74.282.837 | 428.366.270 | 502.649.107 | (173.508.052) | (25.716.898) | (199.224.950) | 74.083.557 | (66.581.674) | 7.501.883 | 5.793 | 7.507.676 |
| Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A. | separado | 12.248.481 | 10.007.004 | 22.255.485 | (3.182.462) | (4.599.826) | (7.782.288) | 10.301.994 | (4.155.242) | 6.146.752 | 9.435 | 6.156.187 |
| Endesa Argentina S.A. | separado | 1.796.454 | 47.229.473 | 49.025.927 | (811.271) | - | (811.271) | 2.541.610 | - | 2.541.610 | (8.696.980) | (6.155.370) |
| Endesa Costanera S.A. | separado | 30.153.983 | 112.614.109 | 142.768.092 | (162.244.700) | (9.452.339) | (171.697.039) | 94.887.720 | (118.255.734) | (23.368.015) | 7.442.633 | (15.925.382) |
| Hidroeléctrica El Chocón S.A. | separado | 14.903.801 | 132.833.441 | 147.737.242 | (21.069.801) | (45.717.551) | (66.787.352) | 36.686.734 | (25.681.727) | 11.005.007 | (16.110.208) | (5.105.201) |
| Emgesa S.A. E.S.P. | separado | 321.051.970 | 1.707.315.179 | 2.028.367.149 | (229.533.581) | (864.631.943) | (1.094.165.524) | 639.770.439 | (408.981.567) | 230.788.872 | 8.255.648 | 239.044.520 |
| Generandes Perú S.A. | separado | 214.375 | 202.971.423 | 203.185.798 | (10.853) | - | (10.853) | 33.470.743 | - | 33.470.743 | 450.172 | 33.920.915 |
| Edegel S.A. | separado | 97.736.569 | 678.847.873 | 776.584.442 | (98.497.242) | (220.222.435) | (318.719.677) | 256.345.889 | (175.933.003) | 80.412.886 | (6.517.312) | 73.895.574 |
| Chinango S.A.C. | separado | 7.048.693 | 104.913.830 | 111.962.523 | (11.790.622) | (36.119.840) | (47.910.462) | 27.707.823 | (17.541.290) | 10.166.533 | (1.599.071) | 8.567.462 |
| Enel Brasil S.A. S.A. | separado | 344.196.221 | 705.840.306 | 1.050.036.527 | (126.688.865) | (6.740.678) | (133.429.543) | 164.810.727 | - | 164.810.727 | (30.300.516) | 134.510.211 |
| Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A. | separado | 75.478.418 | 138.518.318 | 213.996.736 | (38.792.313) | (20.323.740) | (59.116.053) | 168.871.371 | (128.522.514) | 40.348.857 | (5.549.822) | 34.799.035 |
| Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A. | separado | 37.111.472 | 98.093.370 | 135.204.842 | (10.185.205) | (1.740.968) | (11.926.173) | 117.445.188 | (31.295.855) | 86.149.333 | 313.842 | 86.463.175 |
| Compañía de Interconexión Energética S.A. | separado | 27.403.174 | 229.743.261 | 257.146.435 | (104.368.046) | (4.803.839) | (109.171.885) | 63.688.186 | (39.697.135) | 24.001.050 | (6.393.291) | 17.607.759 |
| Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. | separado | 16.026.611 | 3.663.555 | 19.690.166 | (6.912.346) | (17.396.804) | (23.309.150) | 2.088.071 | (6.955.882) | (4.867.810) | 379.587 | (4.488.223) |
| Compañía Energética Do Ceará S.A. | separado | 159.243.822 | 631.616.602 | 789.860.424 | (141.369.115) | (250.012.379) | (391.381.494) | 688.980.884 | (647.611.232) | 41.369.652 | (18.395.749) | 22.973.903 |
| EN-Brasil Comercio e Serviços S.A. | separado | 4.933.651 | 914.231 | 5.847.882 | (3.967.856) | - | (3.967.856) | 6.569.786 | (6.089.559) | 4.890.227 | 26.752 | 1.506.979 |
| Ampla Energía E Serviços S.A. | separado | 254.893.771 | 1.022.078.672 | 1.276.972.443 | (168.894.084) | (499.364.121) | (668.258.205) | 947.892.717 | (822.029.094) | 125.863.623 | (9.250.845) | 116.612.778 |
| Ampla Investimentos E Serviços S.A. | separado | - | - | - | - | - | - | 8.249.870 | - | 8.249.870 | (451.416) | 7.798.454 |
| Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. | separado | 286.638.433 | 960.495.650 | 1.247.134.083 | (289.883.521) | (345.076.633) | (634.960.154) | 852.871.077 | (709.181.303) | 143.689.773 | 4.350.533 | 148.040.306 |
| Inversora Codensa S.A. | separado | 917 | 77 | 994 | (44) | - | (44) | - | (42) | (42) | 3 | (39) |
| Empresa Distribuidora Sur S.A. | separado | 217.226.659 | 284.576.650 | 501.803.309 | (446.887.893) | (26.488.657) | (473.376.550) | 528.653.054 | (430.477.002) | 98.176.052 | 24.223 | 98.200.275 |
| Generalilma, S.A.C. | separado | 1.090.863 | 42.451.799 | 43.542.662 | (10.035.149) | (6.827.226) | (16.862.375) | - | (1.100.914) | (1.100.914) | 10.310 | (1.090.604) |
| Endesa Comsa, S.A. | separado | 31.020.655 | 838.346 | 31.859.001 | (28.525.440) | - | (28.525.440) | 2.162.235 | - | 1.841.541 | 320.694 | (1.084.299) |
| Inversora Dock Sud, S.A. | separado | 31.153.011 | 67.474.318 | 98.627.329 | (123.350.919) | (14.217.920) | (137.568.839) | 59.138.823 | (96.085.921) | (36.947.097) | 2.690.752 | (34.256.345) |
| Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C. | Consolidado | 33.336.208 | 76.556.547 | 109.892.755 | (11.319.405) | (48.505.916) | (59.825.321) | 41.508.299 | (38.031.891) | 3.476.408 | 721.173 | 4.197.581 |
| Inversiones Sudamerica Ltda. | Consolidado | - | - | - | - | - | - | - | (7.218.564) | (7.218.564) | - | (7.218.564) |
| Grupo Distribilma | Consolidado | 106.049.490 | 487.752.640 | 593.802.130 | (119.780.608) | (213.494.034) | (333.274.642) | 414.812.404 | (363.745.500) | 51.066.904 | 1.916.667 | 52.983.571 |
| Grupo Endesa Chile | Consolidado | 965.431.655 | 5.796.693.181 | 6.762.124.836 | (1.238.391.437) | (1.935.919.411) | (3.174.310.848) | 2.030.087.252 | (1.466.581.016) | 563.506.237 | (76.757.984) | 486.748.253 |
| Grupo Enel Brasil S.A. | Consolidado | 828.001.927 | 2.190.312.917 | 3.018.314.844 | (507.172.891) | (783.155.303) | (1.290.328.194) | 1.874.232.656 | (1.551.684.154) | 322.548.501 | (53.797.667) | 268.750.834 |
| Grupo Generandes Perú | Consolidado | 104.859.262 | 773.401.182 | 878.260.444 | (110.158.341) | (256.342.274) | (366.500.615) | 283.613.705 | (200.901.785) | 82.711.920 | (9.871.336) | 72.840.584 |
| Grupo Endesa Argentina | Consolidado | 46.120.168 | 251.298.793 | 297.418.961 | (183.232.544) | (54.121.669) | (237.354.213) | 131.443.285 | (141.303.392) | (9.860.108) | (10.906.856) | (20.766.964) |

41. HECHOS POSTERIORES.

ENERSIS

- Con fecha 20 de enero de 2015, se informó en carácter de hecho esencial, lo siguiente:

Con fecha 20 de enero de 2015, el Gerente General, don Luigi Ferraris, ha presentado su renuncia a dicho cargo mediante carta dirigida al Presidente del Directorio de la Compañía. Dicha renuncia se funda en razones de índole familiar y tendrá efecto a contar del día 29 de enero de 2015. En una próxima sesión, el Directorio procederá a designar un reemplazante.

Los informes señalados fueron solicitados por los mencionados órganos societarios de la Compañía, con ocasión del estudio de una eventual operación entre partes relacionadas, en adelante, la Operación.

- Con fecha 29 de enero de 2015, se informó en carácter de hecho esencial que en sesión de Directorio celebrada con fecha 29 de enero de 2015, el Directorio de la Sociedad por la unanimidad de sus miembros nombró como Gerente General de la Sociedad, a don Luca D'Agnese, en sustitución de don Luigi Ferraris, quien presentó la renuncia a su cargo el pasado 20 enero, tal como se informó mediante hecho esencial de la Compañía de esa misma fecha.

- Con fecha 29 de enero de 2015, se informó que en sesión de Directorio celebrada con fecha de hoy, el Directorio de la Sociedad, por la unanimidad de sus miembros, acordó informar en carácter de hecho esencial lo siguiente:

a.- Evaluación de la inversión en el Proyecto Hidroaysén.

En mayo de 2014, el Comité de Ministros revocó la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto Hidroaysén en el que participa nuestra filial Endesa Chile. Como es de público conocimiento esta decisión ha sido recurrida ante los tribunales de Valdivia y Santiago. Recientemente, el 28 de enero, se tomó conocimiento que se ha denegado parcialmente la solicitud de derechos de agua realizada por parte de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A., en adelante "Hidroaysén" en el año 2008.

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

Sin embargo, en la situación actual, existe incertidumbre sobre la recuperabilidad de la inversión realizada hasta ahora en Hidroaysén ya que depende tanto de decisiones judiciales como de definiciones sobre materias de la agenda de energía que hoy no se está en condiciones de prever, por lo que la inversión no se encuentra en el portafolio de proyectos inmediatos de Endesa. En consecuencia, la filial Endesa Chile ha decidido registrar una provisión por el deterioro de su participación en Hidroaysén S.A. por un monto de 69.066 millones de pesos (aproximadamente US\$ 121 millones), que afecta el resultado neto de Endesa Chile del ejercicio 2014.

Los efectos financieros y contables que tendrá para Enersis la provisión de deterioro de Endesa Chile sobre su participación en Hidroaysén resultan en un cargo al resultado neto de Enersis por \$ 41.426 millones (aproximadamente US\$ 73 millones).

b.- Evaluación del Proyecto Punta Alcalde.

El proyecto Punta Alcalde de nuestra filial Endesa Chile cuenta con Resolución de Calificación Ambiental (RCA) aprobada para el proyecto de generación (ratificado con condiciones por la Corte Suprema en enero 2014). Para completar su tramitación ambiental, es necesario contar con la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) asociado a la línea de transmisión, actualmente en proceso.

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

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

Los efectos financieros y contables que tendrá para Enersis la provisión de deterioro en Endesa Chile sobre el proyecto Punta Alcalde, resultan de cargar el valor no recuperable de los activos por 12.582 millones de pesos, antes de impuestos (aproximadamente US\$ 22 millones), con un efecto neto en los resultados de Enersis correspondientes al ejercicio 2014 por 5.509 millones (aproximadamente US\$ 10 millones).

c.- Transacción con Consorcio SES – Tecnimont.

Con fecha de hoy, el Directorio de nuestra filial Endesa Chile ha aceptado y aprobado el documento denominado “Transacción, Finiquito y Cancelación Condicionales”, en adelante la Transacción, por el cual Endesa Chile y las empresas Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile y Compañía Limitada; Tecnimont SpA; Tecnimont do Brasil Construcao e Administracao de Projetos Ltda.; Slovenske Energeticke Strojarnje a.s.(“SES”); e “Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada”, en adelante todos colectivamente denominados el “Consortio” ponen término al arbitraje iniciado por Endesa Chile ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (CCI) en relación con el cumplimiento de las obligaciones pactadas por el Consortio al amparo del Contrato Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina y se otorgan un amplio finiquito recíproco de las obligaciones generadas al amparo de dicho contrato. La aceptación y aprobación del Directorio de Endesa Chile de la Transacción, se ha acordado en la medida que se cumplan debida y oportunamente las condiciones suspensivas que se pactan en dicho instrumento, entre las cuales se cuenta que todos y cada uno de los directorios y/u órganos de administración de las sociedades que conforman el Consortio hayan aceptado y aprobado expresamente los términos de la Transacción y todos sus elementos de su esencia, naturaleza y meramente accidentales.

Como consecuencia de la Transacción, los efectos financieros para Enersis corresponden al reconocimiento de una mayor inversión de US\$ 125 millones.

ENDESA

- Con fecha 9 de Enero de 2015, Empresa Nacional de Electricidad S.A. y su filial Compañía Eléctrica de Tarapacá S.A concretaron la venta, a Temsa Fondo de Inversión Privado, del 100% de sus participaciones en Sociedad Concesionaria Túnel El melón S.A.. El precio de la transacción ascendió a M\$ 25.000.000 y como resultado de esta operación el Grupo Endesa Chile reconocerá en 2015 una utilidad neta de aproximadamente M\$ 4.207.150.

- En mayo de 2014 el Comité de Ministros revocó la RCA del proyecto Hidroaysén. Como es de público conocimiento esta decisión ha sido recurrida ante los tribunales de Valdivia y Santiago. Recientemente, el 28 de enero, Endesa Chile tomó conocimiento que se ha denegado parcialmente la solicitud de derechos de agua realizada por parte de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A., en adelante “Hidroaysén” en el año 2008.

Endesa Chile manifiesta su voluntad de continuar defendiendo los derechos de agua y la calificación ambiental otorgada al proyecto en las instancias que corresponda, continuando las acciones judiciales ya iniciadas o implementando nuevas acciones administrativas o judiciales tendientes a este fin. Endesa Chile mantiene el convencimiento que los recursos hidráulicos de la región de Aysén son importantes para el desarrollo energético del país.

Sin embargo, en la situación actual, existe incertidumbre sobre la recuperabilidad de la inversión realizada hasta ahora en Hidroaysén ya que depende, tanto de decisiones judiciales como de definiciones sobre materias de la agenda de energía que hoy no estamos en condiciones de prever. El proyecto no se encuentra en el portafolio de proyectos inmediatos de Endesa.

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

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

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

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

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

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

Con fecha 29 de enero de 2013 se informó a esa Superintendencia, en carácter de hecho esencial, que Endesa Chile había sido notificada por parte de la Secretaría Técnica de la citada Corte, que los integrantes del Consorcio, por separado habían procedido a contestar la solicitud de arbitraje de Endesa Chile que contenía sus pretensiones y que junto con ello habían demandado reconventionalmente a Endesa Chile por un monto de US\$ MM 1.294, en el caso de las empresas Tecnimont y por un monto de US\$ MM 15, en el caso de las empresas SES.

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

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

No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 1 de octubre de 2014 y la fecha de emisión de los estados financieros.



ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS:

Este anexo es parte de la nota 2.4 “Entidades filiales”.
Corresponden a porcentajes de control.

| Rut | Sociedad (Por orden alfabético) | Moneda Funcional | % Participación a 31/12/2014 | | | % Participación a 31/12/2013 | | | Tipo de relación | País | Actividad |
|--------------|---|---------------------|------------------------------|-----------|---------|------------------------------|-----------|---------|------------------|----------------|--|
| | | | Directo | Indirecto | Total | Directo | Indirecto | Total | | | |
| 96.773.290-7 | Aguas Santiago Poniente S.A. (5) | Peso Chileno | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 78,88% | 78,88% | Filial | Chile | Servicios Sanitarios |
| Extranjero | Ampla Energia E Serviços S.A. | Real | 13,68% | 85,95% | 99,63% | 13,68% | 85,95% | 99,63% | Filial | Brasil | Producción, Transporte Y Distribución de Energía Eléctrica |
| Extranjero | Atacama Finance Co (3) | Dólar | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | Filial | Islands Cayman | Sociedad Financiera |
| Extranjero | Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A. | Real | 0,00% | 99,61% | 99,61% | 0,00% | 99,61% | 99,61% | Filial | Brasil | Generación y Comercialización de Energía Eléctrica |
| Extranjero | Central Dock Sud, S.A. | Peso Argentino | 0,00% | 69,99% | 69,99% | 0,00% | 69,99% | 69,99% | Filial | Argentina | Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica |
| 76.003.204-2 | Central Eólica Canela S.A. | Peso Chileno | 0,00% | 75,00% | 75,00% | 0,00% | 75,00% | 75,00% | Filial | Chile | Promoción y Desarrollo Proyectos de Energía Renovables |
| Extranjero | Central Generadora Termoelectrica Fortaleza S.A. | Real | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Brasil | Desarrollo de un Proyecto de Generación Termoelectrica |
| 99.573.910-0 | Chilectra Inversud S.A. | Peso Chileno | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Chile | Sociedad de Cartera |
| 96.800.570-7 | Chilectra S.A. | Peso Chileno | 99,08% | 0,01% | 99,09% | 99,08% | 0,01% | 99,09% | Filial | Chile | Participación en Empresas de cualquier naturaleza |
| Extranjero | Chinango S.A.C. | Nuevos Soles | 0,00% | 80,00% | 80,00% | 0,00% | 80,00% | 80,00% | Filial | Perú | Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica |
| Extranjero | Compañía de Interconexión Energética S.A. | Real | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Brasil | Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica |
| Extranjero | Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. | Peso Argentino | 0,00% | 99,99% | 99,99% | 0,00% | 99,99% | 99,99% | Filial | Argentina | Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica |
| Extranjero | Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A. | Peso Colombiano | 12,47% | 36,01% | 48,48% | 12,47% | 36,01% | 48,48% | Filial | Colombia | Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica |
| 96.770.940-9 | Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. | Peso Chileno | 3,78% | 96,21% | 99,99% | 3,78% | 96,21% | 99,99% | Filial | Chile | Ciclo Completo Energía Eléctrica |
| Extranjero | Compañía Energética Do Ceará S.A. | Real | 15,18% | 58,87% | 74,05% | 0,00% | 58,87% | 58,87% | Filial | Brasil | Ciclo Completo de Energía Eléctrica |
| 96.764.840-K | Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A. (5) | Peso Chileno | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 55,00% | 55,00% | Filial | Chile | Construcción e Instalaciones |
| Extranjero | Distrilec Inversora S.A. | Peso Argentino | 27,19% | 24,31% | 51,50% | 27,19% | 24,31% | 51,50% | Filial | Argentina | Sociedad de Cartera |
| Extranjero | Edegel S.A.A | Nuevos Soles | 0,00% | 83,60% | 83,60% | 0,00% | 83,60% | 83,60% | Filial | Perú | Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica |
| Extranjero | Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C. | Nuevos Soles | 80,00% | 20,00% | 100,00% | 80,00% | 20,00% | 100,00% | Filial | Perú | Sociedad de Cartera |
| Extranjero | Emgesa S.A. E.S.P. | Peso Colombiano | 21,60% | 26,87% | 48,47% | 21,60% | 26,87% | 48,47% | Filial | Colombia | Generación de Energía Eléctrica. |
| Extranjero | Emgesa Panama S.A. | Dólar | 0,00% | 26,87% | 26,87% | 0,00% | 26,87% | 26,87% | Filial | Panamá | Compra/Venta de Energía Eléctrica |
| Extranjero | Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A | Nuevos Soles | 35,02% | 64,98% | 100,00% | 35,02% | 64,98% | 100,00% | Filial | Perú | Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica |
| Extranjero | Empresa Distribuidora Sur S.A. | Peso Argentino | 16,02% | 83,43% | 99,45% | 16,02% | 83,43% | 99,45% | Filial | Argentina | Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica |
| 96.783.910-8 | Empresa Eléctrica de Colina Ltda. | Peso Chileno | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Chile | Ciclo Completo de Energía y Materiales Afines |
| Extranjero | Empresa Eléctrica de Piura, S.A. | Nuevos Soles | 0,00% | 96,50% | 96,50% | 0,00% | 96,50% | 96,50% | Filial | Perú | |
| 96.504.980-0 | Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. | Peso Chileno | 0,00% | 92,65% | 92,65% | 0,00% | 92,65% | 92,65% | Filial | Chile | Ciclo Completo Energía Eléctrica |
| 91.081.000-6 | Empresa Nacional de Electricidad S.A | Peso Chileno | 59,98% | 0,00% | 59,98% | 59,98% | 0,00% | 59,98% | Filial | Chile | Ciclo Completo Energía Eléctrica |
| Extranjero | Endesa Argentina S.A. | Peso Argentino | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Argentina | Sociedad de Cartera |
| Extranjero | Enel Brasil S.A. | Real | 50,09% | 49,91% | 100,00% | 50,09% | 49,91% | 100,00% | Filial | Brasil | Sociedad de Cartera |
| Extranjero | Endesa Cernsa S.A. | Peso Argentino | 55,00% | 45,00% | 100,00% | 55,00% | 45,00% | 100,00% | Filial | Argentina | Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica |



| Rut | Sociedad (Por orden alfabético) | Moneda Funcional | % Participación a 31/12/2014 | | | % Participación a 31/12/2013 | | | Tipo de relación | País | Actividad |
|--------------|---|---------------------|------------------------------|-----------|---------|------------------------------|-----------|---------|------------------|----------------|---|
| | | | Directo | Indirecto | Total | Directo | Indirecto | Total | | | |
| Extranjero | Endesa Costanera S.A. | Peso Argentino | 0,00% | 69,76% | 69,76% | 0,00% | 69,76% | 69,76% | Filial | Argentina | Generación y Comercialización de Electricidad |
| Extranjero | En-Brasil Comercio e Servicios S.A. | Real | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Brasil | Prestación de servicios en general para el sector de energía eléctrica y otros. |
| Extranjero | Eólica Fazenda Nova-geracao e Comercializacao de Energia S.A. | Real | 0,00% | 99,95% | 99,95% | 0,00% | 99,95% | 99,95% | Filial | Brasil | La generación, transmisión, distribución y comercialización de energía. |
| Extranjero | Energex Co (3) | Dólar | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | Filial | Islands Cayman | Sociedad de Cartera |
| 76.014.570-K | Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) | Dólar | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 50,00% | 50,00% | Filial | Chile | Transporte de Gas Natural |
| 96.830.980-3 | GasAtacama S.A. | Dólar | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | Filial | Chile | Explotación, Generación, Transmisión, Distribución de Energía Eléctrica y Gas Natural |
| 78.932.860-9 | GasAtacama Chile S.A. | Dólar | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | Filial | Chile | Administración de Sociedades |
| 77.032.280-4 | Gasoducto TalTal S.A. | Peso Chileno | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | Filial | Chile | Transporte, Comercialización y Distribución de Gas Natural |
| 78.952.420-3 | Gasoducto Atacama Argentina S.A. | Dólar | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | Filial | Chile | Explotación de Transporte de Gas Natural |
| Extranjero | Generalima, S.A.C. | Nuevos Soles | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | Filial | Perú | Sociedad de Cartera |
| Extranjero | Generandes Perú S.A. (2) | Nuevos Soles | 39,00% | 61,00% | 100,00% | 0,00% | 61,00% | 61,00% | Filial | Perú | Sociedad de Cartera |
| 76.676.750-8 | GNL Norte S.A. | Peso Chileno | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | Filial | Chile | Producción, Transporte y Distribución de Energía y Combustible |
| Extranjero | Hidroeléctrica El Chocón S.A. | Peso Argentino | 0,00% | 67,67% | 67,67% | 0,00% | 67,67% | 67,67% | Filial | Argentina | Producción y Comercialización de Energía Eléctrica |
| Extranjero | Hidroinvest S.A. | Peso Argentino | 0,00% | 96,09% | 96,09% | 0,00% | 96,09% | 96,09% | Filial | Argentina | Sociedad de Cartera |
| 76.107.186-6 | Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda. (4) | Peso Chileno | 99,00% | 1,00% | 100,00% | 99,00% | 1,00% | 100,00% | Filial | Chile | Servicios Informáticos |
| Extranjero | Ingendes do Brasil Ltda. | Real | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Brasil | Consultora de Ingeniería de Proyectos |
| 79.913.810-7 | Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda. (4) | Peso Chileno | 99,99% | 0,00% | 99,99% | 99,99% | 0,00% | 99,99% | Filial | Chile | Construcciones y Obras |
| Extranjero | Inversiones Distrilima S.A. | Nuevos Soles | 34,99% | 50,21% | 85,20% | 34,99% | 50,21% | 85,20% | Filial | Perú | Sociedad de Cartera |
| Extranjero | Inversora Dock Sud, S.A. | Peso Argentino | 57,14% | 0,00% | 57,14% | 57,14% | 0,00% | 57,14% | Filial | Argentina | Sociedad de Cartera |
| Extranjero | Inversora Codensa S.A.S. | Peso Colombiano | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Colombia | Inversión en Actividades de Servicios Públicos Domiciliarios de Energía |
| 96.800.460-3 | Luz Andes Ltda. | Peso Chileno | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Chile | Transporte, Distribución y Venta de Energía y Combustibles |
| 96.905.700-K | Progas S.A. | Peso Chileno | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | Filial | Chile | Adquisición, Producción, Transporte y Distribución Comercial de Gas Natural |
| 77.047.280-6 | Sociedad Agrícola de Cameros Ltda. | Peso Chileno | 0,00% | 57,50% | 57,50% | 0,00% | 57,50% | 57,50% | Filial | Chile | Inversiones Financieras |
| 96.671.360-7 | Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. | Peso Chileno | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Chile | Ejecución, Construcción y Explotación del Túnel El Melón |
| Extranjero | Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. | Peso Colombiano | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | Filial | Colombia | La inversión, construcción y mantenimiento de muelles y puertos públicos o privados. |
| Extranjero | Southern Cone Power Argentina S.A. | Peso Argentino | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Argentina | Sociedad de Cartera |
| Extranjero | Transportadora de Energía S.A. | Peso Argentino | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Argentina | Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica |

- (1) Con fecha 22 de abril de 2014, Endesa Chile adquirió el 50% adicional de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Limitada, (Ver nota 5).
- (2) Con fecha 3 de septiembre de 2014 Enersis adquirió el 100% de los derechos sociales de las sociedades Inkia Holdings (Acter) Limited, Southern Cone Power Ltd., Latin American Holding I Ltd., Latin American Holding II Ltd. y Southern Cone Power Perú S.A.A.. Con fecha 31 de diciembre de 2014 Inkia Holdings fue fusionada con Generandes Perú S.A., absorbiendo esta última a todas las compañías del Grupo Inkia.
- (3) Con fecha 17 de septiembre de 2014 las compañías Atacama Finance Co y Energex Co fueron disueltas.
- (4) Con fecha 31 de diciembre de 2014, Inmobiliaria Manso de Velasco fue fusionada con ICT, siendo esta última sociedad la continuadora legal con el nombre de Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.
- (5) Con fecha 30 de diciembre de 2014 se vendieron las sociedades Aguas Santiago Poniente S.A. y Constructora y Proyectos los Maitenes S.A..

ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN:

Este anexo es parte de la nota 2.4.1 “Variaciones del perímetro de consolidación”.

Incorporación al perímetro de consolidación:

| Sociedad | % Participación | | | | % Participación | | | |
|--------------------------------------|----------------------------|-----------|---------|----------------------|----------------------------|-----------|---------|----------------------|
| | al 31 de diciembre de 2014 | | | | al 31 de diciembre de 2013 | | | |
| | Directo | Indirecto | Total | Método Consolidación | Directo | Indirecto | Total | Método Consolidación |
| Central Dock Sud, S.A. | | | | | 0,00% | 69,99% | 69,99% | Integración global |
| Cono Sur Participaciones, S.L.U. | | | | | 100,00% | 0,00% | 100,00% | Integración global |
| Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C. | | | | | 80,00% | 20,00% | 100,00% | Integración global |
| Empresa Eléctrica de Piura, S.A. | | | | | 0,00% | 96,50% | 96,50% | Integración global |
| Endesa Cemsa S.A. | | | | | 100,00% | 0,00% | 100,00% | Integración global |
| Generalima, S.A.C. | | | | | 100,00% | 0,00% | 100,00% | Integración global |
| Inversora Dock Sud, S.A. | | | | | 57,14% | 0,00% | 57,14% | Integración global |
| Inversiones Sudamerica Ltda. | | | | | 100,00% | 0,00% | 100,00% | Integración global |
| Inversiones GasAtacama Holding Ltda. | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Integración global | | | | |
| Atacama Finance Co. (1) | 0,00% | 0,00% | 0,00% | Integración global | | | | |
| Energex Co. (1) | 0,00% | 0,00% | 0,00% | Integración global | | | | |
| GasAtacama S.A. | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Integración global | | | | |
| GasAtacama Chile S.A. | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Integración global | | | | |
| Gasoducto TalTal S.A. | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Integración global | | | | |
| Gasoducto Atacama Argentina S.A. | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Integración global | | | | |
| GNL Norte S.A. | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Integración global | | | | |
| Progas S.A. | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Integración global | | | | |

Ver nota 2.4.1.

(1) Con fecha 17 de septiembre de 2014 las compañías Atacama Finance Co y Energex Co fueron liquidadas.

Exclusiones del perímetro de consolidación:

| Sociedad | % Participación | | | | % Participación | | | |
|--|----------------------------|-----------|--------|----------------------|----------------------------|-----------|-------|----------------------|
| | al 31 de diciembre de 2014 | | | | al 31 de diciembre de 2013 | | | |
| | Directo | Indirecto | Total | Método Consolidación | Directo | Indirecto | Total | Método Consolidación |
| Agua Santiago Poniente S.A. | 0,00% | 78,88% | 78,88% | Integración global | - | - | - | - |
| Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A. | 0,00% | 55,00% | 55,00% | Integración global | - | - | - | - |



ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS:

Este anexo es parte de la nota 3.i "Inversiones contabilizadas utilizando el método de participación".

| Rut | Sociedad (Por orden alfabético) | Moneda Funcional | % Participación al 31/12/2014 | | | % Participación al 31/12/2013 | | | Tipo de relación | País | Actividad |
|--------------|--|---------------------|-------------------------------|-----------|--------|-------------------------------|-----------|--------|---------------------|-----------|--|
| | | | Directo | Indirecto | Total | Directo | Indirecto | Total | | | |
| 96.806.130-5 | Electrogas S.A. | Dólar | 0,00% | 42,50% | 42,50% | 0,00% | 42,50% | 42,50% | Asociada | Chile | Sociedad de Cartera |
| 76.418.940-K | GNL Chile S.A. | Peso Chileno | 0,00% | 33,33% | 33,33% | 0,00% | 33,33% | 33,33% | Asociada | Chile | Promover proyecto para suministro de gas licuado |
| 76.788.080-4 | GNL Quintero S.A. | Dólar | 0,00% | 20,00% | 20,00% | 0,00% | 20,00% | 20,00% | Asociada | Chile | Desarrollo, Diseño, Suministro de un Terminal de Regacificación de Gas Natural Licuado |
| Extranjero | Sacme S.A. | Dólar | 0,00% | 50,00% | 50,00% | 0,00% | 50,00% | 50,00% | Asociada | Argentina | Supervisión y Control Sistema Eléctrico |
| Extranjero | Yacylec S.A. | Peso Argentino | 22,22% | 0,00% | 22,22% | 22,22% | 0,00% | 22,22% | Asociada | Argentina | Transporte de Electricidad |
| 76.652.400-1 | Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. | Peso Chileno | 0,00% | 51,00% | 51,00% | 0,00% | 51,00% | 51,00% | Negocio Conjunto | Chile | Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico |
| 76.041.891-9 | Aysén Transmisión S.A. | Peso Chileno | 0,00% | 51,00% | 51,00% | 0,00% | 51,00% | 51,00% | Negocio Conjunto | Chile | Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico |
| 76.091.595-5 | Aysén Energía S.A. | Peso Chileno | 0,00% | 51,00% | 51,00% | 0,00% | 51,00% | 51,00% | Negocio Conjunto | Chile | Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico |
| Extranjero | Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. | Peso Colombiano | 0,00% | 49,00% | 49,00% | 0,00% | 49,00% | 49,00% | Negocio Conjunto | Colombia | Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica |
| Extranjero | Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. | Peso Colombiano | 0,00% | 49,00% | 49,00% | 0,00% | 49,00% | 49,00% | Negocio Conjunto | Colombia | Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica |
| 76.014.570-K | Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) | Dólar | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 50,00% | 50,00% | Negocio Conjunto | Chile | Transporte de Gas Natural |
| 77.017.930-0 | Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. | Peso Chileno | 0,00% | 50,00% | 50,00% | 0,00% | 50,00% | 50,00% | Negocio Conjunto | Chile | Transporte y Distribución de Energía Eléctrica |

(1) Con fecha 22 de abril de 2014, Endesa Chile adquirió el 50% restante de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Limitada, (Ver nota 5).



c. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

| Rut Deudora | Nombre Empresa Deudora | País Empresa Deudora | Nombre del Acreedor | Tipo de Moneda | Tasa de interés Efectiva | Tasa de interés nominal | 31 de diciembre de 2014 | | | | | | | | | | 31 de diciembre de 2012 | | | | | | | | | | | | | |
|----------------|------------------------|----------------------|----------------------------------|----------------|--------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|--------------------|---------------------|-------------------|--------------------|-------------------|--------------------------|--------------------|-------------------|-------------------|--------------------|---------------------|-------------------|--------------------|---|---|---|---|---|-----------|
| | | | | | | | Corriente | | | | | No Corriente | | | | | Corriente | | | | | No Corriente | | | | | | | | |
| | | | | | | | Menos de 90 días | más de 90 días | Total Corriente | Uno a Dos Años | Dos a Tres Años | Tres a Cuatro Años | Cuatro a Cinco Años | Más de Cinco Años | Total No Corriente | Menos de 90 días | Corriente más de 90 días | Total Corriente | Uno a Dos Años | Dos a Tres Años | Tres a Cuatro Años | Cuatro a Cinco Años | Más de Cinco Años | Total No Corriente | | | | | | |
| Extranjera | Endesa Costanera S.A. | Argentina | Credit Suisse International | | 13,25% | 13,92% | 122.704 | 2.324.204 | 2.446.908 | 1.039.398 | - | - | - | - | - | - | 1.039.398 | 113.672 | 3.229.006 | 3.342.678 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Extranjera | Endesa Costanera S.A. | Argentina | ICB Argentina | \$ Arg | 36,00% | 42,59% | 132.215 | 371.509 | 503.724 | 425.630 | 29.900 | - | - | - | - | - | 455.530 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 91.081.000-€ | Endesa Chile S.A. | Chile | B.P. Paribas | US\$ | 6,33% | 5,98% | 20.269 | 1.020.576 | 1.040.845 | - | - | - | - | - | - | - | - | 28.293 | 921.118 | 949.411 | 892.825 | - | - | - | - | - | - | - | - | 892.825 |
| 91.081.000-€ | Endesa Chile S.A. | Chile | Banco Santander | Ch\$ | 6,00% | 6,00% | 582 | - | 582 | - | - | - | - | - | - | - | - | 7 | - | 7 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 91.081.000-€ | Endesa Chile S.A. | Chile | EDC | US\$ | 1,42% | 1,34% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 378.291 | 378.290 | 756.581 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 91.081.000-€ | Endesa Chile S.A. | Chile | BBVA S.A.NY | US\$ | 1,56% | 0,99% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 436.266 | 105.543.766 | 105.980.032 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Extranjera | H. El Chocón S.A. | Argentina | Deutsche Bank | US\$ | 13,35% | 12,73% | 1.331.375 | 4.844.938 | 6.176.313 | - | - | - | - | - | - | - | - | 1.712.808 | 2.587.169 | 4.299.977 | 820.490 | - | - | - | - | - | - | - | - | 820.490 |
| Extranjera | H. El Chocón S.A. | Argentina | Standard Bank | US\$ | 13,35% | 12,73% | 667.376 | 2.425.364 | 3.092.740 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 857.292 | 1.295.083 | 2.152.375 | 410.356 | - | - | - | - | - | - | - | 410.356 |
| Extranjera | H. El Chocón S.A. | Argentina | Banco Itau | US\$ | 13,35% | 12,73% | 687.484 | 2.459.835 | 3.147.319 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 858.647 | 1.297.369 | 2.156.016 | 410.526 | - | - | - | - | - | - | - | 410.526 |
| Extranjera | H. El Chocón S.A. | Argentina | Banco Itau | \$ Arg | 33,70% | 29,25% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 163.618 | - | 163.618 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Extranjera | H. El Chocón S.A. | Argentina | Banco Macro | \$ Arg | 30,72% | 28,00% | 1.522.852 | - | 1.522.852 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1.511.204 | - | 1.511.204 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Extranjera | H. El Chocón S.A. | Argentina | Banco Santander - Sindicato IV | \$ Arg | 35,26% | 31,36% | 306.765 | 1.185.867 | 1.492.632 | 1.023.289 | - | - | - | - | - | - | - | - | 1.023.289 | 316.184 | 1.054.829 | 1.371.013 | 1.621.376 | 1.140.227 | - | - | - | - | - | 2.761.603 |
| Extranjera | H. El Chocón S.A. | Argentina | Banco Itau - Sindicato IV | \$ Arg | 35,26% | 31,36% | 273.493 | 1.057.510 | 1.331.003 | 912.706 | - | - | - | - | - | - | - | - | 912.706 | 282.011 | 940.860 | 1.222.871 | 1.446.280 | 1.017.149 | - | - | - | - | - | 2.463.429 |
| Extranjera | H. El Chocón S.A. | Argentina | Banco Galicia - Sindicato IV | \$ Arg | 35,26% | 31,36% | 262.403 | 1.014.727 | 1.277.130 | 875.846 | - | - | - | - | - | - | - | - | 875.846 | 279.612 | 902.848 | 1.173.460 | 1.387.893 | 976.117 | - | - | - | - | - | 2.364.010 |
| Extranjera | H. El Chocón S.A. | Argentina | Banco Hipotecario - Sindicato IV | \$ Arg | 35,26% | 31,36% | 86.271 | 335.251 | 421.522 | 290.454 | - | - | - | - | - | - | - | - | 290.454 | 89.772 | 299.691 | 389.463 | 461.142 | 324.622 | - | - | - | - | - | 785.764 |
| Extranjera | H. El Chocón S.A. | Argentina | Banco Ciudad - Sindicato IV | \$ Arg | 35,26% | 31,36% | 34.894 | 135.536 | 170.430 | 117.383 | - | - | - | - | - | - | - | - | 117.383 | 36.008 | 120.377 | 156.385 | 185.639 | 130.955 | - | - | - | - | - | 316.594 |
| Extranjera | H. El Chocón S.A. | Argentina | ICB Argentina | \$ Arg | 35,26% | 31,36% | 340.037 | 1.314.222 | 1.654.259 | 1.133.871 | - | - | - | - | - | - | - | - | 1.133.871 | 350.354 | 1.168.793 | 1.519.147 | 1.796.466 | 1.263.303 | - | - | - | - | - | 3.059.769 |
| Totales | | | | | | | 17.616.391 | 45.859.907 | 63.476.298 | 68.780.986 | 65.194.217 | 78.955.951 | 36.824.905 | 48.015.897 | 297.771.956 | 27.162.463 | 147.564.051 | 174.726.514 | 45.550.728 | 40.329.118 | 52.203.401 | 62.659.714 | 77.704.695 | 278.447.656 | | | | | | |



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

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

| ACTIVOS | Moneda extranjera | Moneda funcional | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
|---|-------------------|------------------|--------------------|--------------------|
| ACTIVOS CORRIENTES | | | | |
| Efectivo y Equivalentes al Efectivo | | | 334.548.745 | 248.312.155 |
| | Dólar | Peso chileno | 294.009.266 | 232.967.516 |
| | Dólar | Peso Colombiano | 413.009 | 27.448 |
| | Dólar | Nuevo Sol | 28.750.530 | 12.983.279 |
| | Dólar | Peso Argentino | 1.058.646 | 2.333.912 |
| | Peso Argentino | Dólar | 4.206.734 | - |
| | Peso chileno | Dólar | 6.110.560 | - |
| Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente | | | 14.039.935 | 28.384.147 |
| | Dólar | Peso chileno | 14.039.935 | 28.384.147 |
| Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios | | | 348.588.680 | 276.696.302 |
| TOTAL ACTIVOS CORRIENTES | | | 348.588.680 | 276.696.302 |
| ACTIVOS NO CORRIENTES | | | | |
| Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación | | | 61.063.049 | 172.322.119 |
| | Dólar | Peso chileno | 27.794.762 | 138.667.415 |
| | Peso colombiano | Peso chileno | 32.795.615 | 33.083.016 |
| | Peso argentino | Peso chileno | 472.672 | 571.688 |
| Plusvalía | | | 439.500.128 | 395.020.857 |
| | Real | Nuevo Sol | 8.527.161 | 8.287.322 |
| | Real | Peso chileno | 258.398.340 | 242.896.782 |
| | Peso Colombiano | Peso chileno | 11.045.730 | 11.786.530 |
| | Nuevo Sol | Peso chileno | 135.136.616 | 125.059.831 |
| | Peso Argentino | Peso chileno | 6.220.966 | 6.990.392 |
| | Dólar | Peso chileno | 20.171.315 | - |
| TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES | | | 500.563.177 | 567.342.976 |
| TOTAL ACTIVOS | | | 849.151.857 | 844.039.278 |



| | | 31-12-2014 | | | | | | | | | | 31-12-2013 | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|------------------|--------------------|--------------------|--------------------|-----------------------|-------------------|--------------------|---------------------|--------------------|----------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|-----------------------|--------------------|---------------------|--------------------|--------------------|--|--|
| | | Pasivos corrientes | | | Pasivos no corrientes | | | | | | | Pasivos corrientes | | | Pasivos no corrientes | | | | | | |
| Moneda extranjera | Moneda funcional | Hasta 90 días | de 91 días a 1 año | Total | Uno a Dos Años | Dos a Tres Años | Tres a Cuatro Años | Cuatro a Cinco Años | Más de Cinco Años | Total | Hasta 90 días | de 91 días a 1 año | Total | Uno a Dos Años | Dos a Tres Años | Tres a Cuatro Años | Cuatro a Cinco Años | Más de Cinco Años | Total | | |
| | | M\$ | M\$ | Corriente | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | no Corriente | M\$ | M\$ | Corriente | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | no Corriente | | |
| PASIVOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Otros pasivos financieros corrientes | Dólares | 27.290.627 | 194.911.470 | 222.202.097 | 264.874.981 | 71.011.720 | 60.603.646 | 42.762.853 | 804.987.364 | 1.244.240.564 | 307.747.217 | 255.065.083 | 562.812.300 | 179.215.039 | 204.108.025 | 56.126.213 | 43.717.624 | 460.285.486 | 943.452.387 | | |
| | Dólares | 12.530.333 | 155.604.278 | 168.134.611 | 191.134.280 | 28.196.301 | 28.198.962 | 28.201.795 | 746.470.766 | 1.022.202.104 | 194.815.346 | 234.307.578 | 429.122.924 | 138.273.483 | 157.215.253 | 15.850.647 | 15.847.182 | 413.247.984 | 740.434.549 | | |
| | Dólares | 17.726 | 53.177 | 70.903 | 70.902 | 70.902 | 70.902 | 70.902 | 1.993.373 | 2.276.981 | 441.332 | 7.606.194 | 8.047.526 | 9.100.596 | 4.988.516 | 4.958.105 | 1.243.770 | 2.963.170 | 23.254.157 | | |
| | Dólares | 11.923.154 | 25.181.231 | 37.104.385 | 71.958.836 | 42.073.900 | 31.664.112 | 13.681.372 | 32.636.449 | 192.014.669 | 6.970.851 | 7.926.216 | 14.897.067 | 30.199.588 | 41.904.256 | 35.317.461 | 26.626.672 | 44.074.332 | 178.122.309 | | |
| | Dólares | 2.819.414 | 14.072.784 | 16.892.198 | 1.710.963 | 670.617 | 669.670 | 808.784 | 23.886.776 | 27.746.810 | 105.519.688 | 5.225.095 | 110.744.783 | 1.641.372 | - | - | - | - | 1.641.372 | | |
| TOTAL PASIVOS | | 27.290.627 | 194.911.470 | 222.202.097 | 264.874.981 | 71.011.720 | 60.603.646 | 42.762.853 | 804.987.364 | 1.244.240.564 | 307.747.217 | 255.065.083 | 562.812.300 | 179.215.039 | 204.108.025 | 56.126.213 | 43.717.624 | 460.285.486 | 943.452.387 | | |

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

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

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar:

| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes | Saldo al 31-12-2014 | | | | | | | | | | Total Corriente M\$ | Total No Corriente M\$ |
|--|----------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------------|---------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------------|----------------------|------------------------|
| | Cartera al día M\$ | Morosidad 1-30 días M\$ | Morosidad 31-60 días M\$ | Morosidad 61-90 días M\$ | Morosidad 91-120 días M\$ | Morosidad 121-150 días M\$ | Morosidad 151-180 días M\$ | Morosidad 181-210 días M\$ | Morosidad 211-250 días M\$ | Morosidad superior a 251 días M\$ | | |
| Cuentas comerciales por cobrar bruto | 903.063.886 | 106.894.634 | 39.814.503 | 20.741.774 | 7.150.011 | 7.174.098 | 6.387.883 | 4.538.112 | 3.416.574 | 176.818.179 | 1.275.999.654 | 202.932.480 |
| Provisión de deterioro | (1.280.373) | (8.159.865) | (2.408.150) | (4.038.649) | (2.288.401) | (2.122.945) | (2.003.467) | (1.534.602) | (1.360.517) | (129.904.859) | (155.101.828) | - |
| Otras Cuentas por Cobrar bruto | 568.028.235 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 568.028.235 | 88.709.195 |
| Provisión de deterioro | (7.239.158) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | (7.239.158) | - |
| Total | 1.462.572.590 | 98.734.769 | 37.406.353 | 16.703.125 | 4.861.610 | 5.051.153 | 4.384.416 | 3.003.510 | 2.056.057 | 46.913.320 | 1.681.686.903 | 291.641.675 |

| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes | Saldo al 31-12-2013 | | | | | | | | | | Total Corriente M\$ | Total No Corriente M\$ |
|--|---------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------------|---------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------------|----------------------|------------------------|
| | Cartera al día M\$ | Morosidad 1-30 días M\$ | Morosidad 31-60 días M\$ | Morosidad 61-90 días M\$ | Morosidad 91-120 días M\$ | Morosidad 121-150 días M\$ | Morosidad 151-180 días M\$ | Morosidad 181-210 días M\$ | Morosidad 211-250 días M\$ | Morosidad superior a 251 días M\$ | | |
| Cuentas comerciales por cobrar bruto | 688.559.771 | 84.451.304 | 32.613.952 | 7.862.372 | 6.501.113 | 25.830.569 | 5.393.470 | 3.855.957 | 2.669.480 | 144.514.712 | 1.002.252.700 | 181.381.483 |
| Provisión de deterioro | (825.148) | (14.350.566) | (3.978.738) | (2.686.557) | (2.841.657) | (2.050.077) | (2.205.947) | (1.805.495) | (1.276.773) | (115.125.053) | (147.146.011) | - |
| Otras Cuentas por Cobrar bruto | 284.352.676 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 284.352.676 | 41.664.190 |
| Provisión de deterioro | (9.722.257) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | (9.722.257) | - |
| Total | 962.365.042 | 70.100.738 | 28.635.214 | 5.175.815 | 3.659.456 | 23.780.492 | 3.187.523 | 2.050.462 | 1.392.707 | 29.389.659 | 1.129.737.108 | 223.045.673 |

- Por tipo de cartera:

| Tramos de morosidad | Saldo al 31-12-2014 | | | | | | Saldo al 31-12-2013 | | | | | |
|----------------------|----------------------|----------------------|--------------------|-------------------|---------------------|----------------------|----------------------|--------------------|--------------------|-------------------|---------------------|----------------------|
| | Cartera no repactada | | Cartera repactada | | Total cartera bruta | | Cartera no repactada | | Cartera repactada | | Total cartera bruta | |
| | Número de clientes | Monto bruto M\$ | Número de clientes | Monto bruto M\$ | Número de clientes | Monto bruto M\$ | Número de clientes | Monto bruto M\$ | Número de clientes | Monto bruto M\$ | Número de clientes | Monto bruto M\$ |
| Al día | 10.244.620 | 888.656.332 | 93.327 | 14.407.554 | 10.337.947 | 903.063.886 | 10.181.482 | 675.688.355 | 111.812 | 12.871.416 | 10.293.294 | 688.559.771 |
| Entre 1 y 30 días | 2.101.665 | 101.089.273 | 85.662 | 5.805.361 | 2.187.327 | 106.894.634 | 2.176.060 | 78.924.126 | 89.451 | 5.527.178 | 2.265.511 | 84.451.304 |
| Entre 31 y 60 días | 408.941 | 36.225.884 | 29.281 | 3.588.619 | 438.222 | 39.814.503 | 408.044 | 30.106.897 | 28.598 | 2.507.055 | 436.642 | 32.613.952 |
| Entre 61 y 90 días | 87.712 | 18.833.430 | 23.566 | 1.908.344 | 111.278 | 20.741.774 | 83.717 | 6.311.465 | 23.208 | 1.550.907 | 106.925 | 7.862.372 |
| Entre 91 y 120 días | 58.397 | 5.580.951 | 14.327 | 1.569.060 | 72.724 | 7.150.011 | 58.782 | 5.220.020 | 14.156 | 1.281.093 | 72.938 | 6.501.113 |
| Entre 121 y 150 días | 52.163 | 5.776.635 | 14.132 | 1.397.463 | 66.295 | 7.174.098 | 47.384 | 24.672.166 | 14.022 | 1.158.403 | 61.406 | 25.830.569 |
| Entre 151 y 180 días | 39.113 | 5.103.607 | 9.616 | 1.284.276 | 48.729 | 6.387.883 | 35.463 | 4.004.716 | 9.548 | 1.388.754 | 45.011 | 5.393.470 |
| Entre 181 y 210 días | 24.086 | 3.462.029 | 15.507 | 1.076.083 | 39.593 | 4.538.112 | 20.473 | 2.909.044 | 15.462 | 946.913 | 35.935 | 3.855.957 |
| Entre 211 y 250 días | 20.666 | 2.455.802 | 10.733 | 960.772 | 31.399 | 3.416.574 | 17.899 | 1.904.948 | 10.690 | 764.532 | 28.589 | 2.669.480 |
| Superior a 251 días | 408.132 | 148.793.724 | 18.770 | 28.024.455 | 426.902 | 176.818.179 | 451.967 | 117.675.353 | 19.388 | 26.839.359 | 471.355 | 144.514.712 |
| Total | 13.445.495 | 1.215.977.667 | 314.921 | 60.021.987 | 13.760.416 | 1.275.999.654 | 13.481.271 | 947.417.090 | 336.335 | 54.835.610 | 13.817.606 | 1.002.252.700 |

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

| Cartera protestada y en cobranza judicial | Saldo al 31-12-2014 | | Saldo al 31-12-2013 | |
|--|---------------------|-------------------|---------------------|-------------------|
| | Número de clientes | Monto M\$ | Número de clientes | Monto M\$ |
| Documentos por cobrar protestados | 164.145 | 15.922.688 | 158.928 | 15.316.981 |
| Documentos por cobrar en cobranza judicial (*) | 9.983 | 13.828.106 | 9.149 | 10.640.373 |
| Total | 174.128 | 29.750.794 | 168.077 | 25.957.354 |

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



c) Provisiones y castigos.

| Provisiones y castigos | Saldo al | |
|--------------------------------|-------------------|-------------------|
| | 31-12-2014 | 31-12-2013 |
| | M\$ | M\$ |
| Provisión cartera no repactada | 22.178.152 | 19.629.701 |
| Provisión cartera repactada | 669.988 | 13.924.936 |
| Castigos del período | 19.013.041 | (18.827.998) |
| Recuperos del período | - | - |
| Total | 41.861.181 | 14.726.639 |

d) Número y monto de operaciones.

| Número y monto operaciones | Saldo al | | | |
|---|--|---|--|---|
| | 31-12-2014 | | 31-12-2013 | |
| | Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre | Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual | Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre | Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual |
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Provisión deterioro y recuperos: | | | | |
| Número de operaciones | 1.889.698 | 1.889.698 | 1.850.913 | 2.005.485 |
| Monto de las operaciones | 22.848.140 | 22.848.140 | 5.492.566 | 33.554.637 |



ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES:

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

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

| Cuentas comerciales por cobrar | Saldo al | | | | | | | | | | Total Corriente | Total No Corriente |
|---|--------------------|---------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|-------------------------------|----------------------|--------------------|
| | 31-12-2014 | | | | | | | | | | | |
| | 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 superior a 251 días | | |
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Cuentas comerciales por cobrar | | | | | | | | | | | | |
| Generación y transmisión | 372.017.282 | 14.185.584 | 2.368.035 | 826.795 | 259.556 | 101.591 | 386.044 | 69.185 | 140.611 | 58.775.408 | 449.130.091 | 180.858.354 |
| -Grandes Clientes | 293.311.567 | 6.649.258 | 2.333.183 | 563.008 | 228.410 | 77.466 | 265.238 | 65.525 | 136.823 | 3.653.609 | 307.284.087 | - |
| -Clientes Institucionales | 48.353.634 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 48.353.634 | 172.090.003 |
| -Otros | 30.352.081 | 7.536.326 | 34.852 | 263.787 | 31.146 | 24.125 | 120.806 | 3.660 | 3.788 | 55.121.799 | 93.492.370 | 8.768.351 |
| Provisión Deterioro | (388.459) | - | - | (169.056) | - | - | - | - | - | (56.435.060) | (56.992.575) | - |
| Servicios no facturados | 211.809.086 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 211.809.086 | 1.045.832 |
| Servicios facturados | 160.208.196 | 14.185.584 | 2.368.035 | 826.795 | 259.556 | 101.591 | 386.044 | 69.185 | 140.611 | 58.775.408 | 237.321.005 | 179.812.522 |
| Cuentas comerciales por cobrar | | | | | | | | | | | | |
| Distribución | 531.046.604 | 92.709.050 | 37.446.468 | 19.914.979 | 6.890.455 | 7.072.507 | 6.001.839 | 4.468.927 | 3.275.963 | 118.042.771 | 826.869.563 | 22.074.126 |
| -Clientes Masivos | 363.514.047 | 66.110.431 | 24.474.607 | 6.539.339 | 4.783.444 | 4.107.710 | 3.337.309 | 2.388.662 | 1.846.646 | 49.452.156 | 526.554.351 | 11.102.240 |
| -Grandes Clientes | 122.493.330 | 18.645.276 | 6.038.961 | 2.946.789 | 713.261 | 1.068.570 | 1.460.736 | 1.289.811 | 664.518 | 33.142.022 | 188.463.274 | 3.153.611 |
| -Clientes Institucionales | 45.039.227 | 7.953.343 | 6.932.900 | 10.428.851 | 1.393.750 | 1.896.227 | 1.203.794 | 790.454 | 764.799 | 35.448.593 | 111.851.938 | 7.818.275 |
| Provisión Deterioro | (891.914) | (8.159.865) | (2.408.150) | (3.869.593) | (2.288.401) | (2.122.945) | (2.003.467) | (1.534.602) | (1.360.517) | (73.469.799) | (98.109.253) | - |
| Servicios no facturados | 317.688.170 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 317.688.170 | - |
| Servicios facturados | 217.794.795 | 92.709.050 | 37.446.468 | 19.914.979 | 6.890.455 | 7.072.507 | 6.001.839 | 4.468.927 | 3.275.963 | 118.042.771 | 513.617.754 | 22.074.126 |
| Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos | 903.063.886 | 106.894.634 | 39.814.503 | 20.741.774 | 7.150.011 | 7.174.098 | 6.387.883 | 4.538.112 | 3.416.574 | 176.818.179 | 1.275.999.654 | 202.932.480 |
| Total Provisión Deterioro | (1.280.373) | (8.159.865) | (2.408.150) | (4.038.649) | (2.288.401) | (2.122.945) | (2.003.467) | (1.534.602) | (1.360.517) | (129.904.859) | (155.101.828) | - |
| Total Cuentas comerciales por cobrar Netos | 901.783.513 | 98.734.769 | 37.406.353 | 16.703.125 | 4.861.610 | 5.051.153 | 4.384.416 | 3.003.510 | 2.056.057 | 46.913.320 | 1.120.897.826 | 202.932.480 |

Como no todas nuestras bases de datos comerciales en las distintas filiales de nuestro Grupo distinguen que el consumidor final del servicio eléctrico es una persona natural o jurídica, la principal segmentación de gestión y común a todas las filiales utilizada para realizar el control y seguimiento de las cuentas comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales



| Cuentas comerciales por cobrar | Saldo al 31-12-2013 | | | | | | | | | | Total Corriente M\$ | Total No Corriente M\$ | |
|---|--------------------------|-------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|--|------------------------|------------------------------|--|
| | Cartera al día M\$ | Morosidad 1-30 días M\$ | Morosidad 31-60 días M\$ | Morosidad 61-90 días M\$ | Morosidad 91-120 días M\$ | Morosidad 121-150 días M\$ | Morosidad 151-180 días M\$ | Morosidad 181-210 días M\$ | Morosidad 211-250 días M\$ | Morosidad superior a 251 días M\$ | | | |
| Cuentas comerciales por cobrar | | | | | | | | | | | | | |
| Generación y transmisión | 256.065.253 | 5.292.261 | 195.439 | 265.303 | 76.876 | 21.235.768 | 11.658 | 17.575 | 4.983 | 56.759.576 | 339.924.692 | 160.840.485 | |
| -Grandes Clientes | 184.562.721 | 751.245 | 157.913 | 69.022 | 70.393 | 21.226.096 | 1.050 | 118 | 845 | 3.093.213 | 209.932.616 | - | |
| -Clientes Institucionales | 43.079.880 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 43.079.880 | 153.021.560 | |
| -Otros | 28.422.652 | 4.541.016 | 37.526 | 196.281 | 6.483 | 9.672 | 10.608 | 17.457 | 4.138 | 53.666.363 | 86.912.196 | 7.818.925 | |
| Provisión Deterioro | (317.421) | - | - | (189.965) | - | (55.494) | - | - | - | (54.451.658) | (55.014.538) | - | |
| Servicios no facturados | 161.283.323 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 161.283.323 | 1.510.879 | |
| Servicios facturados | 94.781.930 | 5.292.261 | 195.439 | 265.303 | 76.876 | 21.235.768 | 11.658 | 17.575 | 4.983 | 56.759.576 | 178.641.369 | 159.329.606 | |
| Cuentas comerciales por cobrar | | | | | | | | | | | | | |
| Distribución | 432.494.518 | 79.159.043 | 32.418.513 | 7.597.069 | 6.424.237 | 4.594.801 | 5.381.812 | 3.838.382 | 2.664.497 | 87.755.136 | 662.328.008 | 20.540.998 | |
| -Clientes Masivos | 285.898.592 | 57.949.731 | 21.036.349 | 4.852.305 | 4.482.227 | 2.946.126 | 3.130.574 | 1.967.081 | 1.403.333 | 37.968.646 | 421.634.964 | 13.849.395 | |
| -Grandes Clientes | 104.697.460 | 16.582.507 | 5.598.217 | 1.435.871 | 701.981 | 710.996 | 988.052 | 908.593 | 442.381 | 27.308.100 | 159.374.158 | 2.103.134 | |
| -Clientes Institucionales | 41.898.466 | 4.626.805 | 5.783.947 | 1.308.893 | 1.240.029 | 937.679 | 1.263.186 | 962.708 | 818.783 | 22.478.390 | 81.318.886 | 4.588.469 | |
| Provisión Deterioro | (507.727) | (14.350.566) | (3.978.738) | (2.496.592) | (2.841.657) | (1.994.583) | (2.205.947) | (1.805.495) | (1.276.773) | (60.673.395) | (92.131.473) | - | |
| Servicios no facturados | 205.202.092 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 205.202.092 | 699.393 | |
| Servicios facturados | 227.292.426 | 79.159.043 | 32.418.513 | 7.597.069 | 6.424.237 | 4.594.801 | 5.381.812 | 3.838.382 | 2.664.497 | 87.755.136 | 457.125.916 | 19.841.605 | |
| Total Cuentas comerciales por cobrar | | | | | | | | | | | | | |
| Brutos | 688.559.771 | 84.451.304 | 32.613.952 | 7.862.372 | 6.501.113 | 25.830.569 | 5.393.470 | 3.855.957 | 2.669.480 | 144.514.712 | 1.002.252.700 | 181.381.483 | |
| Total Provisión Deterioro | (825.148) | (14.350.566) | (3.978.738) | (2.686.557) | (2.841.657) | (2.050.077) | (2.205.947) | (1.805.495) | (1.276.773) | (115.125.053) | (147.146.011) | - | |
| Total Cuentas comerciales por cobrar | | | | | | | | | | | | | |
| Netos | 687.734.623 | 70.100.738 | 28.635.214 | 5.175.815 | 3.659.456 | 23.780.492 | 3.187.523 | 2.050.462 | 1.392.707 | 29.389.659 | 855.106.689 | 181.381.483 | |



- Por tipo de cartera:

| Tipos de cartera | Saldo al 31-12-2014 | | | | | | | | | | Total cartera bruta M\$ |
|---------------------------------|--------------------------|-------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|--|-------------------------------|
| | Cartera al día M\$ | Morosidad 1-30 días M\$ | Morosidad 31-60 días M\$ | Morosidad 61-90 días M\$ | Morosidad 91-120 días M\$ | Morosidad 121-150 días M\$ | Morosidad 151-180 días M\$ | Morosidad 181-210 días M\$ | Morosidad 211-250 días M\$ | Morosidad superior a 251 días M\$ | |
| GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN | | | | | | | | | | | |
| Cartera no repactada | 363.410.191 | 14.146.157 | 2.333.183 | 782.547 | 228.410 | 77.466 | 265.238 | 65.525 | 136.823 | 58.343.089 | 439.788.629 |
| -Grandes Clientes | 293.422.775 | 6.649.258 | 2.333.183 | 563.008 | 228.410 | 77.466 | 265.238 | 65.525 | 136.823 | 3.653.609 | 307.395.295 |
| -Clientes Institucionales | 48.353.634 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 48.353.634 |
| -Otros | 21.633.782 | 7.496.899 | - | 219.539 | - | - | - | - | - | 54.689.480 | 84.039.700 |
| Cartera repactada | 8.718.298 | 39.427 | 34.852 | 44.248 | 31.146 | 24.125 | 120.806 | 3.660 | 3.788 | 432.319 | 9.452.669 |
| -Grandes Clientes | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| -Clientes Institucionales | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| -Otros | 8.718.298 | 39.427 | 34.852 | 44.248 | 31.146 | 24.125 | 120.806 | 3.660 | 3.788 | 432.319 | 9.452.669 |
| DISTRIBUCIÓN | | | | | | | | | | | |
| Cartera no repactada | 525.246.141 | 86.943.116 | 33.892.701 | 18.050.883 | 5.352.541 | 5.699.169 | 4.838.369 | 3.396.504 | 2.318.979 | 90.450.635 | 776.189.038 |
| -Clientes Masivos | 359.557.387 | 61.876.128 | 22.363.672 | 5.224.924 | 3.690.220 | 3.176.315 | 2.587.866 | 1.727.709 | 1.291.303 | 37.131.908 | 498.627.432 |
| -Grandes Clientes | 121.295.659 | 17.592.569 | 5.739.993 | 2.818.594 | 627.109 | 977.296 | 1.390.709 | 1.219.723 | 595.298 | 32.199.320 | 184.456.270 |
| -Clientes Institucionales | 44.393.095 | 7.474.419 | 5.789.036 | 10.007.365 | 1.035.212 | 1.545.558 | 859.794 | 449.072 | 432.378 | 21.119.407 | 93.105.336 |
| Cartera repactada | 5.689.256 | 5.765.934 | 3.553.767 | 1.864.096 | 1.537.914 | 1.373.338 | 1.163.470 | 1.072.423 | 956.984 | 27.592.136 | 50.569.318 |
| -Clientes Masivos | 3.845.451 | 4.234.303 | 2.110.934 | 1.314.417 | 1.093.224 | 931.394 | 749.443 | 660.954 | 555.345 | 12.320.248 | 27.815.713 |
| -Grandes Clientes | 1.197.671 | 1.052.707 | 298.969 | 128.194 | 86.152 | 91.274 | 70.027 | 70.088 | 69.219 | 942.702 | 4.007.003 |
| -Clientes Institucionales | 646.134 | 478.924 | 1.143.864 | 421.485 | 358.538 | 350.670 | 344.000 | 341.381 | 332.420 | 14.329.186 | 18.746.602 |
| Total cartera bruta | 903.063.886 | 106.894.634 | 39.814.503 | 20.741.774 | 7.150.011 | 7.174.098 | 6.387.883 | 4.538.112 | 3.416.574 | 176.818.179 | 1.275.999.654 |



| Tipos de cartera | Saldo al 31-12-2013 | | | | | | | | | | Total cartera bruta M\$ |
|---------------------------------|---------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------------|---------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------------|-------------------------|
| | Cartera al día M\$ | Morosidad 1-30 días M\$ | Morosidad 31-60 días M\$ | Morosidad 61-90 días M\$ | Morosidad 91-120 días M\$ | Morosidad 121-150 días M\$ | Morosidad 151-180 días M\$ | Morosidad 181-210 días M\$ | Morosidad 211-250 días M\$ | Morosidad superior a 251 días M\$ | |
| GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN | | | | | | | | | | | |
| Cartera no repactada | 249.737.185 | 5.280.033 | 157.913 | 258.987 | 70.393 | 21.226.096 | 1.050 | 118 | 845 | 56.319.709 | 333.052.329 |
| -Grandes Clientes | 184.562.721 | 751.245 | 157.913 | 69.022 | 70.393 | 21.226.096 | 1.050 | 118 | 845 | 3.093.213 | 209.932.616 |
| -Clientes Institucionales | 43.079.880 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 43.079.880 |
| -Otros | 22.094.584 | 4.528.788 | - | 189.965 | - | - | - | - | - | 53.226.496 | 80.039.833 |
| Cartera repactada | 6.328.067 | 12.228 | 37.526 | 6.315 | 6.483 | 9.672 | 10.608 | 17.457 | 4.138 | 439.867 | 6.872.361 |
| -Grandes Clientes | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| -Clientes Institucionales | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| -Otros | 6.328.067 | 12.228 | 37.526 | 6.315 | 6.483 | 9.672 | 10.608 | 17.457 | 4.138 | 439.867 | 6.872.361 |
| DISTRIBUCIÓN | | | | | | | | | | | |
| Cartera no repactada | 425.951.170 | 73.644.093 | 29.948.984 | 6.052.478 | 5.149.627 | 3.446.070 | 4.003.666 | 2.908.926 | 1.904.103 | 61.355.644 | 614.364.761 |
| -Clientes Masivos | 311.636.104 | 53.508.995 | 19.066.515 | 3.774.662 | 3.565.936 | 2.138.523 | 2.465.002 | 1.390.128 | 893.718 | 25.718.451 | 424.158.034 |
| -Grandes Clientes | 72.852.582 | 16.020.452 | 5.476.620 | 1.282.142 | 585.550 | 596.036 | 916.028 | 801.919 | 393.396 | 26.640.353 | 125.565.078 |
| -Clientes Institucionales | 41.462.484 | 4.114.646 | 5.405.849 | 995.674 | 998.141 | 711.511 | 622.636 | 716.879 | 616.989 | 8.996.840 | 64.641.649 |
| Cartera repactada | 6.543.349 | 5.514.950 | 2.469.529 | 1.544.592 | 1.274.610 | 1.148.731 | 1.378.146 | 929.456 | 760.394 | 26.399.492 | 47.963.249 |
| -Clientes Masivos | 5.776.933 | 4.440.736 | 1.969.835 | 1.077.643 | 916.293 | 807.604 | 665.572 | 576.953 | 509.615 | 12.250.195 | 28.991.379 |
| -Grandes Clientes | 330.434 | 562.054 | 121.596 | 153.729 | 116.431 | 114.959 | 72.024 | 106.674 | 48.985 | 667.747 | 2.294.633 |
| -Clientes Institucionales | 435.982 | 512.160 | 378.098 | 313.220 | 241.886 | 226.168 | 640.550 | 245.829 | 201.794 | 13.481.550 | 16.677.237 |
| Total cartera bruta | 688.559.771 | 84.451.304 | 32.613.952 | 7.862.372 | 6.501.113 | 25.830.569 | 5.393.470 | 3.855.957 | 2.669.480 | 144.514.712 | 1.002.252.700 |



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

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

| Pais | COLOMBIA | | PERU | | | | ARGENTINA | | | | BRASIL | | CHILE | | | | TOTAL | | | |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|-------------------|--------------------|-------------------|--------------------|------------------|--------------------|-------------------|--------------------|-------------------|
| | 31.12.2014 | 31.12.2013 | 31.12.2014 | | 31.12.2013 | | 31.12.2014 | | 31.12.2013 | | 31.12.2014 | 31.12.13 | 31.12.2014 | | 31.12.2013 | | 31.12.2014 | | 31.12.2013 | |
| | Energía y Peajes | Energía y Peajes | Energía y Peajes | Potencia | Energía y Peajes | Potencia | Energía y Peajes | Potencia | Energía y Peajes | Potencia | Energía y Peajes | Energía y Peajes | Energía y Peajes | Potencia | Energía y Peajes | Potencia | Energía y Peajes | Potencia | Energía y Peajes | Potencia |
| BALANCE | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente | 341.882 | 954.995 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 287.822 | 33.766 | - | - | 629.704 | 33.766 | 954.995 | - |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| cuentas por cobrar corrientes | 87.752.705 | 84.404.133 | 33.292.452 | 4.920.460 | 26.629.808 | 5.339.016 | 35.563.152 | 2.247.911 | 48.755.112 | 3.817.585 | 90.300.184 | 77.516.936 | 250.102.288 | 10.403.137 | 136.281.723 | 7.535.000 | 497.010.780 | 17.571.508 | 373.587.711 | 16.691.601 |
| Total Activo estimado | 88.094.587 | 85.359.128 | 33.292.452 | 4.920.460 | 26.629.808 | 5.339.016 | 35.563.152 | 2.247.911 | 48.755.112 | 3.817.585 | 90.300.184 | 77.516.936 | 250.390.110 | 10.436.903 | 136.281.723 | 7.535.000 | 497.640.484 | 17.605.274 | 374.542.706 | 16.691.601 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes | 52.558 | 30.540 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1.618.986 | - | - | - | 1.671.544 | - | 30.540 | - |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes | 34.554.825 | 26.984.192 | 17.797.573 | 5.876.893 | 12.632.714 | 4.456.427 | 14.539.649 | 6.529 | 16.840.117 | 110.013 | 94.328.804 | 62.564.114 | 92.863.118 | 9.251.403 | 102.236.168 | 7.243.576 | 254.083.969 | 15.134.825 | 221.257.304 | 11.810.017 |
| Total Pasivo estimado | 34.607.384 | 27.014.731 | 17.797.573 | 5.876.893 | 12.632.714 | 4.456.427 | 14.539.649 | 6.529 | 16.840.117 | 110.013 | 94.328.804 | 62.564.114 | 94.482.104 | 9.251.403 | 102.236.168 | 7.243.576 | 255.755.513 | 15.134.825 | 221.287.844 | 11.810.017 |
| Ventas de Energía | 98.576.666 | 83.210.699 | 32.952.994 | 4.870.288 | 26.785.207 | 5.209.834 | 35.026.530 | 2.405.065 | 54.694.446 | 4.283.230 | 95.662.603 | 79.956.964 | 241.947.482 | 10.436.903 | 136.281.723 | 7.535.000 | 504.166.276 | 17.712.256 | 380.929.039 | 17.028.064 |
| Compra de Energía | 35.521.113 | 26.846.102 | 17.619.843 | 5.817.077 | 12.433.292 | 4.242.434 | 14.273.820 | 7.326 | 18.894.180 | 123.432 | 99.930.460 | 64.533.467 | 84.266.057 | 9.251.403 | 102.236.168 | 7.243.576 | 251.611.293 | 15.075.805 | 224.943.209 | 11.609.443 |



ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES:

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

| Proveedores con pagos al día | Saldo al | | | | Saldo al | | | |
|------------------------------|-------------------|--------------------|--------------------|--------------------|---------------|--------------------|--------------|--------------------|
| | 31-12-2014 | | | | 31-12-2013 | | | |
| | Bienes M\$ | Servicios M\$ | Otros M\$ | Total M\$ | Bienes M\$ | Servicios M\$ | Otros M\$ | Total M\$ |
| Hasta 30 días | 17.186.972 | 157.069.570 | 635.121.059 | 809.377.601 | - | 486.237.522 | - | 486.237.522 |
| Entre 31 y 60 días | - | 10.354.996 | 2.848.853 | 13.203.849 | - | 17.113.218 | - | 17.113.218 |
| Entre 61 y 90 días | - | - | 376.364 | 376.364 | - | 147.869 | - | 147.869 |
| Entre 91 y 120 días | - | - | 376.364 | 376.364 | - | - | - | - |
| Entre 121 y 365 días | - | - | 3.010.909 | 3.010.909 | - | - | - | - |
| Más de 365 días | - | - | 2.516.362 | 2.516.362 | - | - | - | - |
| Total | 17.186.972 | 167.424.566 | 644.249.911 | 828.861.449 | - | 503.498.609 | - | 503.498.609 |

| Proveedores con plazos vencidos | Saldo al | | | | Saldo al | | | |
|---------------------------------|---------------|------------------|--------------|------------------|---------------|------------------|--------------|--------------|
| | 31-12-2014 | | | | 31-12-2013 | | | |
| | Bienes M\$ | Servicios M\$ | Otros M\$ | Total M\$ | Bienes M\$ | Servicios M\$ | Otros M\$ | Total M\$ |
| Hasta 30 días | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Entre 31 y 60 días | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Entre 61 y 90 días | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Entre 91 y 120 días | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Entre 121 y 180 días | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Más de 180 días | - | 1.137.018 | - | 1.137.018 | - | - | - | - |
| Total | - | 1.137.018 | - | 1.137.018 | - | - | - | - |