

Memoria Anual

Memoria Anual y Estados
Financieros de Enersis

2013

enersis

Bolsa de Comercio de Santiago
ENERSIS
Bolsa de Nueva York
ENI
Bolsa de Madrid
XENI

Enersis S.A. se constituyó, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A., y el 1 de agosto de 1988 la sociedad pasó a denominarse Enersis S.A. Su capital social es de \$5.669.280.725 miles, representado por 49.092.772.762 acciones. Sus acciones cotizan en las bolsas chilenas, en la de Nueva York en forma de American Depositary Receipts (ADR) y en la Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (Latibex).

Su negocio principal es la explotación, 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, la prestación de asesoramiento de ingeniería, en el país y en el extranjero, además de invertir y administrar su inversión en sociedades filiales y coligadas.

Sus activos totales ascienden a \$15.177.664.307 miles al 31 de diciembre de 2013. Enersis controla y gestiona un grupo de empresas que opera en los mercados eléctricos de cinco países en Sudamérica (Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Perú). En 2013, el resultado neto atribuible a la sociedad dominante alcanzó a \$658.514 millones y el resultado operacional se ubicó en \$1.741.138 millones. A fines de 2013, daba ocupación directa a 11.574 personas, a través de sus filiales presentes en Sudamérica.

Memoria Anual 2013

Índice

Carta del Presidente	4
Principales indicadores financieros y de operación	14
Identificación de la compañía y documentos constitutivos	18
Propiedad y control	22
Administración	26
Recursos humanos	46
Transacciones bursátiles	58
Dividendos	64
Política de inversión y financiamiento para el ejercicio 2013	68
Negocios de la compañía	72
Inversiones y actividades financieras	84
Factores de riesgo	96
Marco regulatorio de la industria eléctrica	102
Descripción del negocio eléctrico por país	124
Cuadro esquemático de participaciones	158
Hechos relevantes de la entidad	164
Identificación de las compañías filiales y coligadas	180
Declaración de responsabilidad	200
Estados Financieros Consolidados	202
Análisis Razonado de los Estados Financieros Consolidados	376
Estados Financieros Resumidos Filiales	397

Carta del Presidente

Estimado (a) accionista,

Durante 2013, Enersis logró uno de los resultados económico-financieros más importantes de su historia, comparable a los \$660.231 millones de 2009. Lo anterior, gracias a la acertada estrategia que hemos impulsado año a año, y que tiene como principales pilares: el de rentabilizar cada una de las operaciones que poseemos en cinco países de la región (Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Perú); mantener una sólida posición financiera; agregar valor a la inversión de nuestros accionistas y, avanzar en relaciones de confianza y cooperación con los entornos en los que operamos.

También, y gracias a la confianza depositada por cada uno de ustedes, Enersis se consolidó como el único vehículo de inversión de Endesa (España) en Sudamérica, con cerca de 16.000 MW de capacidad instalada y más de 14 millones de clientes.

Esto último, a raíz de un hecho trascendental para el presente y futuro de la compañía. Me refiero al exitoso aumento de capital que concluimos el 28 de marzo de 2013, colocándose el 100% de las acciones disponibles para ser suscritas.

Luego del resultado que tuvo la operación, sumando más de US\$6 mil millones entre valores en especie y en efectivo, puedo decir con propiedad y orgullo, que pese a que el camino no fue fácil y no exento de diferencias, logramos, una operación sin precedentes para el mercado de capitales chileno, dotando a la compañía de los recursos necesarios para llevar adelante un significativo plan de crecimiento y expansión.

Hoy Enersis es más grande, más robusta y cuenta con una musculatura que le permite seguir liderando el sector energético de Sudamérica, maximizando el beneficio de cada uno de nuestros accionistas.

Ejemplo de lo anterior, es que pese al incremento del número de acciones en un 50%, derivado del aumento de capital, la utilidad por acción alcanzó los \$13,4, un 16,1% más respecto a 2012, mientras que la sola incorporación de los activos de Cono Sur, sociedad mediante la cual Endesa (España) suscribió su parte proporcional en esta operación, explicó el 19% del beneficio neto de la compañía durante 2013.

Resultados 2013

En concreto, el beneficio neto de la compañía se incrementó en un 74,5%, sumando \$658.514 millones. Este mejor desempeño se explicó principalmente por tres razones: la mejora operacional del negocio de generación en Chile, Argentina y Colombia; la incorporación de los activos de Cono Sur, y el positivo impacto derivado del reconocimiento contable en los ingresos de mayores costos históricos en Edesur, Argentina, a partir del segundo trimestre de 2013.

El EBITDA se situó en \$2.251.489 millones, o el equivalente a US\$4.547 millones, monto que representó un alza del 15,6%. Gracias a la acertada estrategia de la compañía, este indicador se ubicó por quinto año consecutivo sobre los US\$4.000 millones.

Confirmado el dinamismo de la región y las buenas perspectivas económicas que mostraron los cinco países en los que estamos presentes, las ventas de energía del segmento de distribución crecieron en un 3,8%, hasta los 75.443 GWh, gracias a los incrementos exhibidos en Brasil, Colombia y Chile. En la línea de negocio de generación las ventas de energía alcanzaron los 69.369 GWh, lo que representó un incremento del 5,2%.

Escenario regional

Nuestra apuesta por los países en los que operamos se sustenta en las perspectivas macroeconómicas que exhibe la región, y sobre todo, en nuestra vocación de largo plazo, que implica aportar soluciones a las necesidades energéticas y ser parte del desarrollo de cada uno de los mercados.

A pesar de un entorno global que mantiene algunos nubarrones, los cinco países en los que estamos presentes ofrecen fundamentos sólidos y señales de crecimiento estables, pese a que Chile, durante los últimos meses de 2013, evidenció ciertos signos de desaceleración, sobre los cuales estaremos atentos para adoptar las acciones necesarias y de manera oportuna, y de esta forma, entregar la energía suficiente para volver a impulsar la economía local.

Atención también merece la reciente rebaja en la calificación de Brasil de "BBB" a "BBB-", realizada por Standard and

Poor's, donde se señala los riesgos del sector eléctrico como uno de los principales problemas que enfrentará este país en el corto y mediano plazo. Esta rebaja puso fin a una década de calificaciones al alza y sorprendió a gran parte del mercado internacional.

Sin embargo, no debemos perder la perspectiva, ya que Sudamérica continúa comparándose de manera favorable respecto a los países de la OCDE en términos de potencial de crecimiento, por factores demográficos y macroeconómicos. Por ello, y ante este contexto de dinamismo, aunque un poco más lento en Chile, Brasil y Argentina, tenemos la certeza y la tranquilidad de que contamos con las herramientas necesarias, y con el respaldo de Endesa (España), y del Grupo Enel, para hacer frente al desafío que nos impone día a día el sector eléctrico regional, entregando un suministro seguro, confiable y a precios competitivos.

OPA Voluntaria por Coelce

El mercado está ansioso de que comencemos a invertir los fondos recaudados en el aumento de capital. Hemos sido prudentes, y la espera nos ha dado la razón. No haber salido al mercado en el momento en el que la mayoría de los títulos de las empresas "target" estaban sobre sus promedios históricos de transacción, nos ha significado elevar nuestro poder de compra en más de un 20%.

Pero ya dimos un primer paso. Y fue exitoso. Me refiero a la Oferta Pública Voluntaria de Adquisición de Acciones (OPA) dirigida a los accionistas minoritarios de nuestra filial brasileña de distribución eléctrica, Companhia Energética do Ceará (Coelce), informada al mercado el 14 de enero de 2014 y que concluyó el 17 de febrero. Enersis adquirió un total de 11.783.080 acciones, representativas del 15,13% del capital de dicha compañía, alcanzando de manera directa e indirecta el 74% de la propiedad controladora de Coelce. Durante la subasta, Enersis no incrementó el precio ofertado por estimar que el premio ofrecido (con una prima implícita del 20,1%) era el adecuado y el conveniente para los intereses sociales de la compañía. La adquisición del 15,13% adicional de Coelce, representó el desembolso de aproximadamente \$132.340 millones, equivalentes a US\$242 millones.

El mensaje que dimos al mercado fue claro: no saldremos a comprar e invertir los recursos del aumento de capital a cualquier precio. No compraremos si las condiciones no son las adecuadas para incrementar el valor de la inversión de nuestros accionistas. Y analizaremos, como lo hemos hecho desde el primer día, cada una de las operaciones, buscando maximizar el valor de la compañía, en beneficio de todos y cada uno de los accionistas.



Pablo Yrarrázaval Valdés
Presidente

Nueva forma de operar

El año pasado comentaba en estas páginas, las dificultades que enfrentábamos en Chile para la realización de los proyectos, no sólo en el sector eléctrico, sino también en el resto de los sectores productivos del país. Esto es síntoma de un cambio sustancial en el relacionamiento entre las empresas, las comunidades y la autoridad, cambio del cual somos parte, como compañía responsable de los entornos en los que operamos.

Esta prevención es necesaria para entender en todos sus alcances los hechos que voy a relatar a continuación.

A fines de octubre de 2012, nuestra filial Endesa Chile puso en operación Bocamina II, en la comuna de Coronel, Región del Biobío, aportando al país, en un tercer año de sequía, 350 MW de capacidad eficiente y con bajos costos de operación, que bordean los 50 US\$/MWh (de costo variable).

En septiembre de 2013, la Superintendencia de Medio Ambiente abrió un proceso sancionatorio en contra de Bocamina II. El proceso se reformuló en diciembre, e incluyó nuevos incumplimientos. Ese mismo mes, la Corte de Apelaciones de Concepción, tras un recurso presentado en contra de la central, dictó una orden de no innovar, paralizando la operación de Bocamina II.

Estimados accionistas, la operación de Bocamina II se ha ajustado en todo momento a la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) de 2007, RCA que se encuentra vigente. No hemos infringido en absoluto el permiso otorgado por la autoridad competente, cumpliendo con las normas que regulan la actividad, no existiendo contaminación, riesgo y menos aún daño a la salud de las personas y al medio ambiente.

La generación no producida por Bocamina II, está siendo reemplazada por centrales diesel ineficientes. Esto tiene un sobrecosto de operación para todo el Sistema Interconectado Central (SIC) del orden de US\$100 millones (a marzo de 2014). Esto grafica la importancia que tiene esta

central para el sistema, sobre todo, considerando los cuatros años de sequía que lleva la zona central del país.

Pero quiero ser claro en un punto: como Grupo debemos ir más allá de lo que exige la ley, la normativa y los permisos sectoriales. Y nosotros, como empresa líder del sector eléctrico debemos tomar la iniciativa y estar en sintonía con las mayores exigencias.

Endesa Chile desarrollará un nuevo plan de relacionamiento en Coronel, que buscará abordar los problemas de fondo, proponiendo soluciones definitivas a nuestros principales stakeholders. Endesa Chile tiene el deber de recobrar el rol de líder en cada uno de los entornos en los que opera. Este es un punto de inflexión y no podemos retroceder. Hacer oídos sordos de la nueva realidad que vive el país sería un error que finalmente repercutirá en el mercado. No podemos perder el capital de confianza y credibilidad que nuestras empresas han tenido en el pasado.

¿Queda tarea por hacer? Sin duda. Sólo hemos dado los primeros pasos para que esta nueva forma de actuar, mediante proyectos que integran desde el comienzo los comentarios de las comunidades y compartiendo desde el inicio los efectos y beneficios de las iniciativas, sea parte de nuestro ADN y permee todas nuestras actividades.

Ejemplo de esta nueva forma de operar, fue el acuerdo que firmó Endesa Chile en febrero de 2014 con los regantes de la Región del Maule. Luego de meses de negociación y reuniones, se alcanzó un acuerdo que viabiliza la construcción de la central Los Cóndores, hidroeléctrica de 150 MW que comenzará su construcción este año 2014.

Para las empresas resulta necesario y fundamental contar con lineamientos claros para desarrollar inversiones de largo aliento. Pero debemos ser conscientes de que atravesamos un proceso de profundo cambio.

Tengan ustedes la certeza de que trabajamos y trabajaremos como Grupo para estar a la altura de los nuevos desafíos, de mantener nuestro liderazgo y de responder a las nuevas necesidades de la sociedad y de nuestros stakeholders.

Compromiso de todos

Pero para avanzar y poder dotar de la energía que necesita Chile para seguir creciendo se requiere no sólo de la voluntad de las empresas, de desarrollar proyectos que estén en línea a la normativa medioambiental vigente, sino que también es necesario el apoyo de las comunidades y el compromiso de las autoridades. Es urgente reactivar los proyectos, de lo contrario nuestra competitividad estará en juego, como también nuestra imagen como país que respeta la institucional.

A la fecha, cerca de 11.000 MW de nueva capacidad han visto dificultada su materialización. De estos, 6.650 MW se han detenido por dificultades en su proceso de aprobación, 1.660 MW se han paralizado de manera definitiva y 2.400 MW ya aprobados no han podido iniciar su construcción. A lo anterior, hay que agregar que sólo la tramitación ambiental tarda entre 2 a 5,5 años, sin considerar los permisos sectoriales. Iniciativas como Barrancones y Castilla, pertenecientes a nuevos operadores, interesados en ingresar al mercado local, fracasaron por las dificultades de tramitación de sus permisos o la judicialización de los mismos.

Plan de negocios

Estimados accionistas, como Grupo, nuestro compromiso con Chile y los países en los que operamos sigue vigente.

Es así como nuestro plan de negocios para el quinquenio 2014-2018 tiene como principales ejes de acción para el segmento de generación y comercialización las siguientes líneas estratégicas: una demanda apoyada en sólidos fundamentos económicos, aumento de capacidad instalada, incremento de la eficiencia y lanzamiento de nuevos negocios.

En el caso del primer punto prevemos un TACC (tasa anual acumulativa) de demanda de 4,2%, considerando nuestras operaciones en Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Perú.

Para dar cumplimiento al segundo ítem, incorporaremos más de 800 MW de nueva capacidad en los próximos cinco años. Esta nueva capacidad considera los 400 MW que sumaremos con la puesta en marcha de El Quimbo a principios de 2015, y la reconversión de la cadena Salaco, la que aportará cerca de 145 MW adicionales a los 76,2 MW que ya operan en la zona, ambos proyectos ubicados en Colombia. A estas dos iniciativas, se sumarán, en Chile, el inicio de la construcción de Los Cóndores y el cierre a ciclo combinado de central Taltal, la que agregará 120 MW adicionales a los 245 MW que ya posee esta unidad. Este último proyecto, se encuentra en pleno proceso de tramitación ambiental, luego que a fines de 2013, nuestra filial Endesa Chile presentara la Declaración de Impacto Ambiental para llevar adelante esta iniciativa.

Respecto a la tercera y cuarta acción, respectivamente, esperamos reducir en un 15% el cash-cost (costo por cliente) y buscaremos aprovechar las oportunidades en la comercialización de gas, donde hemos dado pasos relevantes en Colombia y Chile.

Seguiremos adelante para sacar las otras iniciativas que tenemos contempladas en nuestra cartera o pipeline de generación. Me refiero a Punta Alcalde (740 MW) y Neltume (490 MW) en Chile, y Curibamba (188 MW) en Perú.

Dentro de nuestra cartera de proyectos, merece una mención especial el proyecto HidroAysén. Como es de conocimiento público, desde mayo de 2011 que se cuenta con una RCA favorable. Además, la Corte Suprema rechazó todos los recursos de protección interpuestos en contra del proceso de evaluación ambiental del proyecto.

En junio de 2011, HidroAysén presentó un Recurso de Reclamación ante el Comité de Ministros solicitando la revisión de algunas de las exigencias establecidas en la RCA. En esta misma línea, parlamentarios, ONG y grupos ecologistas, presentaron además otros recursos, sumando un total de 35 reclamaciones.

A lo largo de todo 2012 y 2013, el Comité de Ministros no se reunió para revisar dichas reclamaciones. Finalmente, a fines

de enero de 2014 y luego de dos años y medio de espera, el Comité de Ministros decidió solicitar nuevos antecedentes y estudios. Con ellos, el Comité de Ministros evaluará nuevamente parte de las reclamaciones y emitirá su decisión final respecto al proyecto.

Sin embargo, la nueva administración de la Presidenta Michelle Bachelet dejó en foja cero la decisión del Comité, anulando su decisión, y fijándose un plazo -el nuevo Comité de Ministros- de 60 días para analizar las reclamaciones.

Como Grupo tenemos la firme convicción de seguir adelante con HidroAysén, siempre y cuando, exista la disposición política, social y nacional de considerar esta iniciativa como un proyecto de interés para Chile.

Ha llegado la hora de tomar decisiones y no dilatar más la espera.

Las empresas, los distintos actores sociales, pero sobre todo los poderes Ejecutivo y Legislativo tienen que hacer lo suyo para que el país fortalezca su matriz eléctrica, aproveche en plenitud las energías primarias con que ha sido dotado, como el agua, recursos energéticos competitivos, abundantes, limpios y locales. Lo importante acá, para que nadie pierda tiempo y recursos, ni las empresas ni las entidades públicas encargadas de evaluar los proyectos, es tener claridad respecto a lo que el país quiere en materia energética.

La decisión es de todos y nosotros, como Grupo, somos y seremos parte de la solución.

Valor agregado

En cuanto a las actividades en el segmento de distribución, las acciones para el periodo 2014-2018 estarán focalizadas en: nuevas conexiones, desarrollo y crecimiento en la cartera de productos de valor agregado, mejora en la calidad de servicio, reducción de pérdidas e incremento de la eficiencia.

Para cumplir estos objetivos, sumaremos entre 400.000 y 500.000 nuevos clientes por año. Es decir, al término de

2018, el Grupo debiese contar con más 2 millones de nuevos clientes, sumando una base total de más de 16 millones de clientes en las seis áreas de concesión en las que estamos presentes (Buenos Aires, parte del Estado de Río de Janeiro, Fortaleza, Santiago, Bogotá y Lima) en la región.

También trabajaremos para incrementar el margen de contribución, reducir el tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada (TIEPI), con especial foco en Brasil en lo que respecta a la reducción de pérdidas, y una reducción de 6% en el cash-cost (costo por cliente) en 2018.

Seguiremos llevando adelante ideas innovadoras en materia de distribución, como las smartcities (ciudades inteligentes), la movilidad eléctrica y la generación distribuida.

Nuestra filial Chilectra inaugurará este año, la primera SmartCity de nuestro país en Ciudad Empresarial. En Smartcity Santiago se pondrán a prueba tecnologías de última generación, permitiendo a los usuarios una participación activa en la gestión de la energía, integrando las energías renovables y reduciendo las emisiones de CO₂, con el objeto de conocer, evaluar y medir su impacto, de manera que éstas puedan ser replicadas a mayor escala.

En este mismo marco, durante 2013, seguimos avanzado en el proyecto SmartCity Búzios, en Río de Janeiro, Brasil, integrando a esta iniciativa la movilidad eléctrica. Para ello, se puso en marcha un taxi eléctrico o "aqua taxi", el que se utilizará en la investigación y en el transporte; bicicletas eléctricas para el uso de la Guardia Municipal y en alquiler en posadas y hoteles, además de automóviles eléctricos para uso de los investigadores del proyecto.

Para llevar adelante todas estas iniciativas invertiremos en el quinquenio 2014-2018 un total de US\$9.085 millones, de los cuales US\$3.980 millones tendrán como foco el segmento de generación, y los restantes US\$5.105 millones el negocio de distribución. En Chile, del total de inversiones, se destinarán US\$2.483 millones en los próximos cinco años, US\$1.786 millones en generación y US\$697 millones en distribución.

Liderazgo

Quiero terminar mis palabras, con una breve reflexión acerca de lo que ha significado para Chile abandonar el desarrollo hidroeléctrico, a diferencia de países como Brasil, Colombia y Perú, quienes han apostado fuertemente por este tipo de desarrollo en los últimos años, generando las condiciones necesarias para que los privados puedan desarrollar este tipo de iniciativas.

Desde 2006 a 2013, sólo en la zona central del país se ha incrementado la capacidad instalada en más de 5.800 MW, de los cuales, un 78% ha sido en base a desarrollos térmicos. Con esto, el aporte de la hidroelectricidad al mix de producción del SIC pasó del 71% de 2006 al 40% al cierre de 2013. La consecuencia ha sido un notorio incremento de los gastos en combustibles: pasando de desembolsar US\$350 millones a US\$2.300 millones anuales.

Lo anterior no sólo ha tenido impacto en el alza de costos en combustibles que hemos debido afrontar como país, restándole competitividad al sector industrial, sino que también ha significado un incremento de los costos de operación del sistema eléctrico en 40 US\$/MWh, pasando de costos marginales promedios de 29 US\$/ MWh a 165 US\$/ MWh en igual periodo, por mayor uso de combustibles, factor que ha acentuado la pérdida de liderazgo a nivel regional.

Chile cuenta con un potencial no explotado de más de 20.000 MW de nueva capacidad hídrica. Potencial que aportaría energía de base de bajo costo y que estamos desaprovechando, al no contar con lineamientos claros para su desarrollo.

Y como Grupo somos conscientes de ello y queremos ser parte de la solución a los problemas energéticos y a las necesidades de mayor energía que tienen cada uno de los países en los que operamos.

En la reciente licitación de suministro eléctrico para empresas distribuidoras que se realizó en nuestro país. Endesa Chile fue

una de las dos empresas que presentó ofertas, adjudicándose 35 de los 50 subbloques de energía.

Eso es lo que sabemos hacer: entregar un servicio eléctrico seguro, confiable y a precios competitivos.

Pero debemos ser capaces como país, y como región, de destrabar y acelerar la tramitación administrativa de los proyectos, retomar el desarrollo de las iniciativas, con énfasis en la hidroelectricidad; promover la eficiencia energética, para reducir costos totales; recuperar la institucionalidad ambiental, y considerar en cada proyecto de generación, desde su génesis, las necesidades de la comunidad y los cuidados necesarios para preservar el medio ambiente.

Chile estuvo en la vanguardia de la generación energética en el hemisferio. No por nada creó algunas de sus empresas más sólidas. Las cosas han cambiado y los tiempos no son ya los de antes. Pero el cambio no nos debe paralizar. Por el contrario, debe ser un impulso para mirar las cosas de nuevo, como si fuese la primera vez, desde otros ángulos, y encontrar las soluciones para los desafíos del presente y el futuro.

No queremos reglas del juego a medida, sino reglas estables que sean conocidas y aceptadas por todos los sectores y actores de la sociedad. Necesitamos una institucionalidad que sea respetada por todos, debido a su legitimidad jurídica, política y social.

Nuestro compromiso con Chile y con cada uno de los países en los que operamos está intacto.

Reciba un cordial saludo,



Pablo Yrarrázaval Valdés
Presidente

Hitos 2013



ENERO

Endesa Chile obtuvo el segundo lugar en índice de sostenibilidad corporativa. La compañía destacó con el segundo lugar, a nivel nacional, en el índice de Sostenibilidad Corporativa según la revista digital The Note, de Revista Capital, y en la que participaron 110 empresas de todo el país.

FEBRERO

Edelnor y gobierno de Perú electrificaron Valle del río Chillón. Edelnor y el gobierno de Perú inauguraron en el Centro Poblado Huertos del Río Seco la electrificación rural de las comunidades del Valle de río Chillón en Lima, obra cofinanciada por el Estado y Edelnor. Con esta obra, la luz llegó a 42 comunidades, donde 2.500 familias del Valle Chillón se vieron beneficiadas.

Edelnor inaugura

Subestación Huarangal

En el marco del cumplimiento del Plan de Transmisión de la empresa, entró en servicio la nueva Subestación de Transmisión (SET) Huarangal, de 220/60 kV, ubicada en el emergente distrito limeño de Carabaylo y levantada sobre un área de 22 mil metros cuadrados, constituyendo una obra hito para Edelnor. Su infraestructura forma parte del plan integral de aumento de potencia instalada y confiabilidad del sistema eléctrico en la zona norte de Lima, que tiene por objetivo atender el crecimiento de la demanda de energía residencial, comercial e industrial.

MARZO

Endesa (España), AFP's y Accionistas Institucionales suscriben aumento de capital de Enersis

Endesa (España) ejerció la totalidad de los derechos de suscripción preferente que le fueron cedidos por su filial Endesa Latinoamérica, mediante la celebración de un contrato de suscripción de acciones con Enersis. Dicho contrato da cuenta de la suscripción de 9.967.630.058 acciones ordinarias correspondientes al aumento de capital, a un valor de \$173 por acción, lo que corresponde a un valor total de suscripción de \$1.724.400.000.034. El valor total de suscripción fue pagado por Endesa (España) mediante la transferencia de la totalidad de sus derechos sociales en Cono Sur Participaciones, S.L., los cuales fueron aprobados como aporte de bienes no dinerarios por la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis el 20 de diciembre de 2012.

Exitoso aumento de capital de Enersis

Con un resultado histórico para este tipo de operaciones en el mercado local, los accionistas de Enersis suscribieron un total de aproximadamente US\$6.022 millones, colocándose el 100% de las acciones disponibles para el aumento de capital. El monto recaudado, en la operación de aumento de capital más grande realizada a la fecha en el país, se descompone de la siguiente manera: finalizados los periodos de opción preferente en Chile, Estados Unidos de América y España, los accionistas de la compañía suscribieron un total de 16.284.562.981 acciones, correspondientes al 99,04% del total autorizado para su emisión, sumando aproximadamente US\$5.961 millones (de estas acciones, Endesa (España), mediante la aportación de sus participaciones agrupadas en Cono Sur, suscribió 9.967.630.058 acciones). Por su parte, el remanente de 157.043.316 acciones que quedó al término de los periodos de opción preferente, se colocó en su totalidad en un remate realizado en la Bolsa de Comercio de Santiago, recaudando aproximadamente US\$60,6 millones, rematándose la totalidad de los paquetes a \$182,30 por acción.

ABRIL

Coelce alcanza segundo lugar en Calidad de Servicio

Coelce ocupa la segunda posición entre las distribuidoras en lo que se refiere a calidad de servicio en el país, según ranking divulgado por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Aneel).



MAYO

Positivo efecto de Resolución N°250/2013 en Edesur

Para regularizar el estado de los créditos y obligaciones de Edesur, la Secretaría de Energía mediante su resolución N° 250/2013 dispuso la compensación desde mayo de 2007 hasta el mes de febrero del 2013 entre las acreencias por el MMC no trasladado a tarifa determinado por el ENRE, con los saldos PUREE que retuvo la compañía. Complementariamente la autoridad instruyó a CAMMESA a emitir a favor de Edesur las denominadas Liquidaciones de Ventas con Fecha de Vencimiento a Definir (LVFVD), 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.

Emgesa recibe sello IR por la Bolsa de Valores

En el marco del V congreso anual de Asobolsa (Asociación de Comisionistas de Bolsa de Colombia), Emgesa fue reconocida con el sello IR (Investor Relations) por la Bolsa de Valores de Colombia. Este reconocimiento, que por primera vez es realizado en Colombia, se obtuvo debido a la labor realizada por la empresa para elevar sus estándares de información relevante hacia los inversores y comunidad financiera.

Fitch Ratings subió calificación internacional de Emgesa

Fitch Ratings incrementó la calificación internacional de Emgesa de "BBB-" a "BBB" con perspectiva estable (moneda local y moneda extranjera). También afirmó en AAA la Calificación Nacional de Largo Plazo de Emgesa y de sus emisiones de bonos locales. La decisión se basa en el sólido desempeño financiero de la compañía, la generación robusta de caja y la expectativa de un bajo y moderado apalancamiento tras el inicio completo de la operación comercial de El Quimbo.

JUNIO

Grupo Enersis puso en marcha innovador programa de Teletrabajo en Chile

En el marco de su preocupación y compromiso con el bienestar de sus trabajadores y con el fin de mejorar la calidad de vida de sus colaboradores, el Grupo Enersis inició un innovador proyecto denominado Programa de Teletrabajo, con el objetivo en un inicio, que 38 empleados de sus empresas en Chile, formen parte del proceso de implementación de esta iniciativa.

JULIO

Coelce es elegida la 3° mejor distribuidora de Brasil
Coelce fue elegida la 3ª Mejor distribuidora de Energía de Brasil y por 8º año consecutivo la Mejor del Nordeste. Ampla está entre las 4 mejores empresas en Calidad de Gestión y pasó de 19ª a 15ª posición en el ranking nacional 2013.

Ingresa a evaluación ambiental proyecto línea de transmisión eléctrica Punta Alcalde

El Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de la Región de Atacama acogió a tramitación el proyecto Línea de Transmisión Eléctrica S/E Punta Alcalde-S/E Maitencillo, iniciativa que permitirá suministrar la energía que genere la central Punta Alcalde al Sistema Interconectado Central (SIC).

Eepsa pone en operación comercial nueva planta térmica en Piura

Con una potencia efectiva de 180 MW entró en operación comercial una nueva unidad de la Central Térmica de Malacas, en Talara, perteneciente a Eepsa, siendo la primera unidad que ingresa a operación comercial como reserva fría del sistema. Esta nueva planta es de ciclo abierto dual y aporta 180 MW de energía adicional al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en casos de emergencia. Esta obra es la primera unidad de reserva fría que ingresa al SEIN y significó para la compañía la ampliación de la capacidad de generación eléctrica de su Central Térmica de Malacas, en Piura.

SEPTIEMBRE

Colocación de Bonos de Emgesa

Emgesa realizó en septiembre de 2013 una exitosa colocación de bonos en el mercado de capitales colombiano por un total de US\$294 millones a plazos de 6 y 12 años y a unas tasas de IPC +4.25% e IPC +5%, respectivamente. En total recibió una demanda de 2,2 veces del valor ofertado, llegando a US\$459 millones.

OCTUBRE

Sociedad Nacional de Industrias premia a Edegel

La SNI otorgó a Edegel el Reconocimiento a Organizaciones con Sistema de Gestión Certificados, un galardón que busca ponderar a empresas como Edegel para incentivar a otras organizaciones en la optimización de sus procesos, con el fin de promover la competitividad global de Perú.



AGOSTO

Empresas del Grupo Enersis logran certificación como Compañías Familiarmente Responsables

Las compañías del Grupo Enersis en Chile obtuvieron la certificación como Empresa Familiarmente Responsable bajo la Norma efr I 1000 - 1 edición 3, logro que viene a ratificar la madurez y solidez alcanzada en esta materia por parte del Grupo en nuestro país.

Enersis, Fundación Integra y Desafío inauguran jardines reconstruidos en la Región del Biobío

Los establecimientos beneficiados fueron el jardín infantil Millantú de Los Ángeles y San Miguel de Pemuco, entregándoles a 64 niños un lugar totalmente equipado. Ambos jardines sufrieron graves daños a raíz del terremoto del 27 de febrero de 2010.

Chilectra y Endesa Chile son premiadas en el Ranking RSE Prohumana

Consolidando una posición de liderazgo, las empresas del Grupo Enersis, Chilectra y Endesa Chile, obtuvieron el segundo y décimo lugar, respectivamente, en el IX ranking RSE 2013 que organiza la Fundación Prohumana y revista Qué Pasa, distinción que destaca a las mejores empresas en materia de Responsabilidad Social Empresarial.

Endesa Chile recurre a la Corte Suprema por el fallo de la Corte de Apelaciones por Punta Alcalde

Tras analizar los fallos de la Corte de Apelaciones de Santiago, que dejaron sin efecto el acuerdo N°17/2012 adoptado por el Comité de Ministros, mediante el cual se aprobó el proyecto Punta Alcalde, Endesa Chile decidió recurrir a la Corte Suprema, y de esta manera, buscar la ratificación de la decisión adoptada por el Comité de Ministros.

Premio Supérate

Grupo Enersis y Revista Qué Pasa distinguieron a los colegios que mostraron el mayor progreso en las pruebas Simce de Lectura y Matemática rendida por los Octavos Básicos el año 2000 y 2011. El análisis, realizado a nivel nacional, sumó a 5.800 establecimientos. El objetivo de los Premios Supérate es destacar la labor de cientos de profesores que han trabajado para que sus alumnos tengan mejores rendimientos académicos. Son colegios que tal vez nunca estén en los ranking oficiales de los mejores, pero que han hecho esfuerzos significativos por mejorar la calidad de la educación.

Ampla lanza movilidad eléctrica en Buzios

En septiembre se realizó el lanzamiento de la movilidad eléctrica en la ciudad de Búzios, unidad que integra el proyecto Smart City Búzios. En la ocasión se presentó un barco eléctrico que se utilizará en la investigación y en el transporte, bicicletas eléctricas para el uso de la Guardia Municipal y en alquiler en posadas y hoteles, además de coches eléctricos para uso por los investigadores del proyecto.

Enersis finaliza simplificación societaria en el marco del aumento de capital

Dando por cerrado el proceso de simplificación societaria del aumento de capital aprobado el 20 de diciembre de 2012 por la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis, la compañía adquirió las participaciones sociales de su filial Inversiones Sudamérica Ltda., produciendo consecuentemente la terminación de esta última sociedad. De esta forma, Enersis adquirió las participaciones sociales que habían sido aportadas por Endesa España como pago de las acciones del aumento de capital, constituyéndose en el titular directo de las participaciones sociales aportadas, hecho que se produjo a efectos legales a partir del pasado 1 de octubre. Inversiones Sudamérica Ltda. había absorbido de forma previa, durante el mes de julio pasado, a la sociedad Cono Sur, compañía que originalmente agrupó las aportaciones sociales que aportó Endesa España en el marco de la operación de aumento de capital.

Aumento de capital de Endesa Costanera
 El 5 de abril, la Asamblea de Accionistas de Endesa Costanera resolvió aumentar el capital social por un importe de hasta 555 millones de pesos argentinos y, en consecuencia, la emisión de hasta un total de 555 millones de nuevas acciones ordinarias escriturales de un valor nominal de un peso argentino por acción y con derecho a un voto por acción. Esta operación de ampliación de capital culminó el 21 de noviembre.



NOVIEMBRE

Ignacio Antoñanzas es elegido como "2013 International CEO of the Year" por Latin Trade Group
 El gerente general de Enersis, Ignacio Antoñanzas, se hizo acreedor del premio al CEO Internacional del Año 2013, por "conducir la notable expansión de una de las mayores multinacionales privadas de electricidad en América Latina", según precisó Latin Trade Group. Desde el año 2005 a 2012, el EBITDA del Grupo Enersis ha pasado de los US\$2.277 millones a US\$4.075 millones, exhibiendo un crecimiento de 79%, casi triplicando el crecimiento de la demanda eléctrica. El galardón fue otorgado por la publicación de negocios Latin Trade (distribuida en Estados Unidos de América y Latinoamérica) en conjunto con el Inter-American Development Bank.

Ingresa en operación primera unidad de la optimización de la Cadena Salaco
 Como uno de los hitos más relevantes del proyecto Salaco, en el mes de noviembre la unidad 2 de la central Colegio (50 MW) fue declarada formalmente en operación comercial ante el Sistema Interconectado Nacional de Colombia.

Chilectra entre las mejores empresas para trabajar en Chile

La premiación del XIII Ranking Great Place to Work, en conjunto con el diario El Mercurio, ubicó a Chilectra en el número 35 de las mejores empresas para trabajar del país.

Central Térmica Ventanilla logra la certificación de AENOR

La Central Térmica de Ventanilla ha obtenido la certificación de la reducción de cerca de 2,5 TCO2e por parte de la Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR) en el marco de su proyecto de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), asociado al Protocolo de Kyoto y que se está registrando en el Blue Registry de TÜV. Al cumplimentarse este último paso, se formalizaría la entrada de Edegel al Mercado Voluntario de Carbono.

Enersis, Fundación Integra y Desafío inauguran jardín reconstruido en la comuna de Renca
 En una ceremonia, que contó con la presencia de apoderados, actores sociales, autoridades de la comuna de Renca y representantes del Grupo Enersis, se inauguró el jardín infantil Papelucho, el primero de tres establecimientos educacionales de la Fundación Integra que serán reconstruidos en la Región Metropolitana, luego del terremoto que afectó la zona centro-sur del país en febrero de 2010, gracias al aporte realizado por Fundación Endesa.

Endesa Chile se adjudica licitación de suministro para clientes regulados

La compañía se adjudicó 3.500 GWh/año, con el objetivo de garantizar el suministro a los clientes regulados del Sistema Interconectado Central (SIC), para el periodo diciembre 2013 a diciembre de 2024. El precio ofertado fue de US\$129,035/MWh.

DICIEMBRE

Emgesa es reconocida en materia de Sostenibilidad
 Emgesa recibió un reconocimiento especial en los Premios Bibó 2013, por su compromiso con el medio ambiente, en la conservación y restauración de bosques, preservación del recurso hídrico y en la búsqueda de alternativas para lograr una eficiencia energética en el país.

Proyecto El Quimbo registra avance de un 57%

Durante 2013 se realizó un significativo esfuerzo en la ejecución del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo en Colombia, alcanzándose al cierre de 2013 un avance del 57% en su ejecución.

Ingresa a tramitación ambiental EIA Optimización Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad

Producto de estudios de ingeniería realizados a partir de 2008 y de un análisis del rendimiento de las máquinas, se optimizó el diseño de la Segunda Unidad, lo que permite mejorar su funcionamiento en términos ambientales y de seguridad, sin modificar las características esenciales del proyecto aprobado, lo que, a su vez, permite un aumento de potencia en 20 MW.

Enersis gana premio "Deal of the Year" en la categoría "Equity Follow-on" por aumento de capital
 Enersis formó parte del selecto grupo de solo tres instituciones chilenas en ser reconocidas dentro de un total de 24 categorías. El galardón se enmarca dentro de las operaciones más importantes realizadas por empresas, por la emisión de bonos soberanos y por el financiamiento gubernamental de instituciones financieras privadas de América Latina y el Caribe, entre el 1 de octubre de 2012 y el 30 de septiembre de 2013. En el proceso de selección se tuvo en cuenta la importancia del mercado o la relevancia estratégica de las ofertas, así como la forma en que se estructuraron y ejecutaron cada una de las operaciones. La premiación de los "2013 Deals of the Year Awards" se llevó a cabo en una cena de gala, en el Gotham Hall, en la ciudad de Nueva York, en enero de 2014 y fue otorgado por la prestigiosa revista financiera LatinFinance.

Enersis superó los 14 millones de clientes en distribución de energía eléctrica en Sudamérica

Esta cifra significó un alza de 3,5% respecto a los 13,9 millones de diciembre de 2012 o el equivalente a 492 mil nuevos clientes, confirmando a la compañía como líder del sector privado a nivel Sudamericano.



Principales
indicadores
financieros y de
operación

Al 31 de diciembre de cada año (cifra en millones de pesos nominales)

	2008 ⁽¹⁾	2009 ⁽¹⁾	2010 ⁽¹⁾	2011 ⁽¹⁾	2012	2013
Activo total	13.781.177	13.210.140	13.005.845	13.733.871	13.317.834	15.177.664
Pasivo exigible total	7.752.045	6.833.137	6.491.817	6.837.717	6.354.065	6.670.199
Ingresos de explotación	6.579.945	6.472.056	6.563.581	6.534.880	6.577.667	6.264.446
EBITDA	2.301.714	2.467.101	2.261.691	2.127.368	1.982.924	2.251.489
Resultado neto ⁽²⁾	507.590	660.231	486.227	375.471	377.351	658.514
Índice de liquidez	1,09	1,17	0,97	1,03	0,99	1,31
Coeficiente de endeudamiento ⁽³⁾	1,29	1,07	1	0,99	0,91	0,78

Al 31 de diciembre de cada año

NEGOCIO DE GENERACIÓN	2008 ⁽¹⁾	2009 ⁽¹⁾	2010 ⁽¹⁾	2011 ⁽¹⁾	2012	2013
ARGENTINA						
Número de trabajadores	325	332	426	473	501	628
Número de unidades generadoras	20	20	20	20	20	25
Capacidad instalada (MW)	3.652	3.652	3.652	3.652	3.652	4.522
Energía eléctrica generada (GWh)	10.480	11.955	10.940	10.801	11.289	14.422
Ventas de energía (GWh)	11.098	12.405	11.378	11.381	11.852	16.549
BRASIL						
Número de trabajadores	193	200	193	202	202	205
Número de unidades generadoras	13	13	13	13	13	13
Capacidad instalada (MW)	987	987	987	987	987	987
Energía eléctrica generada (GWh)	3.379	3.319	5.095	4.155	5.177	4.992
Ventas de energía (GWh)	7.093	6.869	6.790	6.828	7.291	6.826
CHILE						
Número de trabajadores	1.123	1.172	607	1.081	1.141	1.141
Número de unidades generadoras	65	110	107	107	111	105
Capacidad instalada (MW)	5.283	5.650	5.611	5.611	5.961	5.571
Energía eléctrica generada (GWh)	21.267	22.239	20.914	20.722	20.194	19.432
Ventas de energía (GWh)	21.532	22.327	21.847	22.070	21.277	20.406
COLOMBIA						
Número de trabajadores	404	415	444	498	517	563
Número de unidades generadoras	29	29	30	30	30	29
Capacidad instalada (MW)	2.895	2.895	2.914	2.914	2.914	2.925
Energía eléctrica generada (GWh)	12.905	12.674	11.283	12.090	13.294	12.748
Ventas de energía (GWh)	16.368	16.806	14.817	15.112	16.304	16.090
PERÚ						
Número de trabajadores	219	224	244	247	263	316
Número de unidades generadoras	24	25	25	25	25	27
Capacidad instalada (MW)	1.467	1.667	1.668	1.668	1.657	1.842
Energía eléctrica generada (GWh)	8.102	8.163	8.466	9.153	8.740	8.489
Ventas de energía (GWh)	8.461	8.321	8.598	9.450	9.587	9.497
TOTAL						
Número de trabajadores	2.264	2.343	1.914	2.501	2.624	2853
Número de unidades generadoras	151	197	195	195	199	199
Capacidad instalada (MW)	14.284	14.851	14.832	14.832	15.171	15.847
Energía eléctrica generada (GWh)	56.133	58.350	56.698	56.921	58.694	60.083
Ventas de energía (GWh)	64.552	66.728	63.430	64.841	66.311	69.368

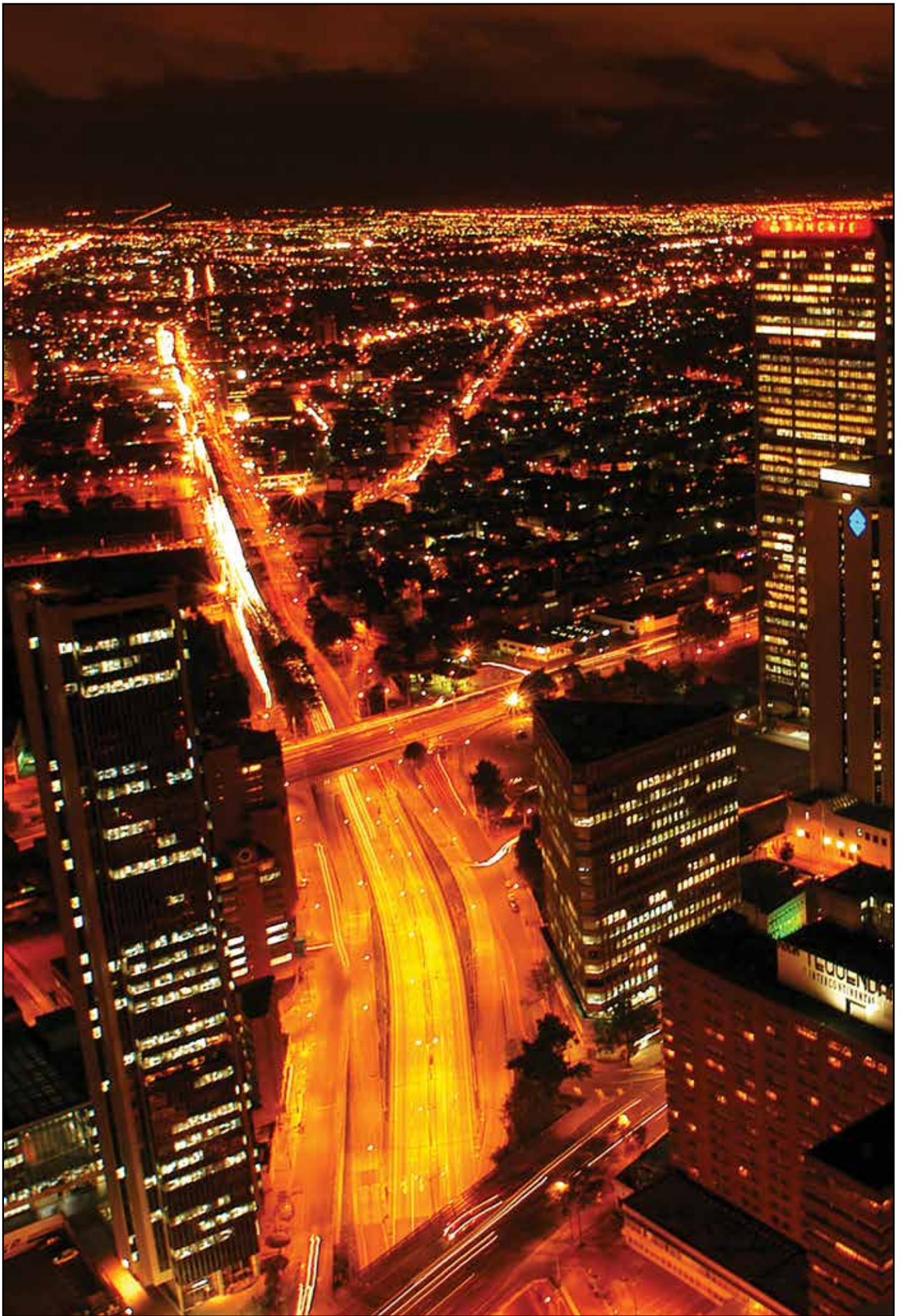
Al 31 de diciembre de cada año

NEGOCIO DE DISTRIBUCIÓN	2008 ⁽²⁾	2009 ⁽²⁾	2010 ⁽²⁾	2011 ⁽²⁾	2012	2013
ARGENTINA						
Ventas de energía (GWh)	16.160	16.026	16.759	17.233	17.338	18.137
Número de clientes	2.262.231	2.305.060	2.352.720	2.388.605	2.388.675	2.444.013
Pérdidas de energía	10,60%	10,50%	10,50%	10,50%	10,6%	10,80%
Número de trabajadores	2.590	2.628	2.627	2.849	2.948	3.320
Clientes / trabajadores	873	877	896	838	810	736
BRASIL						
Ventas de energía (GWh)	16.689	17.253	18.777	19.193	20.694	21.767
Número de clientes	5.308.306	5.487.066	5.665.195	5.867.888	6.050.522	6.301.582
Pérdidas de energía	16,40%	16,80%	16,80%	16,20%	16,30%	16,10%
Número de trabajadores	2.576	2.533	2.484	2.496	2.382	2.370
Clientes / trabajadores	2.061	2.166	2.281	2.351	2.540	2.659
CHILE						
Ventas de energía (GWh)	12.535	12.585	13.098	13.697	14.445	15.152
Número de clientes	1.533.866	1.579.069	1.609.652	1.637.977	1.658.637	1.693.947
Pérdidas de energía	5,90%	6,10%	5,80%	5,50%	5,40%	5,30%
Número de trabajadores	717	731	719	712	734	745
Clientes / trabajadores	2.139	2.160	2.239	2.301	2.260	2.274
COLOMBIA						
Ventas de energía (GWh)	11.822	12.114	12.515	12.857	13.364	13.342
Número de clientes	2.284.855	2.473.747	2.546.559	2.616.909	2.712.987	2.686.919
Pérdidas de energía	8,10%	8,40%	8,50%	8,10%	7,50%	7,00%
Número de trabajadores	932	1.017	1.083	1.101	1.127	1.036
Clientes / trabajadores	2.452	2.432	2.351	2.377	2.407	2.594
PERÚ						
Ventas de energía (GWh)	5.599	5.716	6.126	6.572	6.863	7.045
Número de clientes	1.027.750	1.060.508	1.097.533	1.144.034	1.203.061	1.254.624
Pérdidas de energía	8,20%	8,10%	8,30%	8,20%	8,20%	7,90%
Número de trabajadores	571	595	553	550	607	616
Clientes / trabajadores	1.800	1.782	1.985	2.080	1.982	2.037
TOTAL						
Ventas de energía (GWh)	62.805	63.694	67.275	69.552	72.704	75.443
Número de clientes	12.417.008	12.905.450	13.271.659	13.655.413	14.013.882	14.381.085
Pérdidas de energía	9,84%	9,98%	9,98%	9,70%	9,35%	9,42%
Número de trabajadores	7.386	7.504	7.466	7.708	7.798	8.087
Clientes / trabajadores	1,865	1,883	1,950	1,989	2,000	2,060

(1) Cifras contables en IFRS. Hasta 2008, los estados financieros anuales fueron confeccionados de acuerdo a principios contables generalmente aceptados en Chile. A partir de 2009, los estados financieros han sido confeccionados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, presentándose también los estados financieros de 2008 bajo la nueva norma contable. Producto de este cambio en las normas contables, las sociedades de control conjunto en las cuales Enersis tiene participación, pasó a consolidarse en la proporción que Enersis representa en el capital social, por tanto en 2008, 2009, 2010, 2011 y 2012 se incluye el porcentaje de la potencia, de la generación, de las ventas de energía y de la dotación de personal de estas sociedades.

(2) Para los años 2009, 2010, 2011, 2012 y 2013 corresponde al Resultado Neto atribuible a la sociedad dominante.

(3) Pasivo total/Patrimonio más Interés Minoritario.





Identificación
de la compañía
y documentos
constitutivos

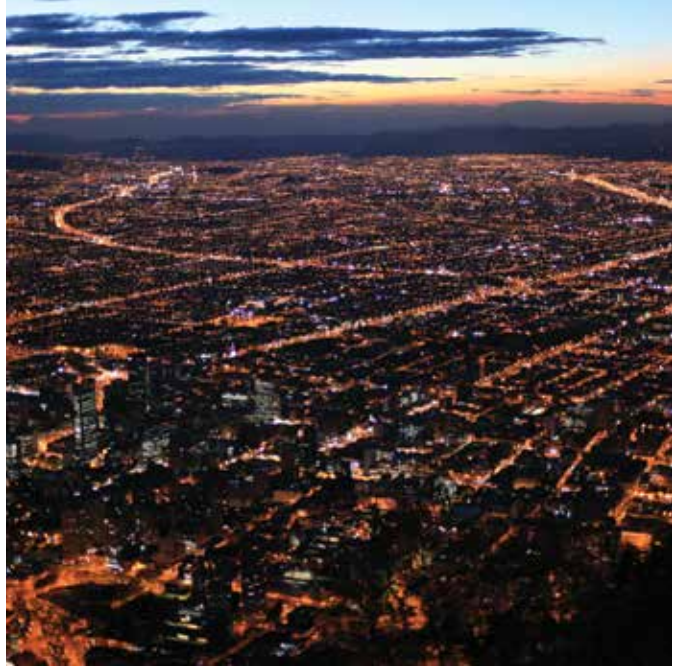
Identificación de la compañía

Nombre o razón social	Enersis S.A.
Domicilio	Santiago, pudiendo establecer agencias o sucursales en otros puntos del país o en el extranjero
Tipo de sociedad	Sociedad Anónima Abierta
Rut	94.271.000 – 3
Dirección	Santa Rosa N°76, Santiago, Chile
Teléfonos	(56-2) 2353 4400 - (56-2) 2378 4400
Fax	(56-2) 2378 4788
Casilla	1557, Santiago
Sitio web	www.enersis.cl
Correo electrónico	informaciones@enersis.cl
Inscripción Registro de Valores	N°175
Auditores externos	Ernst & Young
Capital suscrito y pagado (M\$)	5.669.280.725
Nemotécnico en bolsas chilenas	ENERSIS
Nemotécnico en Bolsa de Nueva York	ENI
Nemotécnico en Bolsa de Madrid	XENI
Banco custodio programa ADR's	Banco Santander Chile
Banco depositario programa ADR's	Citibank N.A.
Banco custodio Latibex	Banco Santander
Entidad de enlace Latibex	Santander Central Hispano Investment S.A.
Clasificadores de riesgo nacionales	Feller Rate, Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Limitada
Clasificadores de riesgo internacionales	Fitch Ratings, Moody's,y Standard & Poor's

Documentos constitutivos

La sociedad que dio origen a Enersis S.A. se constituyó, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A., según consta en escritura pública del 19 de junio de 1981, otorgada en la notaría de Santiago de Patricio Zaldívar Mackenna y modificada por escritura pública el 13 de julio del mismo año, extendida en la misma notaría. Se autorizó su existencia y se aprobaron sus estatutos por resolución N°409-S del 17 de julio de 1981, de la Superintendencia de Valores y Seguros. El extracto de la autorización de existencia y aprobación de los estatutos fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago a fojas 13.099, N°7.269 correspondiente al año 1981, y se publicó en el Diario Oficial el 23 de julio de 1981. A la fecha, los estatutos sociales de Enersis han sido objeto de diversas modificaciones.

Con fecha 1 de agosto de 1988, la sociedad pasó a denominarse Enersis S.A. La última modificación es la que consta en escritura pública del 28 de diciembre de 2012, otorgada en la notaría de Santiago de Iván Torrealba Acevedo, cuyo extracto fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas 3.562, N° 2.344 del Registro de Comercio del año 2013 y publicado en el Diario Oficial el 11 de enero de 2013.



Objeto social

La sociedad tiene como objeto 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. Tendrá también como objeto invertir y administrar su inversión en sociedades filiales y coligadas, que sean generadoras, transmisoras, distribuidoras o comercializadoras de energía eléctrica o cuyo giro corresponda a cualquiera 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.



En el cumplimiento de su objeto principal, la compañía desarrollará las siguientes funciones: a) promover, organizar, constituir, modificar, disolver o liquidar sociedades de cualquier naturaleza, cuyo objeto social sea relacionado a los de la compañía; b) proponer a sus empresas filiales las políticas de inversiones, financiamiento y comerciales, así como los sistemas y criterios contables a que éstas deberán ceñirse; c) supervisar la gestión de sus empresas filiales; d) prestar a sus empresas filiales o coligadas los recursos financieros necesarios para el desarrollo de sus negocios y, además, prestar a sus empresas filiales servicios gerenciales; de asesoría financiera, comercial, técnica y legal; de auditoría y, en general, los servicios de cualquier índole que aparezcan como necesarios para su mejor desempeño.



Además de su objeto principal y actuando siempre dentro de los límites que determine la Política de Inversiones y Financiamiento aprobada en Junta de Accionistas, la sociedad podrá invertir en: i) la adquisición, explotación, construcción, arrendamiento, administración, intermediación, comercialización y enajenación de toda clase de bienes muebles e inmuebles, sea directamente o a través de sociedades filiales o coligadas; y ii) en toda clase de activos financieros, incluyendo acciones, bonos y debentures, efectos de comercio y, en general, toda clase de títulos o valores mobiliarios y aportes a sociedades, sea directamente o a través de sociedades filiales o coligadas.



Estructura de propiedad

El capital de la compañía se divide en 49.092.772.762 acciones, sin valor nominal, todas de una misma y única serie.

Al 31 de diciembre de 2013, se encontraban suscritas y pagadas el total de las acciones cuya propiedad se distribuía de la siguiente manera:

Accionistas	Número de acciones	Participación
Endesa Latinoamérica S.A.	19.794.583.473	40,32%
Endesa (España) S.A.	9.967.630.058	20,30%
Administradoras de Fondos de Pensiones	6.291.916.133	12,82%
ADR'S (Citibank N.A. según circular N°1.375 de la SVS)	5.260.330.500	10,72%
Corredores de Bolsa, Cías. de Seguros y Fondos Mutuos	2.829.716.846	5,76%
Fondos de Inversión Extranjeros	2.161.679.190	4,40%
Banco de Chile por cta. de terceros	1.654.861.817	3,37%
Otros Accionistas	1.132.054.745	2,31%
Total Acciones	49.092.772.762	100,00%

Identificación de los controladores

De acuerdo a lo definido en el Título XV de la Ley N°18.045, el controlador directo de la compañía es ENDESA, S.A., sociedad domiciliada en el Reino de España, con una participación directa en Enersis de 20,3036% e indirecta a través de su filial 100%, Endesa Latinoamérica, S.A., también española, que tiene una participación de un 40,3208% en la propiedad de Enersis.

Los principales accionistas de ENDESA, S.A., sociedad domiciliada en el Reino de España al 31 de diciembre de 2013, de conformidad con lo que publica la CNMV (Comisión Nacional del Mercado de Valores de España) son: ENEL ENERGY EUROPE, S.L., con un 92,063 % (ENEL ENERGY EUROPE S.L.), la que a su vez, es controlada en un 100% por ENEL S.p.A. El free float de ENDESA, S.A., al 31 de diciembre de 2013, era de un 7,937%.

Los miembros del controlador no tienen acuerdo de actuación conjunta.

Nómina de los doce mayores accionistas de la compañía

Al 31 de diciembre de 2013, Enersis era propiedad de 7.200 accionistas. Los doce mayores accionistas eran:

Nombre o Razón Social	Rut	Numero de Acciones	Participación
Endesa Latinoamérica S.A.	59.072.610-9	19.794.583.473	40,32%
Endesa S.A. (Endesa España)	59.066.580-0	9.967.630.058	20,30%
Citibank N.A. (según circular N°1.375 SVS)	59.135.290-3	5.260.330.500	10,72%
AFP Provida S.A.	98.000.400-7	1.770.756.659	3,61%
Banco de Chile (por cuenta de terceros)	97.004.000-5	1.654.861.817	3,37%
AFP Habitat S.A.	98.000.100-8	1.645.665.591	3,35%
AFP Capital S.A.	98.000.000-1	1.329.819.976	2,71%
AFP Cuprum S.A.	98.001.000-7	1.287.690.305	2,62%
Banco Itaú (por cuenta de inversionistas)	76.645.030-K	1.241.226.075	2,53%
Banco Santander (por cuenta de inv. extranjeros)	97.036.000-K	840.379.612	1,71%
Bolsa Electrónica de Chile Bolsa de Valores	96.551.730-8	317.045.355	0,65%
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	96.571.220-8	297.494.819	0,61%
Subtotal 12 accionistas		45.407.484.240	92,49%
Otros 7.188 accionistas		3.685.288.522	7,51%
TOTAL 7.200 ACCIONISTAS		49.092.772.762	100%

Cambios de mayor importancia en la propiedad

Durante el año 2013, los cambios de mayor importancia en la propiedad de Enersis fueron:

Nombre o Razón Social	Rut	DV	N° de Acciones al 31/12/2012	N° de Acciones al 31/12/2013	Variación Número de Acciones
Endesa S.A. (Endesa España)	59.066.580	0	0	9.967.630.058	9.967.630.058
Citibank N.A. Según Circular 1375 SVS	59.135.290	3	3.694.698.650	5.260.330.500	1.565.631.850
AFP Provida S.A.	98.000.400	7	1.304.042.640	1.770.756.659	466.714.019
Banco de Chile por Cuenta de Terceros No Residentes	97.004.000	5	977.171.885	1.654.861.817	677.689.932
AFP Habitat S.A.	98.000.100	8	1.122.471.041	1.645.665.591	523.194.550
AFP Capital S.A.	98.000.000	1	911.634.819	1.329.819.976	418.185.157
AFP Cuprum S.A.	98.001.000	7	930.517.958	1.287.690.305	357.172.347
Banco Itau por Cuenta de Inversionistas	76.645.030	K	642.734.035	1.241.226.075	598.492.040
Banco Santander por Cuenta de Inv. Extranjeros	97.036.000	K	482.166.494	840.379.612	358.213.118
Bolsa Electrónica de Chile Bolsa de Valores	96.551.730	8	153.599.086	317.045.355	163.446.269
Banchile C. de B. S.A.	96.571.220	8	288.428.936	297.494.819	9.065.883
BTG Pactual Chile S.A. C. de B.	84.177.300	4	123.245.391	288.008.500	164.763.109
Larrain Vial S.A. Corredora de Bolsa	80.537.000	9	155.098.236	220.774.080	65.675.844
Bolsa de Comercio de Santiago Bolsa de Valores	90.249.000	0	157.245.378	84.130.412	-73.114.966

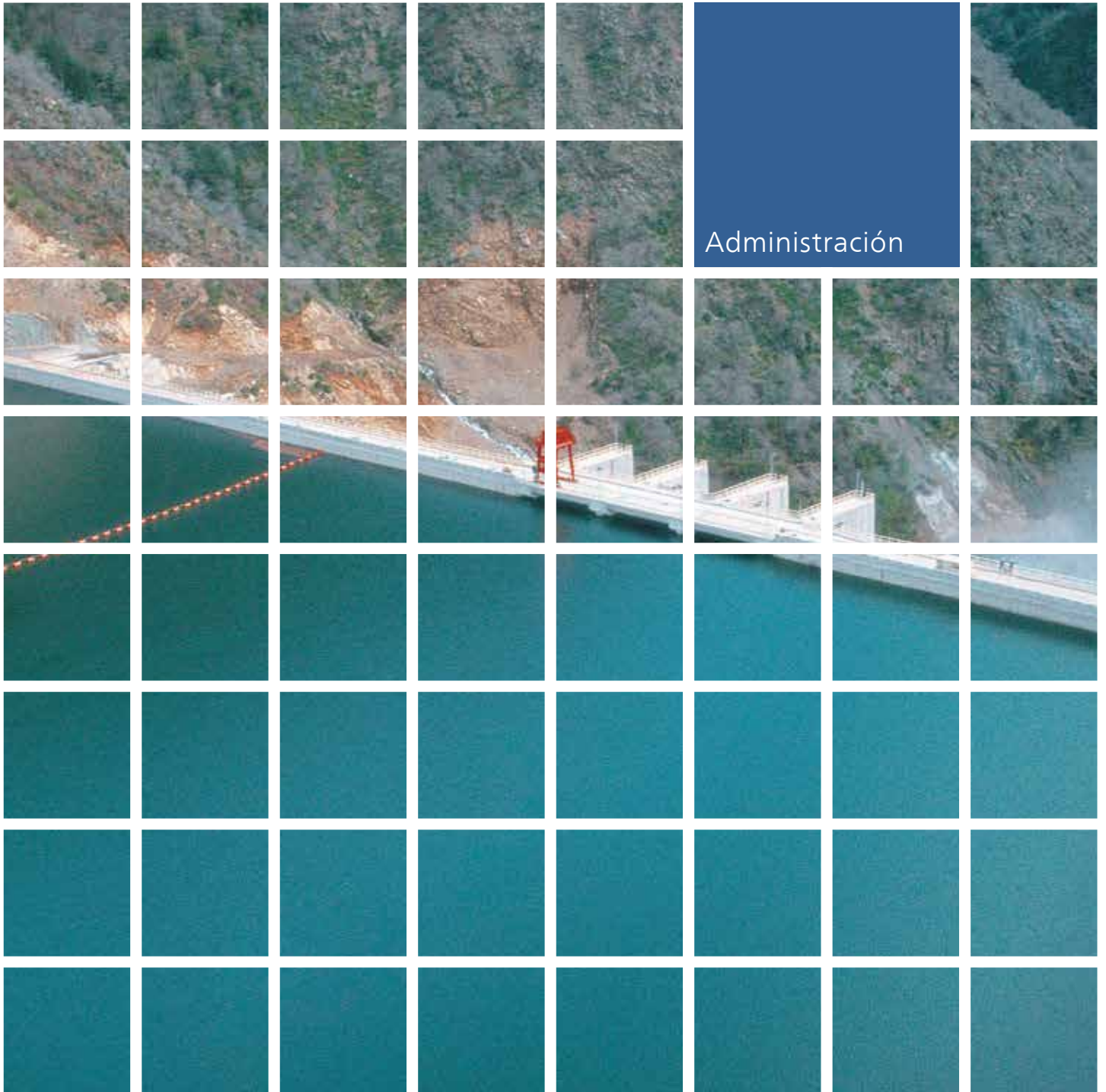
Transacciones bursátiles efectuadas por personas relacionadas

Accionista	RUT	Comprador/ Vendedor	Fecha de Transacción	Número de Acciones Transadas	Precio Unitario Transacción (Pesos)	Monto Total de la Transacción (Pesos)	Objeto de la Transacción	Relación con la Sociedad
Inversiones Santa Veronica Ltda.	79.880.230-5	Comprador	11-04-2012	1.000.000	197,34	197.340.000	Inversión Financiera	Relacionado con Hernán Somerville Senn Director Enersis
Jean Paul Zalaquett	8.668.933-2	Vendedor	14-12-2012	1.530	172,00	263.160	Inversión Financiera	Gerente Sostenibilidad Chilectra
Beatriz García Huidobro	6.981.877-3	Vendedor	15-01-2013	2.425	176,00	426.800	Inversión Financiera	Relacionado con Francisco Silva Bafalluy Gerente Enersis
Endesa, S.A.	59.066.580-0	SVPE	21-03-2013	9.967.630.058	173,00	1.724.400.000.034	Aporte en especies	Controlador
Pablo Yrarrázaval Valdés	5.710.967-K	SVPE	25-03-2013	274.075	173,00	47.414.975	Inversión Financiera	Presidente del Directorio
María Elena Yrarrázaval Valdés	5.710.932-7	SVPE	25-03-2013	274.075	173,00	47.414.975	Inversión Financiera	Relacionado con Presidente del Directorio
Santana S.A.	90.856.000-0	SVPE	26-03-2013	2.407.457	173,00	416.490.061	Inversión Financiera	Relacionado con Director Enersis L. Vial
Agrícola e Inversiones La Viña S.A.	88.462.100-3	SVPE	26-03-2013	1.249	173,00	216.077	Inversión Financiera	Relacionado con Director Enersis L. Vial
Inversiones Marpel Ltda.	78.171.230-2	SVPE	26-03-2013	505.490	173,00	8.744.770	Inversión Financiera	Relacionado con Presidente del Directorio
Rentas ST Ltda.	76.256.627-3	SVPE	26-03-2013	10.000.000	173,00	1.730.000.000	Inversión Financiera	Relacionado con Director Enersis L. Vial
Leonidas Vial Echeverría	5.719.922-9	SVPE	26-03-2013	1.187	173,00	205.351	Inversión Financiera	Director Enersis
Marcos Cruz Sanhueza	10.702.983-4	Comprador	30-05-2013	480.000	167,26	80.283.200	Inversión Financiera	Asesor Tributario
Marcos Cruz Sanhueza	10.702.983-4	Comprador	05-06-2013	890.000	167,91	149.441.400	Inversión Financiera	Asesor Tributario
Marcos Cruz Sanhueza	10.702.983-4	Comprador	17-06-2013	310.000	160,73	49.824.900	Inversión Financiera	Asesor Tributario
Marcos Cruz Sanhueza	10.702.983-4	Comprador	24-06-2013	27.000	148,00	3.996.000	Inversión Financiera	Asesor Tributario
Marcos Cruz Sanhueza	10.702.983-4	Vendedor	08-07-2013	1.312.179	157,00	206.012.103	Inversión Financiera	Asesor Tributario
Marcos Cruz Sanhueza	10.702.983-4	Comprador	08-07-2013	1.312.179	161,59	212.035.005	Inversión Financiera	Asesor Tributario
Marcos Cruz Sanhueza	10.702.983-4	Vendedor	03-01-2014	1.371.369	158,00	216.676.302	Inversión Financiera	Asesor Tributario
Marcos Cruz Sanhueza	10.702.983-4	Comprador	03-01-2014	1.371.369	162,08	222.266.002	Inversión Financiera	Asesor Tributario

(*) Suscripción Valores Primera Emisión (SVPE)

Síntesis de comentarios y proposiciones del Comité de Directores y de los accionistas

No se recibieron en Enersis comentarios ni proposiciones respecto de la marcha de los negocios sociales entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2013 por parte del Comité de Directores o accionistas que posean o representen el 10% o más de las acciones emitidas con derecho a voto, de conformidad a lo establecido en el Art. 74 de la Ley N°18.046 y 136 del Reglamento de Sociedades Anónimas.



Directorio

1. PRESIDENTE

Pablo Yrarrázaval Valdés

Presidente de la Bolsa de

Comercio de Santiago

Rut: 5.710.967-K

A partir de 26.07.2002

2. VICEPRESIDENTE

Borja Prado Eulate

Presidente de Endesa (España)

Estudios en Derecho

Universidad Autónoma de Madrid

Pasaporte: AAC809697

A partir de 16.04.2013

3. DIRECTOR

Andrea Brentan

Ingeniero Civil Mecánico

Politécnico di Milano

Máster en Ciencias Aplicadas

Universidad de Nueva York

Pasaporte: YA0688158

A partir de 29.07.2009

4. DIRECTOR

Luigi Ferraris

Licenciado en Economía

y Comercio

Universidad de Génova

Pasaporte: YA2600789

A partir de 16.04.13

5. DIRECTOR

Hernán Somerville Senn

Abogado

Universidad de Chile

Máster of Comparative

Jurisprudence

Universidad de New York

Rut: 4.132.185-7

A partir de 29.07.1999

6. DIRECTOR

Leonidas Vial Echeverría

Empresario

Vicepresidente de la Bolsa

de Comercio de Santiago

Rut: 5.719.922-9

A partir de 22.04.2010

7. DIRECTOR

Rafael Fernández Morandé

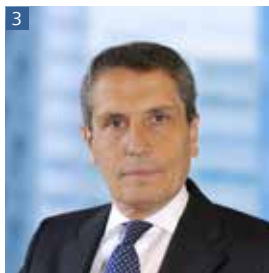
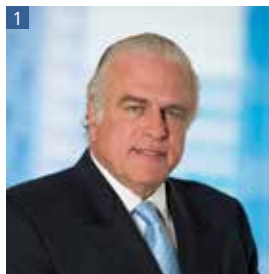
Ingeniero Civil Industrial

Pontificia Universidad Católica

de Chile

Rut: 6.429.250-1

A partir de 22.04.2010



SECRETARIO DEL DIRECTORIO
Domingo Valdés Prieto
Abogado
Universidad de Chile y Máster
of Laws University of Chicago
Rut: 6.973.465-0
A partir del 30.04.1999

Enersis es administrada por un Directorio compuesto por siete miembros, los cuales permanecen por un periodo de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. El Directorio fue elegido en Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 16 de abril de 2013.

Remuneraciones del Directorio y del Comité de Directores

En conformidad a lo establecido en el Artículo 33 de la Ley N°18.046 de Sociedades Anónimas, la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 16 de Abril de 2013 acordó la remuneración que corresponde al Directorio y al Comité de Directores de Enersis para el ejercicio 2013.

La remuneración del Directorio consiste en una remuneración variable anual equivalente al uno por mil de las utilidades líquidas provenientes del ejercicio. A modo de anticipo, se determinó pagar una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, imputable a la remuneración variable anual referida.

La remuneración del Comité de Directores consiste en una remuneración variable anual equivalente al uno coma once mil setecientos sesenta y cinco por mil de las utilidades líquidas provenientes del ejercicio. A modo de anticipo, se determinó pagar una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, imputable a la remuneración variable anual referida.

El total de los gastos por concepto de remuneraciones durante el año 2013 fue de \$409.854.602 y se detalla en la siguiente tabla. El directorio no incurrió en gastos adicionales en asesorías externas.

2013

Montos en Ch\$			Sesiones Ordinarias y Extraordinarias	Retribución Fija Comité	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias Comité	Retribución Variable	TOTAL 2013
Nombre	Cargo	Retribución Fija	Extraordinarias				
Pablo Yarrázaval	Presidente	55.759.468	54.563.615		-	-	110.323.083
Borja Prado Eulate	Vicepresidente	29.700.991	22.822.191		-	-	52.523.182
Hernán Somerville	Director	27.879.734	25.758.205	10.489.405	5.786.397	-	69.913.741
Leonidas Vial	Director	27.879.734	22.718.701	10.489.405	5.369.050	-	66.456.890
Rafael Fernández	Director	27.879.734	27.281.808	10.489.405	6.201.925	-	71.852.871
Andrea Brentan ⁽²⁾	Director	-	-		-	-	-
Luigi Ferraris ⁽²⁾	Director	-	-		-	-	-
Rafael Miranda ⁽¹⁾	Director	8.079.073	10.559.674		-	-	18.638.747
Eugenio Tironi ⁽¹⁾	Director	8.079.073	12.067.014		-	-	20.146.087
Total general		185.257.807	175.771.207	31.468.215	17.357.372	-	409.854.602

NOTA:
 (1) Los señores Rafael Miranda y Eugenio Tironi, desempeñaron el cargo de Director en Enersis hasta el día 16 de abril del 2013.
 (2) Los señores Andrea Brentan y Luigi Ferraris renunciaron al pago de compensación por sus posiciones como Directores de la compañía.

2012

Montos en Ch\$			Sesiones Ordinarias y Extraordinarias	Retribución Fija Comité	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias Comité	Retribución Variable	TOTAL 2012
Nombre	Cargo	Retribución Fija	Extraordinarias				
Pablo Yarrázaval	Presidente	54.838.518	65.815.603		-	12.323.000	132.977.120
Andrea Brentan ⁽¹⁾	Vicepresidente	-	-		-	-	-
Hernán Somerville	Director	27.419.259	33.721.624	10.316.157	8.569.913	7.607.000	87.633.953
Eugenio Tironi	Director	27.419.259	32.907.801		-	6.161.000	66.488.060
Leonidas Vial	Director	27.419.259	33.314.463	10.316.157	8.162.621	7.607.000	86.819.499
Rafael Fernández	Director	27.419.259	33.721.624	10.316.157	8.569.913	7.607.000	87.633.953
Rafael Miranda	Director	27.419.259	32.907.801		-	6.161.000	66.488.060
Total general		191.934.812	232.388.916	30.948.470	25.302.448	47.466.000	528.040.646

NOTA:
 (1) El señor Andrea Brentan renunció al pago de compensación por su posición como Director de la compañía.



Gastos en asesoría del Directorio

Durante el año 2013, el Directorio no realizó gastos en asesorías.

Propiedad sobre Enersis

Al 31 de diciembre de 2013, el registro de accionistas reflejaba que el 0,002% del total de acciones de la compañía estaba a nombre del Director Pablo Yrarrázaval. El resto de los Directores no presentaba propiedad sobre la Compañía.

Comité de Directores

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 50 bis de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas, Enersis cuenta con un Comité de Directores compuesto de tres miembros, que tienen las facultades y deberes contemplados en dicho artículo y los delegados por el Directorio que constan en el Reglamento del Comité de Directores.

En sesión de 16 de abril de 2013 el Directorio de la sociedad designó como miembros del Comité de Directores de Enersis a Hernán Somerville Senn (independiente), a Rafael Fernández Morandé (independiente) y a Leonidas Vial Echeverría (independiente).

De la misma forma, el Comité de Directores, en sesión de fecha 29 de abril de 2013 designó presidente a Hernán Somerville Senn y secretario del mismo a Domingo Valdés Prieto. En la mencionada sesión, el Directorio designó a Hernán Somerville Senn como Experto Financiero.

Respecto a la conformación del Comité de Directores del año 2012, en sesión de 23 de abril de 2010 el Directorio de la sociedad designó como miembros del Comité de Directores de Enersis a don Hernán Somerville Senn (independiente), a don Rafael Fernández Morandé (independiente) y a don Leonidas Vial Echeverría (independiente).

De la misma forma, el Comité de Directores, en sesión de igual fecha designó Presidente a don Hernán Somerville Senn y Secretario del mismo a don Domingo Valdés Prieto. En la mencionada sesión, el Directorio designó a don Leonidas Vial Echeverría como Experto Financiero. Al uno de enero de 2012 el Comité de Directores no registraba variaciones respecto de lo anterior.

Informe anual de gestión

El Presidente del Comité de Directores, Hernán Somerville Senn, señaló que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 50° bis de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas (LSA), corresponde que el Comité de Directores de Enersis S.A. presente en la memoria anual y se dé cuenta a la Junta Ordinaria de Accionistas de la compañía acerca de su informe anual de gestión, destacando las actividades desarrolladas por el Comité durante el ejercicio 2013, así como los gastos en que hubiera incurrido, incluidos los de sus asesores, durante dicho período. Para tales efectos, propuso al Comité la aprobación del siguiente texto:

Informe anual de gestión del comité de Directores

Al uno de enero de 2013 integraban el Comité de Directores de Enersis Hernán Somerville Senn (independiente), Leonidas Vial Echeverría (independiente) y Rafael Fernández Morandé (independiente), siendo su Presidente Hernán Somerville Senn y secretario del mismo Domingo Valdés Prieto.

El Comité de Directores ha sesionado 15 veces durante el año 2013, incluida la presente sesión. Si nada se expresa en este informe, se entiende que la sesión de que se trata es ordinaria.

En su primera sesión, extraordinaria, de fecha 14 de enero de 2013, el Comité de Directores con el voto favorable de todos sus miembros no involucrados, esto es, con la sola exclusión del Sr. Leonidas Vial Echeverría, quien se abstuvo de opinar y votar, concluyó que la contratación de Larraín Vial, operación entre parte relacionadas, como agente colocador, en el contexto del aumento de capital acordado en Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 20 de diciembre de 2012, contribuía al interés social de Enersis y se ajustaba en términos y condiciones a aquéllas que prevalecen en el mercado al tiempo de su aprobación. De la misma forma, el Comité de Directores acordó emitir el informe respectivo, para ser puesto a disposición del Directorio, facultando para ello a su presidente, Sr. Hernán Somerville Senn.

A continuación el presidente del Comité de Directores, Hernán Somerville Senn, informó a los restantes miembros de dicho órgano societario que la semana anterior había recibido una

visita de los auditores externos, Ernst & Young (E&Y), en la cual le informaron respecto de la revisión efectuada por el Public Company Accounting Oversight Board (PCAOB) de los Estados Unidos de América sobre la auditoría que E&Y había realizado al 20-F del ejercicio 2011 de Enersis S.A. Sobre el particular, los auditores externos informaron al Presidente y al Gerente de Finanzas, Eduardo Escaffi Johnson, que el PCAOB habría efectuado tres comentarios. Al efecto, destacó el presidente del Comité de Directores que Enersis S.A., por su parte, había solicitado informes en derecho a Chadbourne & Parke y Carey y Cía. con el objeto de confirmar que dichos reparos no afectan la validez del 20-F del ejercicio 2011 de Enersis, ni retrasarían ni supondrían una suspensión de la operación de aumento de capital de Enersis. Luego de una serie de preguntas al Gerente de Finanzas, las cuales fueron debidamente respondidas, sobre los riesgos asociados a los temas informados por Ernst & Young en la reunión indicada, el Comité de Directores solicitó que, en la próxima sesión, se tratase este tema para determinar los cursos de acción a seguir.

En su segunda sesión, acaecida el día 30 de enero de 2013, el Comité de Directores analizó la situación que se había suscitado con motivo de la investigación que el PCAOB había abierto contra Ernst & Young y, particularmente, las implicancias que ésta pudiera tener sobre el aumento de capital en curso. Al respecto, recordó que había solicitado una opinión legal bajo el derecho estadounidense y otra opinión legal bajo el derecho chileno con el objeto de que este Comité se formase un juicio sobre la situación y adoptase los cursos de acción que estimare convenientes. El Fiscal y secretario del Comité de Directores, Domingo Valdés Prieto, hizo una breve síntesis del informe en derecho emitido con fecha 20 de enero de 2013 por el estudio jurídico de Nueva York Chadbourne & Parke y del informe emitido con fecha enero 17 de 2013 por el estudio Carey y Cía. Dicha explicación fue complementada por el Gerente de Finanzas, señor Eduardo Escaffi Johnson. El Comité Directores, por la unanimidad de sus miembros, acordó: 1.- Verificar que esta situación sea adecuadamente revelada por la Compañía a Davis Polk & Wardwell, asesores jurídicos de los bancos colocadores, y que sea este estudio jurídico el que lo informe a los bancos colocadores; 2.- Monitorear la evolución de esta situación en forma permanente, solicitándosele al efecto al Gerente de Finanzas que continúe informando a este Comité de los cambios y novedades que se produzcan con motivo de la investigación del PCAOB y de los efectos que pueda identificar Ernst &

Young sobre el particular; 3.- Que la Gerencia de Finanzas cobre a Ernst & Young todos los gastos jurídicos, financieros y contables que resulten o puedan resultar de la situación antes descrita.

A continuación, el Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, y conforme a lo señalado en el artículo 50 bis N°1 de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas, declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de la compañía al 31 de diciembre de 2012, sus Notas, Estados de Resultados y Hechos Relevantes, así como los Informes de los Auditores Externos y de los Inspectores de Cuentas sobre el particular

En esta misma sesión, este órgano acordó, por la unanimidad de sus miembros, dejar constancia que había tomado conocimiento formal y expreso del informe sobre Correduría de Dinero y Giro Bancario preparado por los Auditores Externos de Enersis S.A., Ernst & Young, de fecha 30 de enero de 2013.

El Comité de Directores, acordó, por la unanimidad de sus miembros, dejar constancia que había tomado conocimiento formal y expreso de la Carta de Control Interno de Enersis S.A., de fecha 24 de enero de 2013, preparada por los auditores externos de la Compañía, señores Ernst & Young.

En su tercera sesión, extraordinaria, que tuvo lugar el día 15 de febrero 2013, el Comité de Directores, conforme a lo señalado en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley y en el artículo 242, inciso final, de la Ley N°18.045 de Mercado de Valores, el Comité de Directores acordó, por la unanimidad de sus miembros, declarar que la contratación de los servicios presentados a ser prestados por los auditores externos, no comprometen la idoneidad técnica o la independencia de juicio de las empresas de auditoría externa y se instruyó al Gerente General para que parte de los honorarios adicionales a ser pagados, sean negociados como anticipo a cuenta de la Auditoría Anual, dado que el trabajo solicitado es acelerar una parte de la misma.

En esta misma sesión, el Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, acordó aprobar la presentación de una complementación al 20-F de Enersis correspondiente al ejercicio 2011, que incluya los cambios descritos por el Gerente de Finanzas, Sr. Eduardo Escaffi Johnson, con el objeto de inscribir el aumento de capital en los Estados Unidos de América (EE.UU.), indispensable para efectuar una oferta de valores en los mercados

internacionales, consistente en que tanto los EE.FF. anuales (incluidos en el 20-F de 2011) como los interinos al tercer trimestre de 2012, sean elaborados sobre bases comparables. Por lo anterior, se hace necesario complementar el 20-F del ejercicio 2011, incluyendo el Estado de Flujos Efectivos elaborado con el método directo. Explicó el señor Escaffi que estas complementaciones son meramente formales y de escasa relevancia, y no representan ningún cambio en las cifras finales de los EE.FF. aprobados con anterioridad. Dichas complementaciones y el contenido de la misma, así como el resto de la documentación cuenta con la conformidad de los auditores externos y los abogados externos estadounidenses de Enersis, Chadbourne and Parke y de los abogados de los bancos, Davis Polk & Wardwell Asimismo, el Comité de Directores solicitó al Gerente de Finanzas, que procediera a analizar las consecuencias que la referida complementación al 20-F del ejercicio 2011 podría producir desde el punto de vista de la contabilidad local y, particularmente, si ello exigía alguna suerte de complementación análoga de los estados financieros locales. En esta misma sesión extraordinaria, el Gerente de Finanzas, explicó que, de conformidad con lo solicitado en la sesión pasada por el Presidente del Comité de Directores, se había expuesto esta situación a Davis Polk & Wardwell, estudio jurídico estadounidense asesor de los bancos colocadores contratados por Enersis S.A. para llevar a cabo el aumento de capital en curso, los cuales concordaron con el informe emitido por Chadbourne & Parke.

En su cuarta sesión, que tuvo lugar el día 28 de febrero de 2013, el Comité de Directores acordó, por la unanimidad de sus miembros, calificar de razonable la evaluación del trabajo de los auditores externos de la compañía realizado durante el ejercicio 2012, con la prevención antes explicada relativa a la investigación abierta por el PCAOB contra Ernst & Young y representar dicha prevención a Ernst & Young.

El Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, acordó proponer al Directorio para que éste, a su vez, sugiera a la Junta Ordinaria de Accionistas las firmas Feller Rate Clasificadora de Riesgo Limitada y Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Limitada como clasificadores privados de riesgo nacional y las firmas Fitch Ratings, Moody's Investors Services y Standard & Poor's International Ratings Services como clasificadores privados de riesgo internacional de Enersis S.A. para el ejercicio 2013.

El Comité de Directores, conforme a lo señalado en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley, en el artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores y en el Reglamento

del Comité de Directores, acordó, por la unanimidad de sus miembros, declarar que la contratación de los servicios no relacionados con la auditoría externa a ser prestados por los auditores externos, que fueron presentadas por el Sr. Héctor Escobar Vargas, Coordinador de Auditorías Externas, no comprometen la idoneidad técnica o la independencia de juicio de las empresas de auditoría externa.

El Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, emitió su parecer sobre cada una de las denuncias presentadas a través del canal Ético, entregando directivas a seguir para cada una de éstas y confirmando lo ya resuelto por este órgano, en el sentido de que corresponderá al presidente del Comité de Directores realizar una convocatoria a sesión extraordinaria de este órgano en el evento que la entidad de una denuncia así lo justifique a juicio del señor presidente del Comité.

El presidente del Comité de Directores, Hernán Somerville Senn, manifestó que en la última sesión de dicho órgano societario se había solicitado al Gerente de Finanzas, Eduardo Escaffi Johnson, que analizara conjuntamente con el Gerente de Contabilidad, Ángel Chocarro García, las eventuales consecuencias que desde el punto de vista contable local pudiera generar la complementación efectuada al 20-F correspondiente al ejercicio 2011 con el objeto de ingresar el F-3 a la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América (SEC) en relación con el aumento de capital en curso.

El Comité de Directores acordó, por la unanimidad de sus miembros, que habida consideración de la respuesta entregada por Ernst & Young al Gerente de Finanzas, Eduardo Escaffi Johnson, se resuelve no reemitir los estados financieros correspondientes al ejercicio 2011, resultando en consecuencia innecesario el examen de los mismos por este Comité y su aprobación por Directorio y junta de accionistas. Sin perjuicio de lo anterior, el Comité de Directores acordó, también por la unanimidad de sus miembros, que el Gerente de Finanzas obtenga la formalización de la respuesta ya entregada por Ernst & Young que ha sido analizada por este órgano societario.

En su quinta sesión del ejercicio, efectuada el día 20 de marzo de 2013, el Comité de Directores acordó, por la unanimidad de sus miembros, aprobar la proposición del Presupuesto del Comité de Directores para el Ejercicio 2013, según la cual éste consistiría en la cantidad de 10.000 Unidades de Fomento para fines de gastos y funcionamiento

del Comité de Directores y sus asesores. Asimismo, los miembros del Comité de Directores resolvieron, por unanimidad, someter la mencionada proposición del presupuesto del Comité de Directores para el ejercicio 2013, a la Junta Ordinaria de Accionistas de Enersis S.A., a fin de que ésta decida en definitiva sobre este asunto.

En esta sesión se analizó la emisión del Formulario 20-F, atendido que Enersis S.A., en su condición de emisora de ADSs y bonos en el mercado estadounidense, debía presentar el dicho Formulario, correspondiente a los estados financieros en IFRS de la compañía, así como la demás información relacionada exigida por la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América (SEC) a ser incluida en dicho formulario. Señaló el Gerente de Finanzas, don Eduardo Escaffi Johnson que, en sintonía con los lineamientos emanados de la Sarbanes Oxley Act y con el fin de satisfacer las exigencias de IFRS, la elaboración de dicho documento ha cumplido con los estrictos controles previstos en el procedimiento respectivo para la preparación, verificación y respaldo de la información contenida en aquél. A tal efecto, han participado en dicho proceso diversas áreas de Enersis S.A. y de sus filiales, todas ellas bajo la coordinación y supervisión del "Compliance Officer" Sr. Nicolás Billikopf Encina, subgerente de la Gerencia de Finanzas. Asimismo, destacó Eduardo Escaffi Johnson que el Formulario 20-F ha sido revisado por los auditores externos locales y estadounidenses y por los asesores legales estadounidenses de Enersis S.A., el estudio jurídico Chadbourne & Parke. El Gerente de Finanzas, explicó asimismo que, de acuerdo con la sección 404 de Sarbanes Oxley Act, se requiere que el informe anual de cada sociedad emisora incluya un informe sobre control interno que señale la responsabilidad de la administración en la implementación y mantenimiento de una estructura y procedimientos de control interno adecuados para el reporte financiero del emisor, así como una evaluación de la efectividad de la estructura y procedimientos de control interno para el reporte financiero. Los socios de Ernst & Young, Rubén López y Marek Borowski, efectuaron una presentación sobre la efectividad de la estructura y procedimientos de control interno para el reporte financiero de Enersis S.A., así como sobre la independencia de Ernst & Young, en su calidad de auditores externos de Enersis S.A. durante el ejercicio 2012, señalando que no existían deficiencias materiales y que los procedimientos de Control Interno se hallaban en orden. El director Sr. Rafael Fernández Morandé preguntó si se había hecho algún chequeo de incobrables en el ámbito de la distribución, a lo cual el Sr. Borowski

respondió afirmativamente y que las pruebas realizadas mostraban estándares razonables. Los miembros del Comité se interiorizaron, con motivo de la referida presentación, de que Ernst & Young había cometido dos infracciones contra las normas del PCAOB, diversas del procedimiento investigativo informado en sesión del 14 de enero de 2013, razón por la cual solicitaron al Fiscal, Domingo Valdés Prieto, que solicitase una opinión al estudio jurídico estadounidense Chadbourne & Parke acerca de tales infracciones y sus consecuencias para el Grupo Enersis y si ello generaba alguna obligación de revelación o denuncia.

El presidente del Comité de Directores, Hernán Somerville Senn, consultó a los socios de Ernst & Young acerca del procedimiento investigativo abierto por el PCAOB contra Ernst & Young del cual se había informado en enero de 2013. El socio de Ernst & Young, Sr. Rubén López, manifestó que ellos contaban con opiniones legales chilenas y estadounidenses que indicaban que la investigación carecía de sustento. El director Rafael Fernández Morandé, manifestó que si Ernst & Young recibía información relevante debía compartirla con Enersis S.A. El Comité de Directores, luego de algunas consultas adicionales al Gerente de Finanzas, Sr. Eduardo Escaffi Johnson, y al Auditor Externo Sr. Marek Borowski y de un intercambio de opiniones entre sí sobre esta materia, por la unanimidad de sus miembros acordó aprobar el Formulario 20-F y autorizar la presentación del mismo ante la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América (SEC), con el fin de cumplir con las normas y requerimientos emanados de dicha autoridad pública relacionados con la emisión de valores en dicho país

Asimismo, el Comité de Directores acordó, por la unanimidad de sus miembros, dar por aprobados los mencionados pagos correspondientes a los honorarios pagados por las empresas del Grupo Enersis durante al ejercicio 2012, a las distintas firmas de auditoría externa que éste emplea así como autorizar la estimación de honorarios propuesta para el ejercicio 2013. Sin embargo, el Comité de Directores observó que resulta indispensable recuperar de los auditores externos los costos asociados a los errores cometidos en la prestación de estos servicios, reiterándose a tal efecto al Gerente de Finanzas, para que así proceda.

Según lo establecido en el Artículo 50 bis de la Ley N° 18.046 y a los Oficios Circulares N° 718/2012 y N° 764/2012 de la Superintendencia de Valores y Seguros, el Comité de Directores de Enersis S.A. debe proponer la designación de una empresa de auditores externos al Directorio de la

Compañía a fin de que éste sugiera a la Junta Ordinaria de Accionistas de Enersis la designación de una determinada firma de Auditores Externos para el ejercicio 2013.

El Gerente General, Ignacio Antoñanzas Alvear, procedió a informar a los señores miembros de dicho Comité, las distintas opciones de firmas de auditoría externa que se había considerado, a efectos que el Directorio procediera a determinar la priorización de las mismas que propondrá a la Junta Ordinaria de Accionistas

El Comité de Directores acordó, por la unanimidad de sus miembros, proponer al Directorio el siguiente orden de prelación para la designación de la firma de auditoría externa de Enersis S.A. para el año 2013: 1.- Ernst & Young, 2.- KPMG y 3.- BDO Auditores & Consultores Ltda, en consideración a que: (i) presentó la propuesta más competitiva de acuerdo a las evaluaciones técnicas y económicas verificadas sobre las propuestas recibidas; (ii) tiene amplia experiencia en el sector eléctrico; (iii) es una de las cuatro firmas de auditoría más importantes a nivel internacional y nacional, (iv) proceder a su cambio tendría un costo de \$52 millones aproximadamente respecto de la segunda opción y (v) es la empresa auditora con mayor nivel de sinergia para Enersis S.A., ya que las sociedades matrices y controladoras de Enersis tienen a Ernst & Young como su auditor externo principal. Se hizo presente que Ernst & Young ha sido auditor externo de Enersis S.A. desde el ejercicio 2011, es decir, desde hace dos años. Asimismo, el Comité propuso como segunda alternativa para ocupar el cargo de auditor externo de la Sociedad, a la firma de auditoría KPMG, en consideración a que es una de las cuatro firmas más importantes a nivel internacional y nacional y porque ha presentado una propuesta económica más atractiva que BDO Auditores & Consultores Ltda. firma esta última que se propone como tercera alternativa.

En su sexta sesión del ejercicio, efectuada el día 29 de abril de 2013, se procedió a la designación del presidente y del secretario del Comité de Directores. El director señor Leonidas Vial Echeverría propuso a Hernán Somerville Senn como Presidente y a Domingo Valdés Prieto como secretario del Comité de Directores. El director, Sr. Rafael Fernández Morandé, manifestó su abstención respecto de dichas propuestas, señalando que no estaba de acuerdo en designar como presidente a un director involucrado según dispone la Ley de Sociedades Anónimas en el artículo 147 N°2 del Título XVI. El Comité de Directores, por la mayoría de sus miembros, con la abstención del Director Sr. Rafael Fernández Morandé,

eligió como presidente del Comité de Directores a Hernán Somerville Senn y como secretario de dicho órgano a Domingo Valdés Prieto.

Al examinar los Estados Financieros Consolidados de Enersis, el Comité de Directores, a solicitud del director Rafael Fernández Morandé consultó al Gerente de Contabilidad acerca de si los auditores externos habían emitido un certificado sobre las provisiones realizadas con motivo de los litigios del Grupo Enersis, a lo cual aquél señaló que, en esta oportunidad no se había emitido, pero esperaba que para los siguientes estados financieros pudiese estar disponible y que esto se efectuaría trimestralmente. El Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de Enersis S.A. al 31 de Marzo de 2013, sus Notas, Estados de Resultados y Hechos Relevantes, así como la opinión especial emitida por Ernst & Young respecto de la nota sobre saldos y transacciones con partes relacionadas. Asimismo, el Comité de Directores resolvió, por la unanimidad de sus miembros, insistir en que se emitiera por parte de Ernst & Young ahora y en cada trimestre el certificado relativo a las provisiones efectuadas con motivo de litigios del Grupo Enersis.

El Comité de Directores, luego de un intercambio de opiniones sobre el particular, acordó, por la unanimidad de sus miembros, aprobar el nuevo calendario de sesiones ordinarias del Comité para el ejercicio 2013 antes propuesto, sin perjuicio de que dicho órgano resuelva, según lo estime pertinente, convocar a sesiones extraordinarias.

El presidente del Comité de Directores, Hernán Somerville Senn, señaló a los señores miembros del Comité que en la sesión pasada el Comité había solicitado al Fiscal de la compañía, Domingo Valdés Prieto, obtener una opinión legal del estudio jurídico estadounidense Chadbourne & Parke acerca de las dos infracciones que habría cometido Ernst & Young contra las normas del PCAOB, las consecuencias de las mismas para Enersis y, particularmente, si dicha situación generaba alguna obligación de revelación o denuncia por parte de la compañía.

Al respecto, el Fiscal de la compañía, Domingo Valdés Prieto, informó que había solicitado la opinión legal a Chadbourne & Parke, copia de la cual fue distribuida a los miembros del Comité de Directores. Dicha opinión legal concluye que no se requieren acciones por parte de Enersis S.A. respecto de las infracciones cometidas por Ernst & Young en relación con las normas del PCAOB y que, desde el punto de vista de la legislación

estadounidense, no existe responsabilidad ni del Comité de Directores ni de la compañía en relación con esta materia.

El Comité de Directores tomó conocimiento de la opinión legal del estudio jurídico estadounidense Chadbourne & Parke acerca del tema.

El presidente del Comité de Directores, Sr. Hernán Somerville, explicó a los señores miembros del Comité de Directores que, correspondía examinar una propuesta de pago de un "fee" discrecional para los bancos asesores en la operación de aumento de capital aprobada por junta extraordinaria de accionistas del 20 de diciembre de 2012. Observó que el pago de este "fee" a los agentes está directamente relacionado con el contrato que se firmó con cada uno de ellos y que fue examinado y aprobado por las instancias societarias de Enersis S.A., contrato al cual debe darse cumplimiento y que esto es precisamente lo que se examina en esta sesión. Manifestó que la determinación y pago del "fee" por parte de Enersis S.A. a Larraín Vial constituía una operación entre partes relacionadas, toda vez que el Director Sr. Leonidas Vial Echeverría es, además de director de Enersis S.A. y miembro del Comité de Directores de esta última, así como presidente y socio de aquella entidad financiera. En consecuencia, se trata de una materia que debe ser examinada e informada por el Comité de Directores. Sobre el particular, el Gerente de Finanzas, Sr. Eduardo Escaffi Johnson, expuso la propuesta de pago referida, indicando el "fee" discrecional que, a su juicio, correspondía pagar a cada uno de los bancos asesores en relación a las funciones que desempeñó en la operación referida.

El Comité de Directores, habiendo analizado los antecedentes entregados por el Gerente de Finanzas, con exclusión del Sr. Leonidas Vial Echeverría, quién se abstuvo de intervenir en el examen correspondiente, concluyó que aquella operación contribuía al interés social de Enersis y que se ajustaba en términos y condiciones a aquéllas que prevalecían en el mercado al tiempo de su aprobación. En consecuencia, el Comité de Directores de Enersis S.A., resolvió emitir el informe correspondiente. El Comité de Directores, con el voto favorable de todos sus miembros no involucrados, esto es, con la sola exclusión del Sr. Leonidas Vial Echeverría, quién se abstuvo de intervenir en el examen correspondiente y en la emisión del respectivo informe, concluyó que la propuesta de "fee" discrecional realizada por el Gerente de Finanzas, a ser pagado por Enersis S.A. al banco de inversión Larraín Vial como agente colocador en la operación de aumento de capital acordado en Junta Extraordinaria de Accionistas de

fecha 20 de diciembre de 2012, contribuía al interés social de Enersis y se ajustaba en términos y condiciones a aquéllas que prevalecen en el mercado al tiempo de su aprobación.

En su séptima sesión del ejercicio, efectuada el día 29 de mayo de 2013, el Comité de Directores, con el voto favorable de todos sus miembros, concluyó que la fusión por absorción por Inversiones Sudamérica a Conosur Ltda. y la posterior fusión impropia de Inversiones Sudamérica, en los términos descritos, contribuían al interés social de Enersis y se ajustaba en términos y condiciones a aquéllas que prevalecen en el mercado al tiempo de su aprobación; ello, en los términos y dentro de los parámetros contemplados en el acuerdo, emitiéndose el informe prescrito por la legislación sobre operaciones entre personas relacionadas.

El Comité de Directores, conforme a lo señalado en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley y en el artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores, acordó, por la unanimidad de sus miembros, declarar que la contratación de los servicios no relacionados con la auditoría externa a ser prestados por los auditores externos, no comprometen la idoneidad técnica o la independencia de juicio de las empresas de auditoría externa.

El Director, Sr. Rafael Fernández Morandé, reiteró su pedido de que los auditores externos presentaran trimestralmente su carta de opinión respecto de su revisión de las provisiones por litigios, a lo cual adhirieron los restantes miembros del Comité.

El 17 de junio de 2013 se realizó la octava sesión, el Comité de Directores, conforme a lo señalado en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley, en el artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores y el Reglamento del Comité de Directores, acordó, por la unanimidad de sus miembros, declarar que la contratación de los servicios no relacionados con la auditoría externa a ser prestados por los auditores externos, no comprometen la idoneidad técnica o la independencia de juicio de las empresas de auditoría externa.

El Director Rafael Fernández Morandé solicitó que, en la próxima sesión del Comité de Directores, se efectúe una presentación detallando los objetivos 2013 y los Bonos 2012, para cada uno de los ejecutivos principales que reporten al Gerente General, lo que constituye parte del examen del sistema de remuneraciones y planes de compensación de los ejecutivos y trabajadores del Grupo.

En su novena sesión del ejercicio, celebrada el 24 de julio de 2013, el Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, y conforme a lo señalado en el artículo 50 bis N°1 de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de Enersis S.A. al 30 de junio de 2013, con las provisiones que se indicaron, sus Notas, Análisis Razonado, Estados de Resultados, Hechos Relevantes y la opinión de los Auditores Externos emitida "sin salvedad" con fecha 24 de julio de 2013 firmada por don Rubén López, socio de Ernst & Young, manifestando su conformidad con los mismos. Asimismo, el Comité de Directores resolvió recordar a los señores López y Borowski, socios de Ernst & Young, su solicitud previa consistente en contar para la sesión de Octubre con un informe de los auditores externos en que se revisen las provisiones relacionadas con Derivados y Litigios en relación con los estados financieros al 30 de septiembre de 2013, y así sucesivamente en cada trimestre en que se trate los EEEFs. El Comité de Directores acordó, por la unanimidad de sus miembros, dar por aprobado el plan de auditoría externa presentado por los señores Rubén López y Marek Borowski, socios de la firma Ernst & Young,

El 31 de julio de 2013 se celebró la décima sesión del ejercicio, extraordinaria, en la cual el Comité de Directores acordó, por la unanimidad de sus miembros, declarar examinadas las estructuras y procedimientos de autoevaluación y revisión de auditoría interna sobre control interno de Enersis S.A.

El Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, emitió su parecer sobre cada una de las denuncias presentadas a través del Canal Ético, entregando directivas a seguir para cada una de éstas y confirmando lo ya resuelto por este órgano, en el sentido de que corresponderá al presidente del Comité de Directores determinar la procedencia de una convocatoria a sesión extraordinaria de este órgano en el evento que la entidad de una denuncia así lo justifique a juicio del señor presidente del Comité. En relación con la denuncia presentada por el Gerente de Auditoría Interna, Sr. Alain Rosolino, respecto de una empresa constructora, el Comité de Directores solicitó que se entregaran los antecedentes correspondientes a un abogado externo, especialista en asuntos penales, para determinar cursos de acción a seguir por el Comité de Directores de Enersis S.A. y, asimismo, acordó que el Gerente General de Enersis le dirigiese una carta al Gerente General de Endesa Chile representándole su preocupación por lo acaecido.

El presidente del Comité de Directores, Sr. Hernán Somerville Senn, explicó a los señores miembros del Comité de Directores que correspondía, según lo prescrito por el

artículo 50 bis de la Ley N°18.046, el examen de los sistemas de remuneraciones y planes de compensación de gerentes, ejecutivos principales y trabajadores de la compañía. El Gerente de Recursos Humanos, Sr. Carlos Niño Forero, realizó una presentación sobre el tema explicando las referencias del mercado y la estructura de las remuneraciones existentes. El Director Rafael Fernández Morandé realizó diversas preguntas sobre los bonos asociados a la remuneración variable de los ejecutivos y profesionales, específicamente acerca de los objetivos del ejercicio 2013 referidos al aumento de capital de Enersis S.A. El Gerente de Recursos Humanos respondió que el mencionado aumento de capital no se había visto reflejado en objetivos y, por tanto, tampoco en el variable de los ejecutivos que han intervenido en dicha operación. Los señores miembros del Comité de Directores, manifestaron la necesidad de que la principal operación de Enersis S.A. en, a lo menos, los últimos diez años y una de las más relevantes realizadas en el mercado de valores chileno y, en forma extraordinaria, tuviese expresión en la remuneración variable de los partícipes en la misma. Observaron los miembros del Comité de Directores que habida consideración del esfuerzo realizado por el equipo que había intervenido en dicha exitosa operación procedía premiarse este trabajo extraordinario, para lo cual correspondía efectuar una recomendación clara y precisa al Directorio a fin de que, antes del término del año en curso, quedase fijado un bono extraordinario que constituyese una compensación acorde con el esfuerzo desplegado a partir de la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis S.A. que tuvo lugar el día 20 de diciembre de 2012, aprobando el mencionado aumento de capital.

A continuación el Director Rafael Fernández Morandé consultó al Gerente de Recursos Humanos acerca de si se había establecido algún objetivo relativo al uso de fondos a desarrollar durante el ejercicio 2013, a lo cual éste respondió negativamente. Manifestó Rafael Fernández Morandé que, a su juicio, era fundamental que las operaciones correspondientes a los usos de fondos se encontraran entre los objetivos de los ejecutivos correspondientes al año 2013 que desarrollarían las inversiones correspondientes, previa autorización de Directorio.

El presidente del Comité de Directores propuso que este último tema debía ser analizado con mayor detalle en la próxima sesión ordinaria prevista para el día 30 de agosto de 2013.

El Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, declaró examinados los sistemas de remuneraciones y planes

de compensación de los gerentes, ejecutivos principales y trabajadores de la Compañía. Asimismo, el Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, acordó recomendar al Directorio de Enersis S.A. que, antes del término del año en curso, se procediese a fijar y distribuir un bono extraordinario que constituyese una compensación especial a los integrantes de la Compañía partícipes en el aumento de capital, que fuese proporcional al significativo esfuerzo realizado a partir de la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis S.A. que tuvo lugar el día 20 de diciembre de 2012, aprobando el mencionado aumento de capital y que permitió llevar a cabo en forma tan exitosa el complejo aumento de capital de Enersis S.A.

El Presidente del Comité de Directores, Hernán Somerville Senn, manifestó al Gerente General, Ignacio Antoñanzas Alvear, que solicitaba, para la próxima sesión de dicho órgano societario, una confirmación de las responsabilidades que asume Enersis respecto de Endesa Chile en relación con el contrato de prestación de servicios de auditoría interna entre Enersis y Endesa Chile había sido efectivamente suscrito, que éste se encontraba siendo debidamente cumplido y que el mismo había sido celebrado en condiciones de mercado. Los restantes miembros del Comité de Directores adhirieron a dicha solicitud.

El 30 de agosto de 2013 se realizó la undécima sesión del ejercicio.

El Comité de Directores, conforme a lo señalado en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley, en el artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores y en el Reglamento del Comité de Directores, acordó, por la unanimidad de sus miembros asistentes, declarar que la contratación de los servicios no relacionados con la auditoría externa a ser prestados por los auditores externos, no comprometen la idoneidad técnica ni la independencia de juicio de las respectivas empresas de auditoría externa.

El Gerente General, Ignacio Antoñanzas Alvear, de conformidad con lo solicitado por el Comité de Directores en la sesión anterior, dio cuenta del procedimiento de aprobación que, en su día, había seguido el contrato de suministros de servicios de auditoría interna celebrado entre Enersis S.A. y su filial Endesa Chile.

A pedido del Director Sr. Rafael Fernández Morandé, el Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros asistentes, acordó solicitar confirmación a la filial Endesa Chile de que el Directorio de esta última contempla, entre sus prácticas corporativas una presentación periódica de la

Gerencia de Auditoría Interna que encabeza la unidad que presta servicios de auditoría interna a dicha filial, así como que el mencionado Gerente así lo comunique formalmente al Comité y al Directorio de Enersis S.A. en una próxima sesión, certificando la periodicidad de tales reuniones.

El presidente del Comité de Directores, Hernán Somerville Senn, manifestó que se trataría en sesión de Directorio a celebrarse a continuación, una operación entre partes relacionadas consistente en un préstamo intercompañía a ser otorgado por Enersis S.A. a su filial Endesa Chile y que si bien éste quedaba comprendido en la Política de Habitualidad vigente de la Compañía, proponía tratarlo voluntariamente y por mayor transparencia en el seno de este Comité, lo cual fue aprobado por la unanimidad de los miembros presentes.

El Gerente General de la sociedad, Sr. Ignacio Antoñanzas Alvear, informó que la operación propuesta consiste en la estructuración de un préstamo intercompañía en pesos chilenos entre Enersis S.A. y Endesa Chile, de manera que la primera otorgue a la segunda un préstamo por hasta 250 MMUSD, a un plazo de 6 meses.

Sobre el particular, señaló el Gerente General que, en consideración a los altos niveles de caja que tiene Enersis S.A. tras el aumento de capital, se había estimado comercialmente atractivo para la sociedad formalizar un préstamo estructurado con su filial Endesa Chile, lo que le permitiría diversificar adecuadamente su cartera de colocaciones en el corto plazo, mejorando la rentabilidad que percibe actualmente, a una tasa a seis meses del orden del 5,0% a 5,1% aproximadamente.

Para Endesa Chile por su parte, era conveniente optar por esta alternativa de financiamiento toda vez que este año se produce el vencimiento de su yankee bond por aproximadamente 400 MMUSD y, según se explicará, se trata de condiciones de mercado.

El Sr. Ignacio Antoñanzas Alvear señaló, asimismo, que las operaciones propuestas constituyen operaciones entre partes relacionadas, toda vez que Endesa Chile es filial de Enersis S.A. Observó también, que correspondía al Directorio de la Sociedad pronunciarse respecto de este asunto, que se enmarca dentro de la política de habitualidad aprobada por el Directorio.

El Director Hernán Somerville Senn consultó qué decía la política de habitualidad al efecto, a lo cual el Fiscal y secretario del Directorio, Domingo Valdés Prieto, dio

lectura a la política vigente aprobada en abril de 2010 por la unanimidad del Directorio y que fue oportunamente comunicada a la Superintendencia de Valores y Seguros, Bolsas de Valores y mercado en general, a través de un hecho esencial. Asimismo, el Fiscal y secretario del Directorio informó que el otorgar préstamos a filiales y coligadas era parte del objeto social de Enersis S.A. Luego, el Director Hernán Somerville Senn, preguntó si esta política tenía fundamento legal, a lo cual respondió el Fiscal y secretario del Directorio, que correspondía al Directorio determinar las políticas generales de habitualidad de conformidad a la Ley de Sociedades Anónimas.

A continuación, el Director Hernán Somerville Senn consultó por qué se está prestando en pesos chilenos, a seis meses, habida consideración que el peso seguirá deteriorándose respecto del dólar. Observó Hernán Somerville Senn que desde el punto de vista de la filial Endesa Chile esto resulta conveniente, ya que dicha filial está tomando un "forward" para la cobertura de sus flujos, por lo cual pidió que este tema sea tratado con motivo del informe financiero. A lo anterior, el Gerente de Finanzas, Eduardo Escaffi Johnson, asintió y manifestó que la filial Endesa Chile no estaría obteniendo un crédito ni más caro ni más barato que el que pudiera conseguir en el mercado y que, por tanto, se encontraría en condiciones de mercado y se había pedido cotizaciones al efecto.

El Director Rafael Fernández Morandé consultó si, habida consideración de que se trata de fondos recaudados mediante el incremento de capital si se contravenía alguna norma o compromiso relacionado con el uso de fondos del aumento de capital, ante lo cual el Gerente de Finanzas aseguró que no había ninguna contravención. Se explicó que el manejo de tesorería, dado que esto no era una inversión, requería efectuarse al corto o mediano plazo y que no afectase la utilidad neta de los accionistas de Enersis S.A., lo cual en concepto del Gerente de Finanzas, se cumplía absolutamente.

El Gerente General observó que este préstamo era de corto plazo y contemplaba una cláusula de prepago sin costo.

Luego de un intercambio de opiniones entre los directores y habiendo éstos analizado todos los antecedentes de la operación, el Comité de Directores, concluyó que la operación propuesta contribuye al interés social de Enersis S.A. y se ajusta en términos y condiciones a aquéllas que prevalecen en el mercado al tiempo de aprobación, procediendo a emitir el informe correspondiente.

El Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros asistentes, acordó lo siguiente:

- a) Declarar examinada la operación entre partes relacionadas consistente en la estructuración de un préstamo intercompañía a ser otorgado por Enersis S.A. a favor de su filial Endesa Chile, en los términos expuestos por el Gerente General.
- b) Declarar que esta operación constituye una operación entre partes relacionadas que se rige por el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas, que contribuye al interés social de Enersis S.A. y que se ajusta en precio, términos y condiciones a aquéllas que prevalecen actualmente en el mercado.
- c) Declarar que esta operación queda comprendida dentro de la política de habitualidad de la Compañía y que, no obstante lo anterior, este Comité resuelve analizarla voluntariamente por mayor transparencia.

El Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros asistentes, resolvió incorporar en 2013, entre los objetivos personales del equipo gerencial de la compañía, alguno que refiera al uso de fondos recaudados con motivo del aumento de capital aprobado en diciembre de 2012. A tal efecto, el Comité acordó que, en la próxima sesión del Comité, el Gerente General realice una proposición de objetivos personales en los términos solicitados por dicho órgano societario.

En la duodécima sesión del ejercicio, que tuvo lugar el 26 de septiembre de 2013, por la unanimidad de los miembros del Comité asistentes a la presente sesión, se acordó ante la ausencia del presidente de dicho órgano societario, don Hernán Somerville Senn, designar a don Leonidas Vial Echeverría como presidente "Ad – Hoc" de la sesión.

El Comité de Directores, conforme a lo señalado en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley, en el artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores y en el Reglamento del Comité de Directores, acordó, por la unanimidad de sus miembros presentes, declarar que la contratación de los servicios no relacionados con la auditoría externa a ser prestados por los auditores externos, no comprometen la idoneidad técnica ni la independencia de juicio de las respectivas empresas de auditoría externa. En cuanto a uno de los servicios propuestos, esto es, la revisión de la información sobre contingencias legales en Latinoamérica, el Comité de Directores resolvió no aprobarlo por considerarlo excesivamente oneroso y procedió a facultar al Gerente de Finanzas, Sr. Eduardo Escaffi Johnson, para negociar tanto

el precio como el objeto del encargo. El Director Rafael Fernández Morandé manifestó que debía verificarse que los montos en las notas reflejen adecuadamente los riesgos asociados y, en tal sentido, consideraba que debía verse las notas y no sólo las provisiones. El Comité de Directores resolvió que en la próxima sesión el Gerente de Finanzas dé cuenta del estado de avance de las negociaciones encomendadas.

El presidente "Ad – Hoc" del Comité de Directores, Leonidas Vial Echeverría, manifestó que se trataría en sesión de Directorio de ese día, a celebrarse a continuación, una operación entre partes relacionadas consistente en un préstamo estructurado a ser otorgado por Enersis S.A. a su filial Endesa Chile y que si bien éste quedaba comprendido en la Política de Habitualidad vigente de la Compañía, proponía tratarlo voluntariamente y por mayor transparencia en el seno de este Comité, lo cual fue aprobado por la unanimidad de los miembros presentes.

El Gerente General de la sociedad, Sr. Ignacio Antoñanzas Alvear, informó que la operación propuesta consiste en la estructuración de un préstamo intercompañía en pesos chilenos entre Enersis S.A. y Endesa Chile, de manera que la primera otorgue a la segunda un préstamo por hasta 400 MMUSD, a un plazo de seis meses.

Sobre el particular, señaló el Gerente General que, en consideración a las necesidades financieras de la filial Endesa Chile y a los altos niveles de caja que tiene Enersis S.A. tras el aumento de capital, se había estimado comercialmente atractivo para la Sociedad formalizar un préstamo estructurado con su filial Endesa Chile, lo que le permitiría diversificar adecuadamente su cartera de colocaciones en el corto plazo, mejorando la rentabilidad que percibe actualmente, a una tasa a seis meses del orden del 5,0% a 5,1% aproximadamente.

El Sr. Ignacio Antoñanzas Alvear señaló, asimismo, que las operaciones propuestas constituyen operaciones entre partes relacionadas, toda vez que Endesa Chile es filial de Enersis S.A. Observó también, que correspondía al Directorio de la Sociedad pronunciarse respecto de este asunto, que se enmarca dentro de la política de habitualidad aprobada por el Directorio.

El Director Rafael Fernández Morandé consultó si, habida consideración de que se trata de fondos recaudados mediante el incremento de capital, se contravenía alguna norma o compromiso respecto de los mismos. Se explicó que el manejo

de tesorería, dado que esto no era una inversión, requería efectuarse al corto o mediano plazo y que no afectase la utilidad neta de los accionistas de Enersis S.A., lo cual en concepto del Gerente de Finanzas, se cumplía absolutamente.

El presidente "Ad – Hoc", Sr. Leonidas Vial Echeverría, solicitó al Gerente de Finanzas que analizara en detalle los efectos tributarios de estos préstamos estructurados y particularmente la aplicabilidad del impuesto de timbres y estampillas, a lo cual Eduardo Escaffi Johnson manifestó que procedería a profundizar el análisis ya realizado e informará en el próximo Comité.

El Gerente General observó que este préstamo era de corto plazo y contemplaba una cláusula de prepago sin costos y que los fondos estaban disponibles para Enersis S.A. en cualquier momento.

El Comité de Directores concluyó que la operación propuesta contribuye al interés social de Enersis S.A. y se ajusta en términos y condiciones a aquéllas que prevalecen en el mercado al tiempo de aprobación, procediendo a emitir el informe correspondiente.

El Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros asistentes, acordó lo siguiente:

- a) Declarar examinada la operación entre partes relacionadas consistente en la estructuración de un préstamo intercompañía a ser otorgado por Enersis S.A. a favor de su filial Endesa Chile, en los términos expuestos por el Gerente General.
- b) Declarar que esta operación constituye una operación entre partes relacionadas que se rige por el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas, que contribuye al interés social de Enersis S.A. y que se ajusta en precio, términos y condiciones a aquéllas que prevalecen actualmente en el mercado.
- c) Declarar que esta operación queda comprendida dentro de la política de habitualidad de la Compañía y que, no obstante lo anterior, este Comité resuelve analizarla voluntariamente por mayor transparencia.

El Comité de Directores manifestó, por la unanimidad de sus miembros presentes que, según lo que había solicitado en su oportunidad en relación al contrato de servicios de auditoría interna que Enersis le presta a Endesa Chile, se le había hecho entrega de una carta expedida por el Fiscal y secretario del Directorio de Endesa Chile, Carlos Martín Vergara, mediante

la cual certificaba la práctica corporativa de la filial Endesa Chile en esta materia.

En la sesión décimo tercera, que tuvo lugar el día 30 de octubre de 2003, el presidente del Comité de Directores, Sr. Hernán Somerville Senn, procedió a felicitar a don Ignacio Antoñanzas Alvear, Gerente General de la compañía, por haber recibido el premio de CEO Internacional del Año que otorga el Grupo Latin Trade de Estados Unidos de América. El resto de los miembros del Comité de Directores adhirió a las palabras del presidente y expresó su satisfacción por la merecida distinción. El Gerente General, Ignacio Antoñanzas Alvear, agradeció al Comité de Directores por su apoyo y extendió las felicitaciones a todas las Gerencias de la compañía y sus equipos, puesto que él sólo tenía el honor de dirigirlos.

Conforme a lo señalado en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley, en el artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores y en el Reglamento del Comité de Directores, el Comité de Directores acordó, por la unanimidad de sus miembros, declarar que la contratación del servicio no relacionado con la auditoría externa a ser prestado por los auditores externos, no compromete la idoneidad técnica ni la independencia de juicio de la respectiva empresa de auditoría externa.

El Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de Enersis S.A. al 30 de Septiembre de 2013, sus Notas, Análisis Razonado y Hechos Relevantes, así como la opinión especial emitida por Ernst & Young respecto de la nota sobre saldos y transacciones con partes relacionadas.

El día 26 de noviembre de 2013 se efectuó la décimo cuarta sesión, en la cual se acordó dejar constancia que había examinado y tomado conocimiento formal y expreso de la Carta de Control Interno referida a Enersis S.A., de fecha 8 de noviembre de 2013, preparada por los auditores externos de la Compañía, Ernst & Young. El presidente del Comité de Directores, Hernán Somerville Senn, y el Director Rafael Fernández Morandé solicitaron diversas precisiones en la redacción de la referida carta, las que fueron aceptadas, comprometiéndose el socio de dicha firma, Sr. Marek Borowski, a enviar a la brevedad un texto con los cambios solicitados.

Además, y según lo resuelto por el Directorio de Enersis S.A., de conformidad a la Norma de Carácter General N°341 de

la Superintendencia de Valores y Seguros, los Auditores Externos, representados por el socio de dicha firma, Sr. Marek Borowski, expusieron acerca de las siguientes materias, tomando conocimiento el Comité de Directores de las mismas:

- i. Eventuales diferencias detectadas en la auditoría respecto de prácticas contables, sistemas administrativos y auditoría interna.
- ii. Eventuales deficiencias graves que se hubieren detectado y aquellas situaciones irregulares que por su naturaleza deban ser comunicadas a los organismos fiscalizadores competentes.
- iii. Los resultados del programa anual de auditoría externa.
- iv. Los posibles conflictos de interés que puedan existir en la relación con la empresa de auditoría externa o su personal, tanto por la prestación de otros servicios a la sociedad o a las empresas de su grupo empresarial, como por otras situaciones.

El presidente del Comité, Sr. Hernán Somerville Senn, y el Director Rafael Fernández Morandé efectuaron diversas consultas al Sr. Borowski y solicitaron ciertas precisiones en la presentación realizada, las cuales fueron aceptadas.

El Director Rafael Fernández Morandé consultó si la presentación del mes de enero que da cuenta del cierre del ejercicio 2013 por parte de los auditores externos

contemplaría la nota sobre litigios y derivados que se había solicitado en varias oportunidades, a lo cual el Sr. Borowski respondió afirmativamente.

Por último, se acordó, por la unanimidad de sus miembros asistentes, examinar el calendario de sesiones ordinarias del Comité propuesto y entregar sus observaciones antes de la próxima sesión ordinaria.

En la décimo quinta sesión del ejercicio, celebrada el 17 de diciembre de 2013, se aprobó el Informe Anual de Gestión, Actividades y Gastos del Comité de Directores.

El Comité de Directores, conforme a lo señalado en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley, en el artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores y en el Reglamento del Comité de Directores, acordó, por la unanimidad de sus miembros, declarar que la contratación de los servicios no relacionados con la auditoría externa a ser prestados por los auditores externos, que fueron presentadas, no comprometen la idoneidad técnica o la independencia de juicio de las empresas de auditoría externa.

Por último, se aprobó el calendario de sesiones ordinarias para el año 2014.

En conclusión, durante el ejercicio 2013, el Comité de Directores de Enersis S.A. se ha ocupado cabalmente de las materias que precisa el artículo 50° bis de la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas y ha analizado y contribuido al mejor desarrollo de las operaciones antes analizadas.

El Comité de Directorio, durante el Ejercicio 2013, Examinó las siguientes Operaciones Entre Partes Relacionadas (OPR)

1.- En su primera sesión, extraordinaria, de fecha 14 de enero de 2013, el Comité de Directores con el voto favorable de todos sus miembros no involucrados, esto es, con la sola exclusión del Sr. Leonidas Vial Echeverría, quien se abstuvo de opinar y votar, concluyó que la contratación de Larraín Vial, operación entre partes relacionadas, como agente colocador, en el contexto del aumento de capital acordado en Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 20 de diciembre de 2012, contribuía al interés social de Enersis y se ajustaba en términos y condiciones a aquéllas que prevalecen en el mercado al tiempo de su aprobación. De la misma forma, el Comité de Directores, emitió el informe respectivo, para ser puesto a disposición del Directorio.

2.- En su sexta sesión del ejercicio, efectuada el día 29 de abril de 2013, el Comité de Directores, con el voto favorable de todos sus miembros no involucrados, esto es, con la sola exclusión del Sr. Leonidas Vial Echeverría, quien se abstuvo de intervenir en el examen correspondiente y votar, concluyó que la propuesta de "fee" discrecional a ser pagado por Enersis S.A. al banco de inversión Larraín Vial como agente colocador en la operación de aumento de capital acordado en Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 20 de diciembre de 2012, contribuía al interés social de Enersis y se ajustaba en términos y condiciones a aquéllas que prevalecen en el mercado al tiempo de su aprobación. De la misma forma, el Comité de Directores, emitió el informe respectivo, para ser puesto a disposición del Directorio.

3.- En su séptima sesión del ejercicio, efectuada el día 29 de mayo de 2013, el Comité de Directores, con el voto favorable de todos sus miembros, concluyó que la fusión por absorción por Inversiones Sudamérica a Conosur Ltda. y la posterior fusión impropia de Inversiones Sudamérica, en los términos descritos, contribuían al interés social de Enersis y se ajustaba en términos y condiciones a aquéllas que prevalecen en el mercado al tiempo de su aprobación; ello, en los términos y dentro de los parámetros contemplados en el acuerdo, emitiéndose el informe respectivo, para ser puesto a disposición del Directorio.

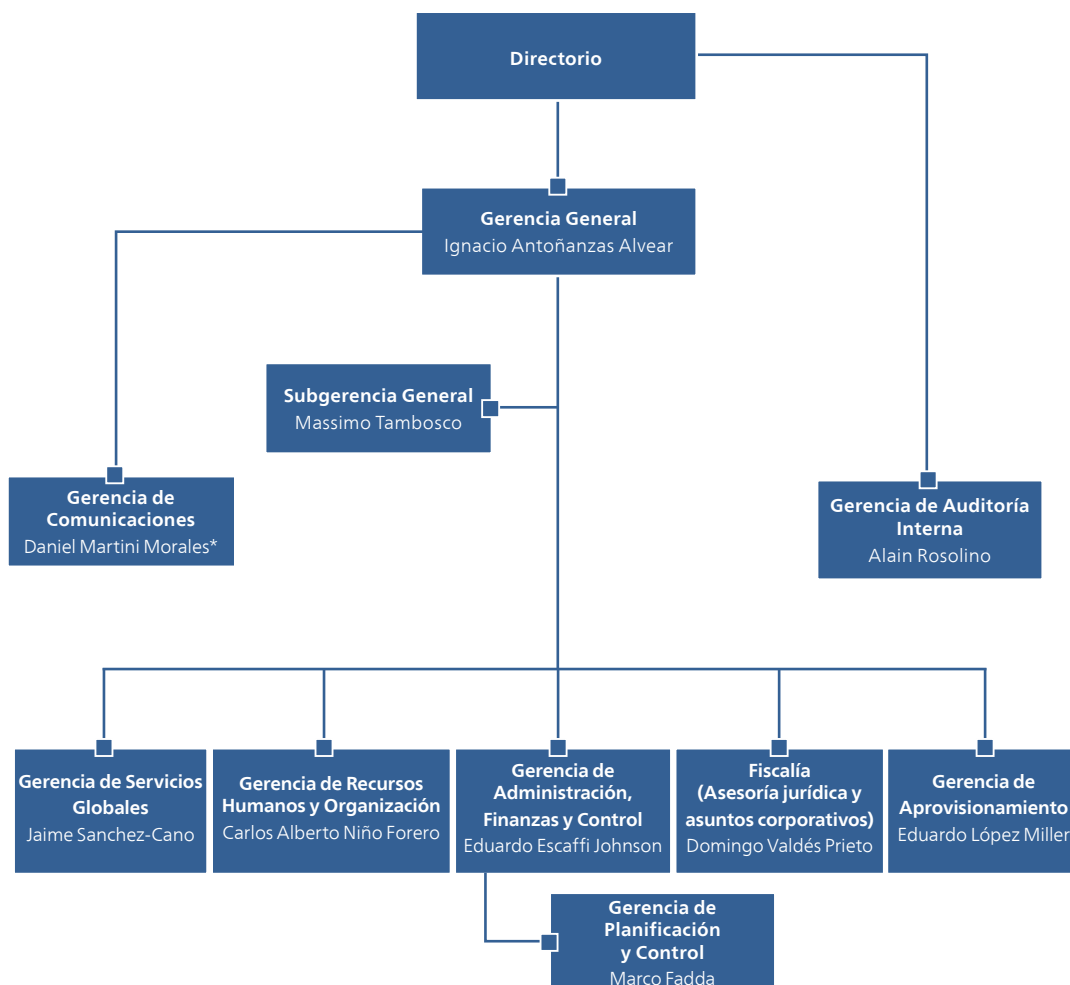
4.- El 30 de agosto de 2013 se realizó la undécima sesión del ejercicio, el Comité de Directores examinó una operación entre partes relacionadas consistente en un préstamo intercompañía a ser otorgado por Enersis S.A. a su filial Endesa Chile, que si bien quedaba comprendido en la Política de Habitualidad vigente de la Compañía, se trató voluntariamente y por mayor transparencia en el seno de ese Comité. La operación propuesta consistió en la estructuración de un préstamo intercompañía en pesos chilenos entre Enersis S.A. y Endesa Chile, de manera que la primera otorgue a la segunda un préstamo por un monto equivalente de hasta 250 MMUSD, a un plazo de 6 meses. El Comité de Directorio, concluyó que la operación propuesta contribuye al interés social de Enersis S.A. y se ajusta en términos y condiciones a aquéllas que prevalecen en el mercado al tiempo de aprobación, procediendo a emitir el informe correspondiente.

5.- En la duodécima sesión del ejercicio, que tuvo lugar el 26 de septiembre de 2013, el Comité de Directores examinó una operación entre partes relacionadas consistente en un préstamo estructurado a ser otorgado por Enersis S.A. a su filial Endesa Chile y que si bien éste quedaba comprendido en la Política de Habitualidad vigente de la Compañía, fue tratado voluntariamente y por mayor transparencia en el seno del referido Comité. La operación consiste en la estructuración de un préstamo intercompañía en pesos chilenos entre Enersis S.A. y Endesa Chile, de manera que la primera otorgue a la segunda un préstamo por un monto equivalente de hasta 400 MMUSD, a un plazo de seis meses. El Comité de Directores concluyó que la operación propuesta contribuye al interés social de Enersis S.A. y se ajusta en términos y condiciones a aquéllas que prevalecen en el mercado al tiempo de aprobación, procediendo a emitir el informe correspondiente.

Gastos en Asesorías del Comité de Directores

No se hizo uso del presupuesto de gastos de funcionamiento aprobado por la Junta Ordinaria de Accionistas de la Compañía celebrada el 16 de abril de 2013. El Comité de Directores no ha requerido la contratación de asesorías de profesionales para el desarrollo de sus funciones.

Estructura organizacional



Nota:

*Fue designado por el Directorio en sesión celebrada el día 28 de enero de 2014.

Principales ejecutivos

1. GERENTE GENERAL

Ignacio Antoñanzas Alvear
Ingeniero de Minas
Universidad Politécnica de Madrid
Rut: 22.298.662-1
A partir de 26.10.06

2. SUBGERENTE GENERAL

Massimo Tambosco
Licenciado en Administración
de Empresas
Universidad Comercial Luigi Bocconi
Rut: 23.535.550-7
A partir de 01.10.10

3. GERENTE DE AUDITORÍA

Alain Rosolino
Licenciado en Administración
de Empresas
Universidad Internacional de Estudios Sociales –
LUISS– “Guido Carli”
Rut: 24.166.243-8
A partir de 12.12.12

4. GERENTE DE ADMINISTRACIÓN, FINANZAS Y CONTROL

Eduardo Escaffi Johnson
Ingeniero Civil
Universidad de Chile
Rut: 7.984.912-K
A partir de 31.08.12

5. GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL

Marco Fadda
Licenciado en Ciencias en Económicas y
Empresariales
Universidad de Génova
Rut: 24.271.056-8
A partir de 01.04.13

6. FISCAL Y SECRETARIO DEL DIRECTORIO

Domingo Valdés Prieto
Abogado
Universidad de Chile
Master of Laws
Universidad de Chicago
Rut: 6.973.465-0
A partir de 30.04.99

7. GERENTE DE RECURSOS HUMANOS Y ORGANIZACIÓN

Carlos Niño Forero
Abogado
Universidad Externado de Colombia
Rut: 23.014.537-7
A partir de 17.12.10

8. GERENTE DE APROVISIONAMIENTO

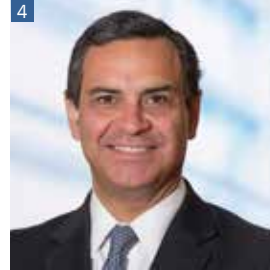
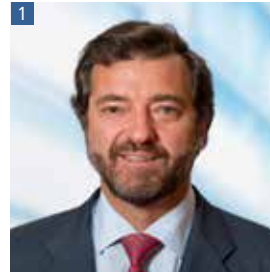
Eduardo López Miller
Ingeniero Comercial
Pontificia Universidad Católica
de Valparaíso
Rut: 7.706.387-0
A partir de 01.11.10

9. GERENTE DE SERVICIOS GLOBALES

Jaime Sánchez Cano Torres
Licenciado en Ciencias Económicas
y Empresariales
Universidad Rey Juan Carlos
Rut: 24.191.937-4
A partir de 30.08.13

10. GERENTE DE COMUNICACIÓN

Daniel Horacio Martini Morales^(*)
Licenciado en Periodismo de la Universidad
Nacional de Lomas de Zamora
Rut: 24.499.646-9
A partir del 28.01.2014
(*) Fue designado por el Directorio en sesión celebrada el
día 28 de enero de 2014.



Remuneración a los gerentes y principales ejecutivos

Durante 2013, las remuneraciones y beneficios percibidos por el gerente general, y ejecutivos principales de la empresa ascendieron a \$2.522 millones de retribución fija y \$834 millones de retribución variable.

Durante 2012, las remuneraciones y beneficios percibidos por el gerente general, otros gerentes y principales ejecutivos de la empresa ascendieron a \$2.616 millones de retribución fija y \$1.499 millones de retribución variable.

Este monto incluyó tanto a gerentes y principales ejecutivos presentes al 31 de diciembre de cada año, como a los que dejaron la empresa a lo largo del ejercicio respectivo.



Beneficios para los gerentes y principales ejecutivos

Como beneficio, la empresa mantiene un seguro complementario de salud y un seguro catastrófico para los ejecutivos principales y su grupo familiar que se encuentre acreditado como carga familiar. Además, la empresa mantiene un seguro de vida para cada ejecutivo principal. Estos beneficios se otorgan en conformidad al nivel directivo que al trabajador le corresponda en cada momento.

En el año 2013, el monto fue de \$16,5 millones, valor que está incluido en la remuneración percibida por los ejecutivos principales.

Planes de incentivo a los gerentes y principales ejecutivos

Enercis tiene para sus ejecutivos un plan de bono anual por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la empresa. Este plan incluye una definición de rangos de bonos según el nivel jerárquico de los ejecutivos.

Los bonos que se entregan a los ejecutivos consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Indemnizaciones pagadas a los gerentes y principales ejecutivos

Respecto a indemnizaciones por años de servicio percibidas por los gerentes y ejecutivos principales que dejaron la compañía, se cancelaron \$194 millones durante la vigencia del año 2013.

Propiedad sobre Enersis

Al 31 de diciembre de 2013, el registro de accionistas reflejaba que ningún ejecutivo principal presentaba propiedad sobre la Compañía.

Administración de principales filiales

BRASIL

Endesa Cachoeira

Guilherme Gomes Lencastre

Ingeniero Civil

Pontificia Universidad Católica Río de Janeiro

Endesa Fortaleza

Manuel Rigoberto Herrera Vargas

Ingeniero Industrial Electricista

Pontificia Universidad Católica de Santiago

Endesa CIEN

Guilherme Gomes Lencastre

Ingeniero Civil

Pontificia Universidad Católica Río de Janeiro

Ampla

Marcelo Llévènes Rebolledo

Ingeniero Comercial

Universidad de Chile

Coelce

Abel Alves Rochinha

Ingeniero Mecánico

Pontificia Universidad Católica Río de Janeiro

CHILE

Endesa Chile

Joaquín Galindo Vélez

Ingeniero Superior Industrial

Universidad de Sevilla

Chilectra

Cristián Fierro Montes

Ingeniero Civil Electricista

Universidad de Chile

COLOMBIA

Emgesa

Lucio Rubio Díaz

Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales

Universidad Santiago de Compostela

Codensa

David Felipe Acosta Correa

Ingeniero Eléctrico

Universidad Pontificia Bolivariana

PERÚ

Edegel

Francisco Javier Perez Thoden

Ingeniero Industrial

Universidad de la Escuela Técnica Superior del ICAI

Universidad Pontificia Comillas en España

Edelnor

Ignacio Blanco Fernández

Ingeniero Industrial

Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales

Universidad de Zaragoza



Distribución de recursos humanos

La distribución del personal de la Sociedad, incluyendo la información relativa a las filiales en los cinco países donde está presente el Grupo Enersis en Latinoamérica y las entidades de control conjunto, al 31 de diciembre de 2013, era la siguiente:

Compañía	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Enersis ⁽¹⁾	9	378	81	468
Endesa Brasil ⁽²⁾	20	2.399	258	2.677
Endesa Chile ⁽³⁾	34	2.340	135	2.509
Chilectra ⁽⁴⁾	12	605	128	745
Edesur ⁽⁵⁾	13	2.374	1.032	3.419
Edelnor ⁽⁶⁾	9	535	134	678
Codensa	11	1.008	17	1.036
Manso de Velasco ⁽⁷⁾	1	32	9	42
Total general	109	9.671	1.794	11.574

Notas:

(1) Incluye ICT.

(2) Incluye Ampla, Coelce, CIEN, CTM, TESA, Cachoeira Dourada, Fortaleza, y En-Brasil Comercio y Servicios.

(3) Incluye Costanera, El Chocón, Pehuenche, Celta, Túnel el Melón, Emgesa y Edegel.

(4) Incluye Empresa Eléctrica de Colina y Luz Andes.

(5) Incluye: Cemsa y Dock Sud.

(6) Incluye: Piura y Generalima.

(7) Incluye: Aguas Santiago Poniente y Const. y Proyecto Los Maitenes.

Actividades de Recursos Humanos

Relaciones laborales

En el transcurso de 2013 se ha continuado con el programa de reuniones periódicas con las Organizaciones Sindicales, lo que ha permitido consolidar en el tiempo un diálogo abierto, franco y sin restricciones con los representantes de los trabajadores, en beneficio de mejorar las condiciones laborales y de clima de nuestros empleados.



Seguridad y salud laboral

En Enersis la seguridad y la salud laboral son objetivos estrechamente ligados al negocio, el cual por su naturaleza está sujeta a la presencia de riesgos críticos. En el proceso continuo de mejora, en el que todos contribuyen, se destaca de manera especial, como valor, el liderazgo con respecto a la integración real de la seguridad y la salud laboral en todos los niveles y en todas las actividades que la empresa desarrolla, reforzando la prioridad de la misma en la gestión empresarial por su importancia estratégica. En el ámbito del liderazgo se acentúa la participación activa de los diferentes estamentos de la empresa en el control de los riesgos de los trabajadores en sus diferentes actividades, a través de la revisión de la gestión preventiva en los Comités de Seguridad, revisión de las condiciones de seguridad en terreno a través de los programas de Safety Walks e Ipal, planes de formación en prevención de riesgos y en campañas de seguridad. Por otra parte también se han implementado innovaciones

que han permitido dotar a los trabajadores expuestos a riesgo de equipos tales como ropa ignífuga, caretas faciales de protección contra el arco eléctrico y sistemas de trabajo en altura todos estos elementos con elevados estándares de seguridad que garanticen la máxima protección a los trabajadores. También cabe señalar que con el objetivo de alcanzar la meta cero accidentes, en Enersis se ha continuado con la implementación del proyecto One Safety, tanto en trabajadores propios como de contratistas, con el objeto de mejorar el comportamiento de quienes trabajan en terreno e eliminar conductas riesgosas en las faenas.

En materias de Salud Laboral, se destacan los siguientes programas:

Difusión y Promoción de Salud 2013

El objetivo de este programa es proporcionar, educar y formar a los trabajadores de la compañía a través de actividades respecto al fomento en la calidad de vida y bienestar biopsicosocial.

Dentro de las actividades que contemplan las acciones de difusión masiva, se encuentran en primer lugar los afiches, material gráfico y charlas dictadas por especialistas, respecto a ciclos temáticos de interés, tales como:



Programa Evaluación de Riesgos Psicosociales 2013

El objetivo de este programa es identificar los factores de riesgo psicosocial presentes en las condiciones y organización del trabajo y su incidencia en la salud de los trabajadores. Para ello se ha extendido el programa a todas las Gerencias de Enersis, a través de la siguiente secuencia:

Identificación cuantitativa y cualitativa de los factores psicosociales con mayor presencia, dividido en etapas:

- Prevención de Cáncer de Mamas:
Capacitar a las mujeres sobre la importancia de la realización del autoexamen de seno y en caso específico de la ecografía o mamografía.
 - Prevención de Cáncer de Próstata:
Realizar actividades de promoción y prevención en la planilla masculina para detección temprana y tratamiento.
 - Prevención de Cáncer Colorrectal:
Realizar actividades de promoción y prevención en el personal de la plantilla para la detección temprana y tratamiento de patologías asociadas al Cáncer Colorrectal.
 - Prevención de Cáncer de Piel:
Informar y sensibilizar a la población para la prevención, detección temprana y tratamiento de la enfermedad.
 - Prevención de enfermedades de transmisión sexual y VIH.
 - Salud Mental y Calidad de Vida.
 - Prevención de Riesgos Cardiovascular
"Mes del Corazón".
- 1.- Coordinar reuniones con Gerentes y Subgerentes.
 - 2.- Presentar programa de Evaluación de Riesgo Psicosocial.
 - 3.- Programar y coordinar fechas y lugares de aplicación de la evaluación con personal designado.
 - 4.- Aplicar instrumento de evaluación al universo de trabajadores considerados.
 - 5.- Analizar y gestionar datos cuantitativos y cualitativos de la evaluación.
 - 6.- Elaborar informe por empresa, gerencia y área/unidad.
 - 7.- Presentar resultados a líneas directas y recolección de propuestas.
 - 8.- Presentar y entregar resultados a mandos medios y recolección de propuestas.
 - 9.- Presentar resultados a personal evaluado y recolectar propuestas.
 - 10.- Elaborar informe final escrito.
 - 11.- Reunión de cierre del proceso con contraparte técnica.

Programa Inmunizaciones 2013

La inmunización en los trabajadores de Enersis es una medida preventiva, la cual busca a través de un proceso médico generar en las personas una memoria inmunitaria que permita formar anticuerpos protectores contra el antígeno al cual la persona puede estar expuesta.

Por ello, el objetivo de la implementación del programa en los trabajadores de Enersis, alude a prevenir la aparición de enfermedades de recurrente contagio masivo que en su afeción al sujeto pueden causar altos ausentismos y daños a la calidad de vida de la persona.

Este programa va dirigido a todos los trabajadores de Enersis, implementando las siguientes vacunas:

- Vacuna Influenza estacionaria, trivalente: se implementa durante el primer trimestre del año de manera anual, previniendo el brote que se inicia a principios de Junio.
- Vacuna Hepatitis A y B: Se implementa en dos dosis por persona cada 5 años y está dirigida a los trabajadores que operan en espacios confinados con cámara de aguas servidas.

Programa Mujer Sana 2013

El objetivo de este programa es disminuir la ocurrencia de muerte por cáncer de mama y cérvico-uterino en mujeres, actuando en forma preventiva



a través de actividades de difusión, educación y controles periódicos. Se realizan períodos de exámenes, controles y seguimientos médicos, con el objetivo de detectar precozmente esta posible patología entre las mujeres. Este programa está dirigido a todas las trabajadoras de Enersis

Programa Exámenes Preventivos Periódicos 2013

El objetivo de este programa es realizar evaluaciones médicas y periódicas, de acuerdo a los riesgos de la ocupación a los cuales se encuentran expuestos los trabajadores, de manera de disminuir la probabilidad de ocurrencia de eventos por alteraciones o patologías severas sin control ni tratamientos con daño potencial de la salud de las personas. Este programa va dirigido a todos los trabajadores de la compañía y se lleva a cabo a través de un protocolo definido según género, edad y ocupación.

En materias de Seguridad Laboral, se destacan los siguientes programas:

Campañas de seguridad

Desarrollo de actividades en el marco de la semana de la seguridad en los meses de abril y noviembre del 2013, con la finalidad de dar a conocer y reforzar las acciones preventivas tendientes a evitar la ocurrencia de accidentes laborales.

Caminatas de seguridad

Actividad desarrollada por los ejecutivos en 18 centros de trabajo, consistente en inspecciones de terreno con el fin de corroborar el cumplimiento de procedimientos y uso de equipos, herramientas y maquinarias adecuadas.

Campañas de seguridad

Desarrollo de actividades en el marco de la semana de la seguridad en los meses de abril y noviembre del 2013, con la finalidad de dar a conocer y reforzar las acciones preventivas tendientes a evitar la ocurrencia de accidentes laborales.



Implementación de estándares de trabajo en altura

Definición e implementación equipamiento para trabajos en altura, con la entrega de nuevo arnés de seguridad y otros accesorios y equipos para disminuir los riesgos de caídas y permitir el rescate en situaciones de emergencia.

Difusión de lecciones aprendidas

Proyecto que considera la entrega de carpeta con documentos de consulta y formación que contienen el análisis de cada uno de los accidentes graves y mortales ocurridos, en este documento se analizan las causas de los infortunios labores y sus medidas preventivas a modo de lecciones aprendidas, este documento por tanto contribuye a la eliminación de las condiciones y actos subestándares que se presentan a diario en la ejecución de actividades con riesgo de accidentes.

Formación en Seguridad

En el marco de capacitaciones asociadas a Salud y Seguridad Laboral de las personas en el trabajo, y buscando reforzar nuestras competencias en esta materia, se realiza curso "Safety Goal Training", en 69 personas, una iniciativa lanzada en todos los países de presencia del Grupo, entre los objetivos a enfatizar están los de internalizar que la responsabilidad en materia de Salud y Seguridad laboral es de cada uno de nosotros y no solo de las personas directamente responsables de actividades operativas, convirtiendo en referentes mundiales los aspectos de Salud y Seguridad Laboral.

Implementación de estándares de trabajo en las actividades asociadas al área eléctricos

Definición e implementación de equipamiento para trabajos en instalaciones eléctricas, con la entrega de ropa ignífuga y careta facial.

Curso de liderazgo en SSL para Directivos y Gestores

Desarrollo de estudio para identificar las características de liderazgo en prevención de riesgos en 26 personas con el objetivo de desarrollar un programa de intervención para establecer mejoras en el accionar preventivo.

Desarrollo de programas de entrenamiento

Ejecución de programas de entrenamiento en el rescate de trabajadores en situaciones de emergencia.

Gestión de personas



Gestión de Clima

A partir de los resultados de las encuestas de clima y del estudio Great Place to Work del año 2012, los cuales han sido difundidos a los trabajadores, Recursos Humanos en conjunto con cada una de las áreas, ha elaborado el Plan de Clima.

Este plan contempló ejes de trabajo específicos, tales como Liderazgo, y Meritocracia y Desarrollo, los cuales se traducen en acciones concretas.

En relación al Liderazgo, se destaca Gerente y Jefe Cercano, iniciativa que apuntó a desarrollar una mayor cercanía de los niveles de conducción con los trabajadores, para lo cual se implementó la práctica "Un café con Ignacio" de manera de generar espacios de cercanía y conversación entre el Gerente General y los trabajadores.

Otra línea de acción del 2013 ha sido la Meritocracia y Desarrollo. A través de impulsar diferentes actividades hacia los trabajadores, se continuó promoviendo durante 2013 el reconocimiento hacia los trabajadores. Una de estas iniciativas, fue la ceremonia Reconocernos, en la cual se reconoció a los trabajadores que mejor representaran ciertas categorías y valores de Enersis, los reconocidos se eligieron por votación popular entre los mismos compañeros y jefaturas.



En este orden también se destaca la prioridad que la Compañía otorga a la realización de concursos internos para la cobertura de vacantes como la implementación de un workflow de feedback en dicho proceso, que permite mantener informados a los candidatos en cada etapa del mismo

Es importante señalar que las acciones expuestas, se han llevado a cabo con la participación de la Alta Dirección, Gerentes, Recursos Humanos y todos los trabajadores, quienes se han comprometido a través de su participación, en implementar las diferentes incitativas que este plan contempla.

Enersis cuenta con una amplia batería de beneficios para sus trabajadores y familia, entre ellos, se cuenta los beneficios en materia de salud con un plan de Isapre colectivo y un seguro complementario, que incluye prestaciones médicas ambulatorias, dentales, medicamentos y atenciones hospitalarias, con cobertura catastrófica por gasto. Destacan también, los beneficios educacionales con ayudas en dinero, para cubrir gastos por estudio de los hijos, más incentivos para todos los estudiantes de alto rendimiento, reembolsos en preuniversitarios y escuelas de verano.

Al mismo tiempo, Enersis tiene a disposición de todos los trabajadores y sus familias un amplio programa de extensión, deporte, cultura y actividades especiales; para mencionar algunas, está: "Conociendo el trabajo de mis padres", "Ven a mi cumpleaños", campamentos de verano e invierno para los hijos, excursiones familiares, cursos de capacitación para la familia y otras más, que buscan equilibrar la vida laboral y personal de sus empleados.

Enersis se ha ocupado de atender con beneficios específicos a los diferentes grupos de trabajadores, es así en el caso del programa "Madres que trabajan"; también, con el apoyo financiero para los padres de hijos estudiantes, a través de préstamos blandos para financiar sus estudios superiores. Se suman a estos beneficios, las celebraciones de fin de año, fiestas patrias y las buenas prácticas de la compañía, como es la tarde libre el día del cumpleaños del trabajador, disminución horaria en fechas especiales previas a feriados, todas en el sentido de otorgar mayor calidad de vida a los trabajadores.

Reclutamiento y Selección

Cobertura de Vacantes

Para Enersis, el principal objetivo es incorporar a las mejores personas para los cargos vacantes, siendo nuestro principio rector el privilegiar en primera instancia a los candidatos internos.

Durante 2013 se generaron un total de 62 vacantes en generación, de las cuales un 37% corresponde a coberturas mediante modalidad interna, realizando cerca de 9 movimientos laterales y de ascensos y cerca de 17 concursos internos ya sea a nivel nacional o bien incorporando postulantes internos del ámbito latinoamericano.

Asimismo, en este contexto, de la fuerza laboral externa que ingresó al Grupo, un 11% corresponde a alumnos en práctica, que fueron considerados como candidatos y finalmente quedaron contratados al finalizar su período.

Programa de Prácticas

En esta línea, un proyecto destacable en términos de generación de nuevas fuentes de reclutamiento es la incorporación en calidad de practicantes y memoristas de aquellos futuros jóvenes profesionales pertenecientes a las mejores universidades del país, a los que se les brinda la oportunidad de consolidar un aprendizaje gradual de la complejidad y estilo de Enersis, logrando, por tanto, dos objetivos que es la disponibilidad de fuentes de reclutamiento cercanas y de relativo rápido acceso, tanto por la posibilidad de contar con referencias y evaluaciones directas de aquellos alumnos que destaquen y que puedan calzar no sólo con las competencias técnicas sino que también con los valores asociados a nuestra compañía y adicionalmente, marcar presencia constante en las principales casa de estudios de nuestros país. Este Programa de Prácticas se realiza de manera permanente durante todo el año, siendo el peak de ingresos durante el periodo de verano, ingresando durante el 2013, 53 alumnos en total.



Diversidad e Inclusión

Para Enersis, contar con equipos de trabajo diversos y cultivar un ambiente laboral inclusivo es esencial, traduciéndose esto en la búsqueda permanente de nuevas formas que permitan la sensibilización y faciliten la construcción de una fuerza laboral diversa y un ambiente laboral en el cual se respeten y valoren las diferencias individuales. Es así como una acción, en fase piloto, es la gestión del Programa Entrada, donde se busca incorporar a alumnos practicantes de carreras técnicas y profesionales, en situación de discapacidad física, para tal programa se realizan alianzas de trabajo con distintas fundaciones.

Asimismo, en la línea de fomentar la diversidad en todos sus ámbitos y contribuir en la generación de alternativas de desarrollo, destaca la creciente participación de mujeres en concursos internos, alcanzando un 45% del total de adjudicaciones, promoviendo de esta forma y de modo gradual el empoderamiento y liderazgo femenino.

Calidad, Eficiencia y Orientación al Cliente

Finalmente y dentro de la óptica de mejora continua, se busca la permanente evaluación en la calidad y eficiencia de los procesos de selección, lo anterior a través de la generación de instancias y mecanismos que permitan contar con una retroalimentación tanto de los gestores de cada área como de los propios ocupantes de los cargos, logrando un nivel de satisfacción de un 89% en cuanto a la calidad de la atención al cliente interno en el proceso total de cobertura de una vacante. Y un 98% de satisfacción respecto al cumplimiento de expectativas por parte de los jefes en cuanto al ingreso de nuevas incorporaciones, así como de los propios ocupantes respecto a su percepción y adecuación al cargo y empresa. El objetivo de contar con estos datos, es asegurar la estabilización del proceso y la posibilidad de mejora continua.

Acción educativa Capacitaciones Enersis



A partir del programa de formación 2013, que se compone de diversas fuentes de detección de necesidades de capacitación, alineado al plan estratégico del negocio, Enersis estableció un itinerario formativo orientado a las necesidades del giro, que se plasmó a través de una oferta de capacitación articulada en dos grandes ejes de acción: Un Plan Transversal con temas de formación para el desarrollo y la Formación Técnica Funcional.

Por cuarto año consecutivo, profesionales del Grupo Enersis asistieron al curso de "Category Management". El modelo de Compras de Category Management es un enfoque sistemático utilizado por las organizaciones de clase mundial para maximizar la contribución de Aprovisionamientos al Negocio. Los objetivos, transmitir a los compradores de categorías las herramientas y metodologías necesarias para: segmentar el gasto total en categorías de acuerdo a los criterios de impacto en el negocio y mercado donde se compra, entender (Market Intelligence) los mercados de los proveedores, diseñar una estrategia para cada categoría, analizar estrategias, situaciones y perspectivas de los mercados de materias, inversiones y servicios y, evaluar las situaciones de riesgo, estableciendo planes de mitigación y/o contingencia.

En el contexto de los Diplomados cerrados, diseñados especialmente para la empresa, se inició la tercera versión del “Diploma de Mercados Eléctricos” en las dependencias de la Universidad del Desarrollo, con la asistencia de 34 trabajadores del Grupo Enersis, el que tiene por objetivo general profundizar las características y desafíos del negocio eléctrico y contribuir en los procesos de negociación, en aspectos de contratación del suministro eléctrico, ofertas de servicios complementarios y peajes de distribución, potenciando su desempeño y posicionamiento dentro de la empresa.

Así también se dio inicio a la primera versión del “Diploma en Control y Gestión” en la Universidad de Chile, que tiene por objetivo entregar a los participantes las herramientas básicas sobre gestión de los negocios bajo una perspectiva de control de gestión, permitiendo a los alumnos desarrollar las competencias necesarias para entender la gestión de recursos empresariales, diseñando y manteniendo controles sobre los distintos procesos que definen el actuar de la organización. Asistieron 30 trabajadores de Grupo Enersis.

Se inició la implementación del Post Performance Review (PPR), el cual se enfoca al desarrollo de los comportamientos definidos por el programa de Liderazgo de la Compañía donde se realizaron 29 cursos y hubo 630 participaciones de personal de la Compañía.



Otros dos Programas que se llevaron a cabo para trabajadores del Grupo Enersis son el **Entrenamiento para Profesionales Jóvenes**, cuyo propósito fue ampliar la visión de este grupo para que puedan contribuir al negocio con emprendimientos, preparándolos para su desarrollo de carrera al interior de la organización, realizado en el Centro de Educación Ejecutiva de la Universidad Adolfo Ibáñez, con la asistencia de 39 profesionales y el **Entrenamiento en Habilidades para Gestores**, que se llevó a cabo en el ESE Business School de la **Universidad de Los Andes**, con la participación de 38 trabajadores, quienes en ocho sesiones fortalecieron competencias de liderazgo, pensamiento estratégico, toma de decisiones, innovación y coaching. Como actividad final en ambos entrenamientos se realizó un Taller sobre Gestión del Cambio, con el objeto de comprender el cambio desde un punto de vista personal y organizativo, como un elemento constante; fomentar una mejor comprensión de las dinámicas que facilitan los procesos de cambio y aprender los conceptos y métodos para la gestión del cambio.



Otra actividad formativa relevante fue el curso de Activos Derivados como apoyo a la Gestión Corporativa, impartido por la Universidad Adolfo Ibáñez, para 15 trabajadores de la Compañía con el objeto de adquirir habilidades y competencias que permitan utilizar instrumentos derivados como herramientas destinadas a proteger a la organización ante; riesgos cambiarios, volatilidades en el precio de productos y factores, o fuertes alteraciones en las tasas de interés.

Así también se realizó la capacitación Claves de Ahorro, vía de adjudicación y APPIA, con la finalidad de capacitar a los compradores en el uso del sistema para reflejar los ahorros correctamente y asociar la planificación de compras correctamente. En la actividad participaron 30 trabajadores de la Compañía.

Al igual que años anteriores, con el fin de entregar oportunidades de desarrollo al interior de la compañía, se otorgaron "becas de estudio" a los trabajadores, totalizando 12 personas en 2013, quienes accedieron a este beneficio. Este programa tiene por objetivo apoyar a los trabajadores en la realización de estudios de perfeccionamiento o prosecución de estudios de pre y postgrado.

Así mismo, a través del Campus Latam, espacio virtual, continua la formación en cursos modalidad e-learning permitiendo llegar en forma masiva y simultanea en temas como: Conocimiento del Negocio, Reinducción en S&SL, Plan Senda, Seguridad de la Información y Modelo de Prevención en Riesgos Penales.

Hubo una especial preocupación por las temáticas de seguridad y salud laboral donde se impartieron, entre otros, los cursos de Programa Liderazgo en Seguridad y Salud Laboral; Prevención de Accidentes de Trayecto y Vía Pública; Manejo y Uso de Extintores; Reanimación Cardio-Pulmonar; Primeros Auxilios; Safety Training Goal y, One Safety Navegadores.



Transacciones bursátiles

Transacciones bursátiles en las bolsas de comercio

Las transacciones trimestrales de los últimos tres años realizadas en las bolsas donde se transa la acción de Enersis tanto en Chile, a través de la Bolsa de Comercio de Santiago, de la Bolsa Electrónica de Chile y de la Bolsa de Valores de Valparaíso, así como en Estados Unidos de América y España, a través de la New York Stock Exchange (NYSE) y la Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (LATIBEX), respectivamente, se detallan a continuación.

Bolsa de Comercio de Santiago

Durante 2013, en la Bolsa de Comercio de Santiago, se transaron 8.074 millones de acciones, lo que equivale a \$1.367.562 millones. El precio de cierre de la acción a diciembre fue de \$157,6.

Periodos	Unidades	Montos (Pesos)	Precio Promedio
1er trimestre 2011	1.596.636.759	322.199.069.612	201,80
2do trimestre 2011	958.803.877	195.120.504.650	203,50
3er trimestre 2011	886.100.149	168.023.460.684	189,62
4to trimestre 2011	900.057.047	165.182.488.252	183,52
Total 2011	4.341.597.832	850.525.523.198	
1er trimestre 2012	1.288.014.289	240.222.466.312	186,51
2do trimestre 2012	1.139.562.913	212.301.014.944	186,30
3er trimestre 2012	1.744.269.270	285.537.513.398	163,70
4to trimestre 2012	1.392.408.280	231.119.124.139	165,99
Total 2012	5.564.254.752	969.180.118.793	
1er trimestre 2013	2.438.386.788	438.757.705.262	179,94
2do trimestre 2013	2.192.921.524	374.486.929.466	170,77
3er trimestre 2013	1.972.388.086	314.491.374.642	159,45
4to trimestre 2013	1.470.668.035	239.826.138.771	163,07
Total 2013	8.074.364.433	1.367.562.148.141	

Bolsa Electrónica de Chile

En la Bolsa Electrónica de Chile se transaron durante el año, la cantidad de 1.142 millones de acciones, lo que equivale a \$196.606 millones. El precio de cierre de la acción a diciembre fue de \$155,5.

Periodos	Unidades	Montos (Pesos)	Precio Promedio
1er trimestre 2011	199.064.082	39.760.396.718	199,74
2do trimestre 2011	181.558.922	37.031.576.257	203,96
3er trimestre 2011	182.448.505	34.606.048.013	189,68
4to trimestre 2011	144.335.958	26.534.354.814	183,84
Total 2011	707.407.467	137.932.375.802	
1er trimestre 2012	142.929.291	26.878.396.526	188,05
2do trimestre 2012	141.381.535	26.913.331.231	190,36
3er trimestre 2012	166.172.134	26.990.815.636	162,43
4to trimestre 2012	155.911.737	25.901.302.515	166,13
Total 2012	606.394.697	106.683.845.908	
1er trimestre 2013	457.040.369	82.674.197.920	180,89
2do trimestre 2013	307.352.957	52.399.743.916	170,49
3er trimestre 2013	187.542.120	30.138.018.160	160,70
4to trimestre 2013	190.280.215	31.394.375.774	164,99
Total 2013	1.142.215.661	196.606.3335.770	

Bolsa de Valores de Valparaíso

En la Bolsa de Valores de Valparaíso se transaron durante el año un total de 46 millones de acciones, lo que equivale a \$7.548 millones. El precio de cierre de la acción a diciembre fue de \$155,44

Periodos	Unidades	Montos (Pesos)	Precio Promedio
1er trimestre 2011	5.692.610	1.218.753.280	214,09
2do trimestre 2011	1.248.485	248.888.295	199,35
3er trimestre 2011	9.623.945	1.753.711.300	182,22
4to trimestre 2011	5.790.809	1.059.644.493	182,99
Total 2011	22.355.849	4.056.997.368	
1er trimestre 2012	15.555.048	2.852.153.260	183,36
2do trimestre 2012	7.532.539	1.446.019.519	191,97
3er trimestre 2012	19.911.829	3.293.321.040	165,40
4to trimestre 2012	29.102.662	4.910.148.630	168,72
Total 2012	72.102.078	12.501.642.449	
1er trimestre 2013	7.662.176	1.409.775.514	183,99
2do trimestre 2013	5.159.336	834.654.380	161,78
3er trimestre 2013	33.748.331	5.304.258.272	157,17
4to trimestre 2013	0	0	
Total 2013	46.569.843	7.548.688.166	

Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE)

Las acciones de Enersis comenzaron a transarse en la Bolsa de Nueva York (NYSE) el 20 de octubre de 1993. Un ADS (American Depositary Share) de Enersis representa 50 acciones y su nemotécnico es ENI. Citibank N.A. actúa como banco depositario y Banco Santander Chile como custodio en nuestro país. Durante 2013, en los Estados Unidos de América se transaron 167 millones de ADS lo que equivale US\$2.895 millones. El precio del ADS cerró a diciembre en US\$15,85.

Periodos	Unidades	Montos (Dólares)	Precio Promedio
1er trimestre 2011	45.063.352	924.262.083	20,51
2do trimestre 2011	28.212.252	610.562.978	21,64
3er trimestre 2011	38.872.327	769.407.917	19,79
4to trimestre 2011	32.721.937	593.068.611	18,12
Total 2011	144.869.868	2.897.301.588	
1er trimestre 2012	38.448.445	732.794.989	19,06
2do trimestre 2012	31.111.964	587.263.102	18,88
3er trimestre 2012	34.003.544	582.431.845	17,13
4to trimestre 2012	32.168.392	554.979.796	17,25
Total 2012	135.732.345	2.457.469.732	
1er trimestre 2013	45.963.195	874.885.600	19,03
2do trimestre 2013	50.929.574	907.083.863	17,81
3er trimestre 2013	36.942.777	583.580.477	15,80
4to trimestre 2013	33.394.036	529.200.532	15,85
Total 2013	167.229.582	2.894.750.472	

Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (Latibex)

Las acciones de Enersis comenzaron a transarse en el Mercado de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (Latibex) el 17 de diciembre de 2001. Hasta el mes de abril del año 2011, la unidad de contratación para la compañía era de 50 acciones y su nemotécnico es XENI. Desde el 2 mayo de 2011 la unidad de contratación es unitaria. Santander Central Hispano Investment S.A. actúa como entidad de enlace y el Banco Santander como custodio en Chile. Durante el 2013, se transaron 6,9 millones de acciones, lo que equivale a 1,7 millones de euros. El precio de la unidad de contratación, en diciembre, cerró en 0,23 euros.

Periodos	Unidades	Montos (euros)	Precio Promedio
1er trimestre 2011	3.824.700	1.155.781	0,30
2do trimestre 2011	3.395.992	1.024.002	0,30
3er trimestre 2011	5.259.100	1.414.624	0,27
4to trimestre 2011	3.293.219	893.885	0,27
Total 2011 (*)	15.773.011	4.488.292	
1er trimestre 2012	1.652.978	476.501	0,29
2do trimestre 2012	1.867.239	561.570	0,30
3er trimestre 2012	1.656.889	459.797	0,28
4to trimestre 2012	1.225.821	327.777	0,27
Total 2012	6.402.927	1.825.645	
1er trimestre 2013	1.329.415	383.687	0,29
2do trimestre 2013	1.396.386	364.307	0,26
3er trimestre 2013	2.376.982	554.612	0,23
4to trimestre 2013	1.819.724	418.887	0,23
Total 2013	6.922.507	1.721.493	

(*) La unidad de contratación se expresaba en los años anteriores en 50 unidades por acción.

Información de mercado

Durante 2013, el mercado accionario chileno continuó la tendencia a la baja, con un descenso acumulado en el periodo de 14% en relación con 2012. Esto se explica en parte por el aumento de la incertidumbre en la región, relacionada principalmente con la exposición de estos mercados al efecto del retiro paulatino de estímulos fiscales en EE.UU., al descenso del precio de commodities, como el cobre, y a la ralentización de la actividad económica en China.

Por otro lado, la recuperación generalizada de los resultados operativos y financieros en Norte América, unida a la mejoría en la situación de incertidumbre relacionada con la crisis de la deuda de algunos de los países miembros de la zona Euro, han ocasionado una salida de capitales en Sudamérica con respecto a estos mercados.

Bolsa de Comercio de Santiago

Evolución de la acción de Enersis durante los últimos dos años respecto al Índice Selectivo de Precios de Acciones (IPSA) en el mercado local:

Variación	2012	2013	Acumulada 2012-2013
Enersis	-3,7%	-7,9%	-11,3%
IPSA	3,0%	-14,0%	-11,5%

Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE)

Comportamiento de los ADR's de Enersis listados en NYSE (ENI) respecto a los índices Dow Jones Industrial y Dow Jones Utilities durante los últimos dos años:

Variación	2012	2013	Acumulada 2012-2013
ENI	3,3%	-17,5%	-14,7%
Dow Jones Industrial	7,3%	26,5%	35,7%
Dow Jones Utilities	-2,5%	8,3%	5,6%

Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (Latibex)

Desempeño de la acción de Enersis (XENI) listada en la Bolsa de Madrid (Latibex) a lo largo de los últimos dos años respecto al Índice LATIBEX.

Variación	2012	2013	Acumulada 2012-2013
XENI	4,1%	-17,2%	-13,8%
LATIBEX	-10,7%	-20,0%	-28,5%





Dividendos

De conformidad con la Norma de Carácter General N°283, numeral 5), se transcriben a continuación las políticas de dividendos de la sociedad correspondientes a los ejercicios 2014 y 2013.

Política de dividendos ejercicio 2014

Generalidades

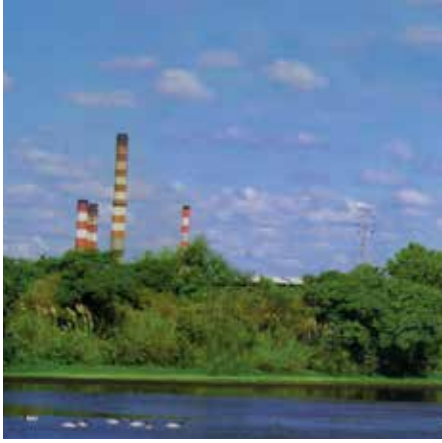
El Directorio de la Compañía, en sesión de fecha 28 de febrero de 2014 aprobó la siguiente Política de Dividendos y el correspondiente procedimiento sobre el pago de dividendos de Enersis S.A., para el ejercicio 2014.

Política de dividendos

El Directorio tiene la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2014, de hasta un 15% de las utilidades al 30 de septiembre del 2014, según muestren los estados financieros de Enersis S.A. a dicha fecha, a ser pagado en enero de 2015.

El Directorio tiene la intención de proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2015, distribuir como dividendo definitivo, un monto equivalente al 50% de las utilidades del ejercicio 2014.- El dividendo definitivo corresponderá al que defina la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2015.

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



Procedimiento para el pago de dividendos

Para el pago de dividendos, sean provisorios o definitivos, y con el objeto de evitar el cobro indebido de los mismos, Enersis S.A. contempla las modalidades que se indican a continuación

1. Depósito en cuenta corriente bancaria, cuyo titular sea el accionista.
2. Depósito en cuenta de ahorro bancaria, cuyo titular sea el accionista.
3. Envío de cheque nominativo o vale vista por correo certificado al domicilio del accionista que figure en el Registro de Accionistas de Enersis S.A.

4. Retiro de cheque o vale vista en las oficinas de DCV Registros S.A., en su condición de administrador del registro de accionistas de Enersis S.A, o en el banco y sus sucursales que se determine para tal efecto y que se informará en el aviso que se publique sobre el pago de dividendos.

Para estos efectos, las cuentas corrientes o de ahorro bancarias pueden ser de cualquier plaza del país.

Es preciso destacar que la modalidad de pago elegida por cada accionista será utilizada por DCV Registros S.A. para todos los pagos de dividendos, mientras el accionista no manifieste por escrito su intención de modificarla y registre una nueva opción.

A los accionistas que no tengan registrada una modalidad de pago, se les pagará de acuerdo a la modalidad N° 4 arriba señalada.

En aquellos casos en que los cheques o vales vista sean devueltos por el correo a DCV Registros S.A., aquéllos permanecerán bajo su custodia hasta que sean retirados o solicitados por los accionistas.

En el caso de los depósitos en cuentas corrientes bancarias, Enersis S.A. y/o DCV Registros S.A. podrá solicitar, por razones de seguridad, la verificación de ellas por parte de los bancos correspondientes. Si las cuentas indicadas por los accionistas son objetadas, ya sea en un proceso previo de verificación o por cualquier otra causa, el dividendo será pagado según la modalidad indicada en el punto N° 4 antes señalado.

Por otra parte, la Compañía ha adoptado y continuará adoptando en el futuro todas las medidas de seguridad necesarias que requiere el proceso de pago de dividendos, de modo de resguardar los intereses tanto de los accionistas como de Enersis S.A.

Política de dividendos ejercicio 2013

Generalidades

El Directorio de la compañía, en sesión de fecha 28 de febrero de 2013, aprobó la siguiente Política de Dividendos y el correspondiente procedimiento para el pago de dividendos de Enersis S.A.

Política de dividendos⁽¹⁾

El Directorio tiene la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2013, de hasta un 15% de las utilidades al 30 de septiembre del 2013, según muestren los estados financieros a dicha fecha, a ser pagado en enero de 2014.

El Directorio tiene la intención de proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2014, distribuir como dividendo definitivo, un monto equivalente al 50% de las utilidades del ejercicio 2013.

El dividendo definitivo corresponderá al que defina la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2014.

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

(1) A través de Hecho Esencial ingresado a la Superintendencia de Valores y Seguros el 26 de noviembre de 2013, Enersis S.A., informó lo siguiente:

De conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10°, inciso 2°, de la Ley N° 18.045 y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de esa Superintendencia y en uso de las facultades que se me han conferido, informo a usted, con carácter de hecho esencial, que, en su sesión celebrada el día de hoy, el Directorio de Enersis S.A., acordó, por la unanimidad de sus miembros, repartir con fecha 31 de enero de 2014, un dividendo provisorio de \$1,42964 por acción, con cargo a los resultados del ejercicio 2013, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30.09.2013, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente en la materia.

Utilidad distribuible del ejercicio 2013

La utilidad distribuible del ejercicio 2013, se indica a continuación:

	Millones de \$
Utilidad del Ejercicio *	658.514
Utilidad Distribuible	658.514

* Atribuible a la sociedad dominante

Dividendos distribuidos

El siguiente cuadro muestra los dividendos por acción pagados durante los últimos años:

N° Dividendo	Tipo de dividendo	Fecha de cierre	Fecha de pago	Pesos por acción	Imputado al ejercicio
77	Definitivo	24-04-2008	30-04-2008	3,41256	2007
78	Provisorio	13-12-2008	19-12-2008	1,53931	2008
79	Definitivo	07-05-2009	13-05-2009	4,56069	2008
80	Provisorio	11-12-2009	17-12-2009	2,45677	2009
81	Definitivo	29-04-2010	06-05-2010	4,64323	2009
82	Provisorio	21-01-2011	27-01-2011	1,57180	2010
83	Definitivo	06-05-2011	12-05-2011	5,87398	2010
84	Provisorio	21-01-2012	27-01-2012	1,46560	2011
85	Definitivo	17-05-2012	24-05-2012	4,28410	2011
86	Provisorio	19-01-2013	25-01-2013	1,21538	2012
87	Definitivo	04-05-2013	10-05-2013	3,03489	2012
88	Provisorio	25-01-2014	31-01-2014	1,42964	2013



Política de
inversión y
financiamiento
para el
ejercicio 2013

La Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 16 de abril de 2013, aprobó la Política de Inversión y Financiamiento que se señala a continuación.

Política de inversiones y financiamiento para el ejercicio 2013

Inversiones

Áreas de Inversión

Enersis S.A. efectuará inversiones, según lo autorizan sus estatutos, en las siguientes áreas:

- Aportes para inversión o formación de empresas filiales o coligadas cuya actividad sea afín, relacionada o vinculada a la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza o al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía.
- Inversiones consistentes en la adquisición, explotación, construcción, arrendamiento, administración, comercialización y enajenación de toda clase de bienes inmuebles, sea directamente o a través de sociedades filiales.
- Otras inversiones en toda clase de activos financieros, títulos y valores mobiliarios.

Límites máximos de inversión

Los límites máximos de inversión por cada área de inversión corresponderán a los siguientes:

- i) Inversiones en sus filiales del sector eléctrico, las necesarias para que estas filiales puedan cumplir con sus respectivos objetos sociales.
- ii) Inversiones en otras empresas filiales, tales que, la suma de las proporciones de los activos fijos correspondientes a la participación en cada una de estas otras empresas filiales, no supere a la proporción de activo fijo correspondiente a la participación en las filiales del sector eléctrico y de Enersis S.A.

Participación en el control de las áreas de inversión

Para el control de las áreas de inversión y de acuerdo a lo que establece el objeto social de Enersis S.A., se procederá en la medida de lo posible, de la siguiente forma:

- Se propondrá en las juntas de accionistas de las sociedades anónimas filiales y coligadas, la designación de directores que correspondan a la participación de Enersis S.A. en las mismas, debiendo provenir estas personas preferentemente de entre los directores o ejecutivos tanto de la Sociedad como de sus empresas filiales
- Se propondrá a las empresas filiales las políticas de inversiones, financiamiento y comerciales, así como los sistemas y criterios contables a que éstas deberán ceñirse.
- Se supervisará la gestión de las empresas filiales y coligadas.
- Se mantendrá un control permanente de los límites de endeudamiento, de forma tal que las inversiones o aportes que se realicen o se planifique realizar no impliquen una variación fuera de norma de los parámetros que definen los límites máximos de inversiones.

(a) Nivel máximo de endeudamiento

El límite máximo de endeudamiento de Enersis S.A. estará dado por una relación deuda total/patrimonio más interés minoritario igual a 2,2 veces del balance consolidado.

(b) Atribuciones de la administración para convenir con acreedores restricciones al reparto de dividendos

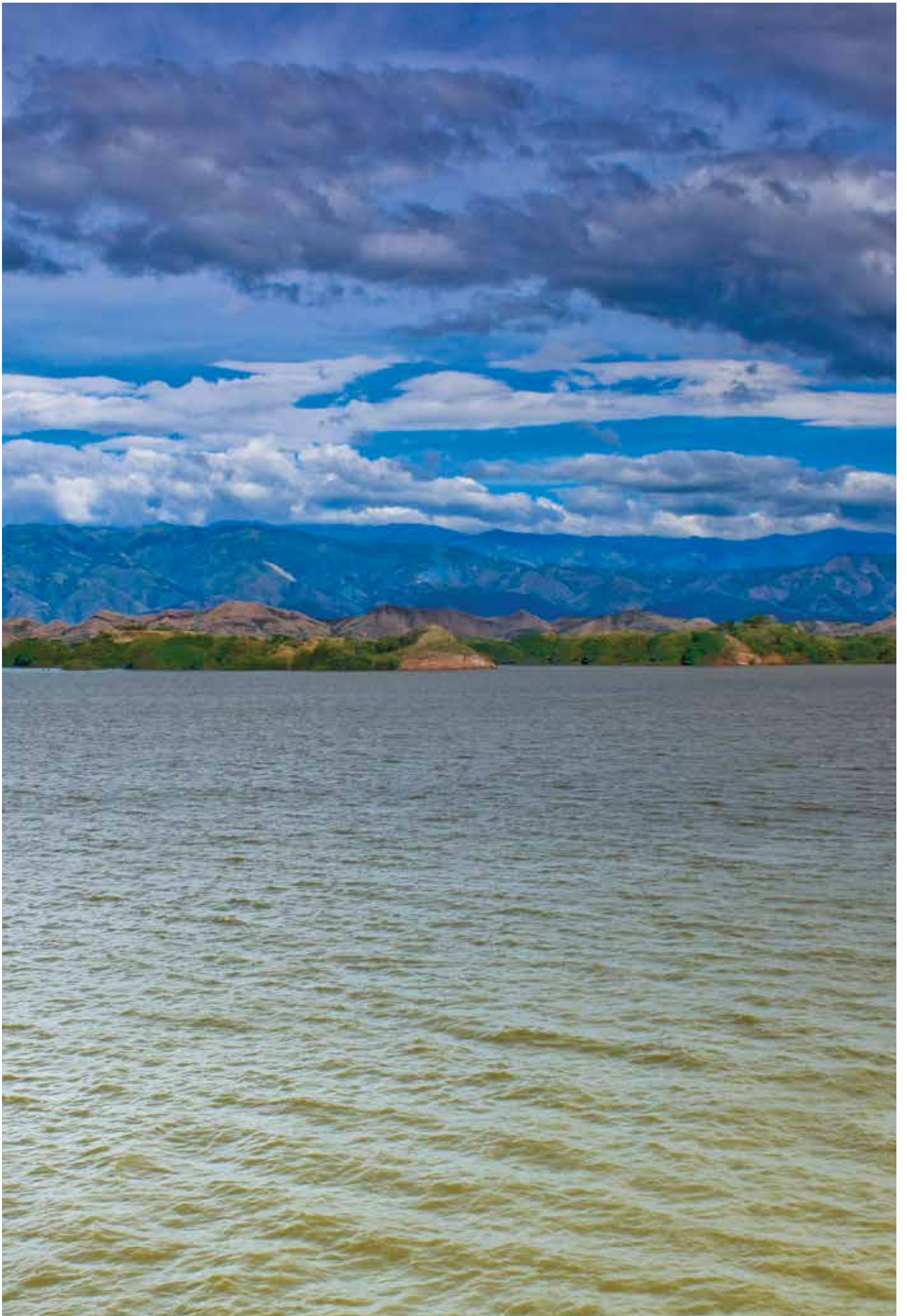
Sólo se podrá convenir con acreedores restricciones al reparto de dividendos, si previamente tales restricciones han sido aprobadas en junta de accionistas (ordinaria o extraordinaria).

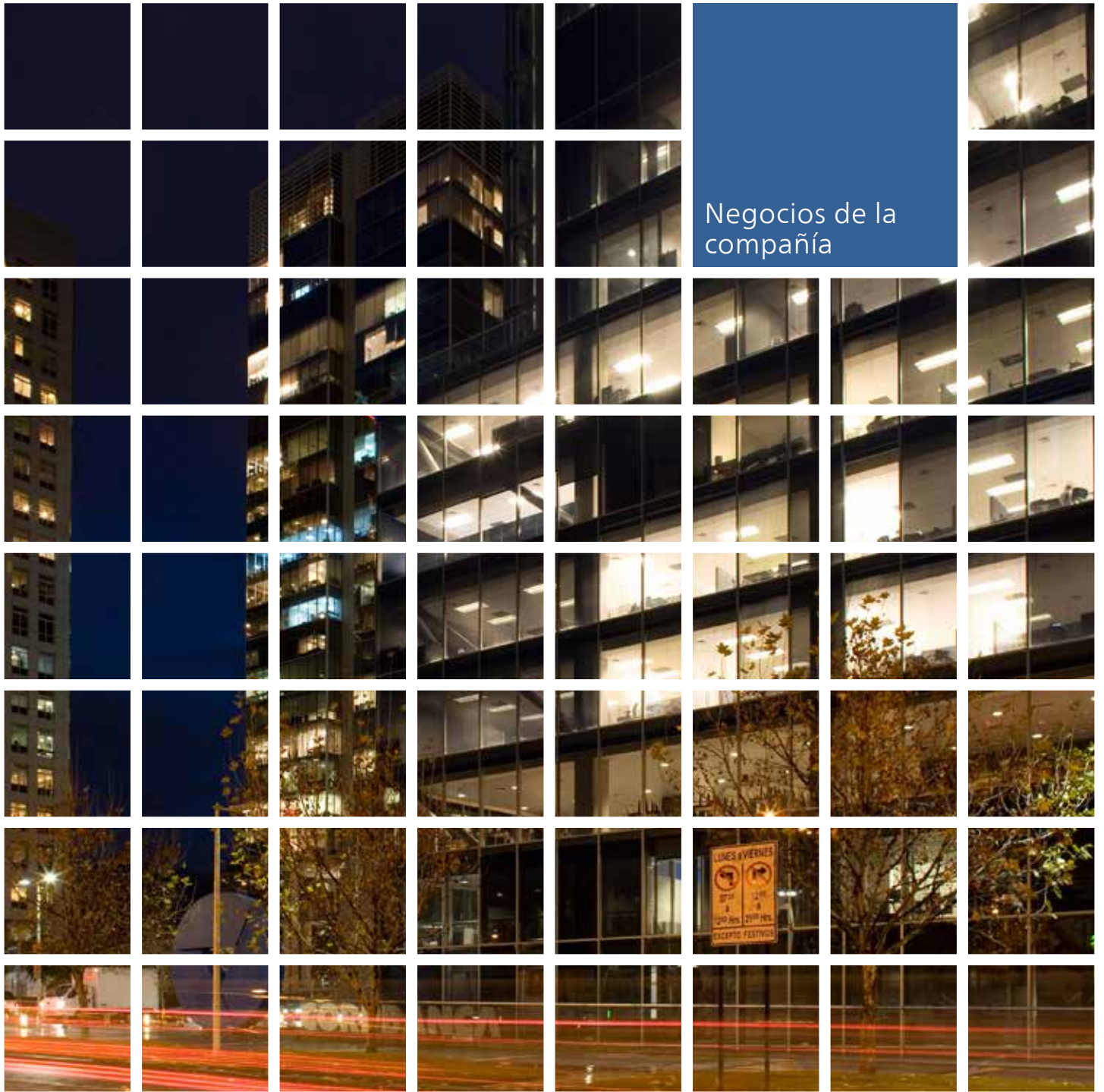
(c) Atribuciones de la administración para convenir con acreedores el otorgamiento de cauciones

La administración de la Sociedad podrá convenir con acreedores el otorgamiento de cauciones reales o personales, ajustándose a la ley y a los estatutos sociales.

(d) Activos esenciales para el funcionamiento de la Sociedad

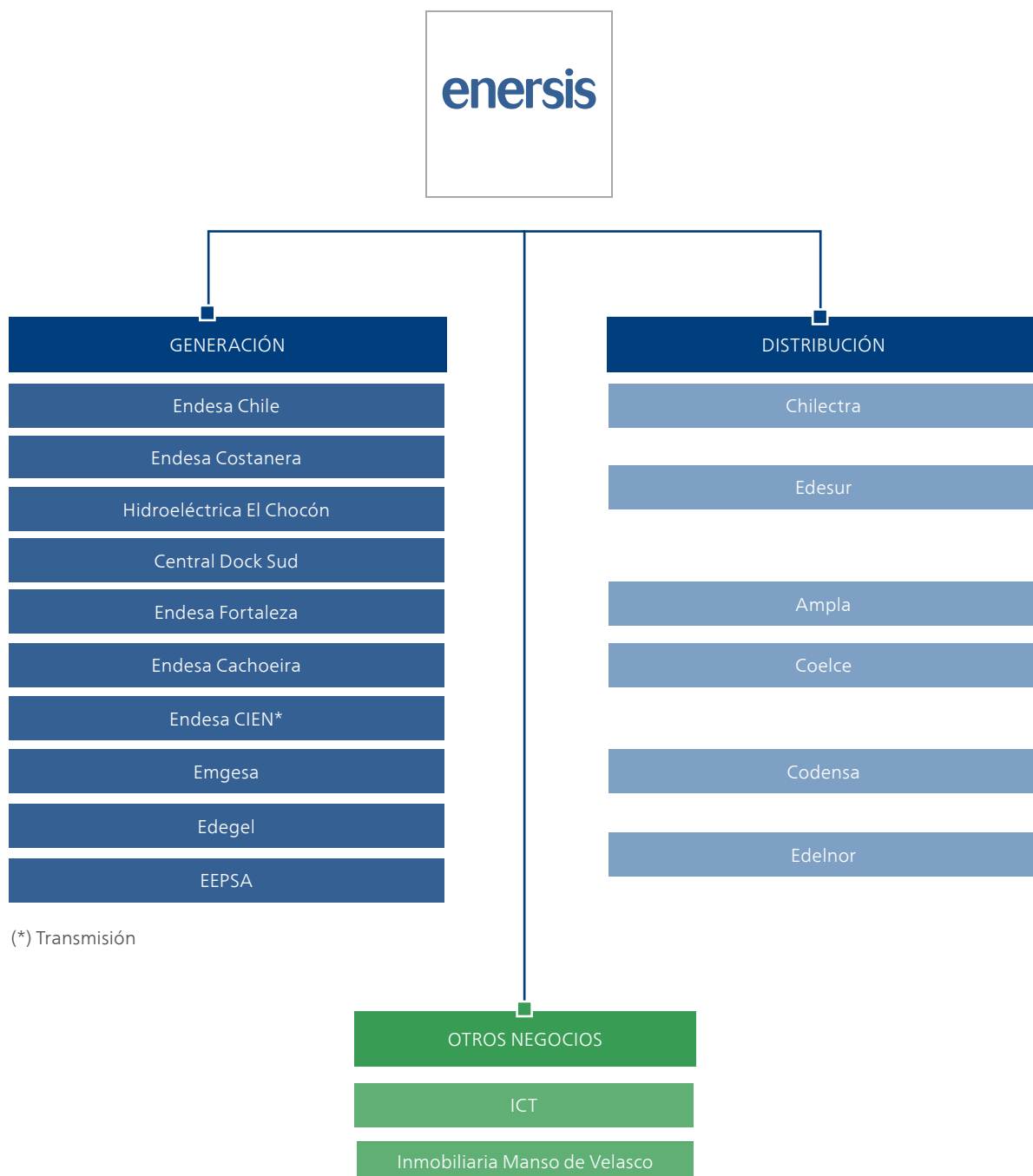
Constituye activo esencial para el funcionamiento de Enersis S.A., las acciones representativas de los aportes que ésta efectúe a su filial Chilectra S.A.”





Negocios de la compañía

Estructura de negocios



Reseña histórica

El 19 de junio de 1981, la Compañía Chilena de Electricidad S.A. creó una nueva estructura societaria, dando origen a una sociedad matriz y tres empresas filiales. Una de ellas fue la compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. En 1985, como consecuencia de la política de privatización dispuesta por el Gobierno de Chile, se inició el traspaso accionario de la Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. al sector privado, proceso que culminó el 10 de agosto de 1987. Mediante este proceso se incorporaron a la sociedad las Administradoras de Fondos de Pensión (AFP's), los trabajadores de la misma empresa, inversionistas institucionales y miles de pequeños accionistas. La estructura organizacional estaba basada en actividades o funciones operativas cuyos logros se evaluaban funcionalmente y su rentabilidad estaba limitada por un esquema tarifario, producto de la dedicación exclusiva de la empresa al negocio de distribución eléctrica.

En 1987, el Directorio de la sociedad propuso una división de las distintas actividades de la compañía matriz. De esta forma, se crearon cuatro filiales que permitieron su administración como unidades de negocios con objetivos propios, expandiendo así las actividades de la empresa hacia otros negocios no regulados, pero vinculados al giro principal. Esta división fue aprobada por la Junta General Extraordinaria de Accionistas del 25 de noviembre de 1987, que determinó su nuevo objeto social. Con lo anterior, la Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. pasó a tener el carácter de una sociedad de inversiones.

El 1 de agosto de 1988, en virtud de lo acordado por la Junta General Extraordinaria de Accionistas del 12 de abril de 1988, una de las sociedades nacidas de la división cambió su razón social por la de Enersis S.A. En Junta General Extraordinaria de Accionistas del 11 de abril de 2002 se modificó el objeto social de la compañía, introduciendo las actividades de telecomunicaciones y la inversión y administración de sociedades que tengan por giro las telecomunicaciones e informática y los negocios de intermediación a través de Internet.

En 1988, y con el propósito de enfrentar exitosamente el desafío de desarrollo y crecimiento, la empresa se dividió en 5 unidades de negocios, las que dieron origen a cinco filiales. De éstas, Chilectra y Río Maipo se hicieron cargo de la distribución eléctrica; Manso de Velasco se concentró en servicios de ingeniería y construcción eléctrica, además de la administración inmobiliaria; Synapsis del área informática y procesamiento de datos; mientras que Diprel se centró en prestar servicios de abastecimiento y comercialización de productos eléctricos.

Hoy Enersis es una de las compañías eléctricas privadas más grandes de Latinoamérica, en términos de activos consolidados e ingresos operacionales, lo que se ha logrado mediante un crecimiento estable y equilibrado en sus negocios eléctricos: generación, transmisión y distribución. El desarrollo del negocio de distribución de energía eléctrica en el extranjero lo ha realizado en conjunto con su filial Chilectra, empresa destinada a la distribución de energía eléctrica en la Región Metropolitana, Chile. Sus inversiones en generación de energía eléctrica en el país y el extranjero los ha desarrollado principalmente a través de su filial Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile).

Adicionalmente, está presente en negocios que complementan sus actividades principales mediante participación mayoritaria en las siguientes compañías, Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda., dedicada al negocio inmobiliario, mediante el desarrollo integral de proyectos inmobiliarios, arriendo, compra y venta del patrimonio inmobiliario de Enersis y filiales en Chile; ICT Servicios Informáticos Limitada es una empresa de servicios de consultoría en materias de tecnología de la información e informática y telecomunicaciones.



Expansión y desarrollo

Enersis inició su expansión internacional en 1992, mediante la participación en distintos procesos de privatización en América Latina, desarrollando una presencia significativa en los sectores eléctricos de Argentina, Brasil, Colombia y Perú.

1992

- El 15 de mayo adquirió el 60% y control de la generadora Central Costanera, actualmente Endesa Costanera, ubicada en Buenos Aires, Argentina.
- El 30 de julio se adjudicó el 51% de la Empresa Distribuidora Sur S.A., Edesur, empresa que distribuye energía eléctrica en la ciudad de Buenos Aires, Argentina.

1993

- En julio compró la generadora Hidroeléctrica El Chocón, ubicada en la Provincia de Neuquén y Río Negro, Argentina.

1994

- En julio, Enersis adquirió en US\$176 millones el 60% del capital accionario de la Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A., Edelnor, en Perú. También adquirió Edechancay, otra distribuidora eléctrica de dicho país que con posterioridad fue absorbida por la primera.
- Al cierre del año, Enersis adquirió un 1,9% adicional del capital accionario de Endesa Chile, alcanzando el 17,2% de la propiedad.

1995

- El 12 de diciembre, Enersis adquirió un 39% adicional de Edesur, convirtiéndose en controladora de la misma.
- Adicionalmente adquirió la generadora Edegel, en Perú.

1996

- El 15 de febrero, Enersis alcanzó el 25,28% del capital accionario de Endesa Chile. El 15 de abril, Endesa Chile se convirtió en filial de Enersis.
- Invierte en el mercado sanitario, adquiriendo la empresa Agua Potable Lo Castillo S.A.
- El 20 de diciembre, Enersis ingresó al mercado brasileño adquiriendo parte importante de las acciones de la antiguamente denominada Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro S.A., Cerj, empresa que distribuye energía eléctrica en la ciudad de Río de Janeiro y Niteroi, Brasil, cuya actual razón social es Ampla Energia e Serviços S.A.
- El 20 de diciembre adquirió el 99,9% de Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P, en Colombia.

1997

- El 5 de septiembre se adquirió por un monto de US\$715 millones el 78,9% de Centrais Elétricas Cachoeira Dourada, en Brasil.
- El 15 de septiembre, Enersis participó con éxito en el proceso de capitalización de Codensa S.A. E.S.P., adquiriendo el 48,5% de la propiedad en US\$1.226 millones, sociedad que desarrolla el negocio de distribución eléctrica en la ciudad de Bogotá y en el departamento de Cundinamarca, Colombia. A su vez, se adjudicó el 5,5% de la Empresa Eléctrica de Bogotá.
- El 15 de septiembre adquirió por un monto de US\$951 millones el 75% de Emgesa, generadora colombiana y un 5,5% adicional de la Empresa Eléctrica de Bogotá S.A.
- Endesa, S.A. (España) compró el 32% de Enersis.



1998

- El 3 de abril, Enersis volvió a incursionar en el mercado brasileño. Esta vez, se adjudicó el 89% y control de la Companhia Energética de Ceará S.A., Coelce, empresa que distribuye electricidad en el noreste de Brasil, en el Estado de Ceará, en US\$868 millones.
- El 22 de abril, Enersis alcanzó el 100% de la propiedad de Aguas Cordillera, en Santiago de Chile.
- El 28 de diciembre, Enersis se adjudicó el control a través de la adquisición del 40% de la propiedad de Esva, en la Región de Valparaíso.

1999

- Endesa, S.A. (España), tomó el control de Enersis. A través de una Oferta Pública de Adquisición de Acciones, Endesa adquirió un paquete adicional correspondiente al 32% de Enersis, el que sumado al 32% que ya poseía desde agosto de 1997, situó su participación total en 64%. Esta operación, concretada el 7 de abril de 1999, supuso una inversión de US\$1.450 millones. Como consecuencia del aumento de capital realizado en Enersis en 2003, esta participación disminuyó al actual 60,62% de la propiedad.

- El 11 de mayo, Enersis adquirió un 35% de Endesa Chile, el que sumado al 25% que ya controlaba en ésta, le permitió alcanzar el 60% de la propiedad de la generadora. De esta manera, se consolidó como una de las principales empresas eléctricas privadas de América Latina.

2000

- En el marco estratégico del Plan Génesis se vendieron las filiales Transelec, Esva, Aguas Cordillera y activos inmobiliarios en US\$1.400 millones.

2001

- Se efectuaron importantes inversiones: US\$364 millones para incrementar la participación en el capital social de Chilectra, en Chile; US\$150 millones en la adquisición de un 10% del capital social de Edesur, en Argentina, porcentaje que estaba en poder de los trabajadores de la empresa; US\$132 millones para aumentar la participación en la brasileña Ampla; US\$23 millones para aumentar en 15% la participación en Río Maipo, en Chile, y US\$1,6 millones para aumentar en un 1,7% la participación en el capital social de Distrilima en Perú.

2002

- Se adjudicó en Brasil, la Central Termoeléctrica Fortaleza en el estado de Ceará. Adicionalmente, comenzó la operación comercial de la segunda fase de la interconexión eléctrica entre Argentina y Brasil, CIEN, completando una capacidad de transmisión de 2.100 MW entre ambos países.

2003

- Se vendieron activos por US\$757 millones, operación que incluyó la central generadora Canutillar y la distribuidora eléctrica Río Maipo, ambos en Chile.

2004

- Entró en operación la Central Hidroeléctrica Ralco, ubicada en la Región del Biobío, con un aporte de 690 MW de potencia.

2005

- El 18 de abril, se constituyó la subsidiaria Endesa Eco, cuyo objetivo es promover y desarrollar proyectos de energía renovable como centrales mini hidráulicas, eólicas, geotérmicas, solares y de biomasa, además de actuar como depositaria y comercializadora de los certificados de reducción de emisiones que se obtengan de dichos proyectos.
- Se constituyó la filial Endesa Brasil S.A., con todos los activos que mantenían en Brasil el Grupo Enersis y Endesa Internacional (actualmente Endesa Latinoamérica): CIEN, Fortaleza, Cachoeira Dourada, Ampla, Investluz y Coelce.

2006



- Durante febrero se compró por aproximadamente US\$17 millones, la central Termocartagena (142 MW) en Colombia, que opera con fuel oil o gas.
- En marzo, Enersis informó a la Superintendencia de Valores y Seguros la fusión de Elesur y Chilectra, mediante la absorción de esta última por la primera. Los efectos jurídicos de esta fusión se produjeron a contar del 1 de abril de 2006.
- En junio se materializó la fusión de Edegel y Etevensa, esta última filial de Endesa Internacional (actualmente Endesa Latinoamérica, S.A.) en Perú.
- El 29 de septiembre, Endesa Chile, ENAP, Metrogas y GNL Chile firmaron el acuerdo que define la estructura del Proyecto Gas Natural Licuado (GNL), en el cual Endesa Chile participa con un 20%.

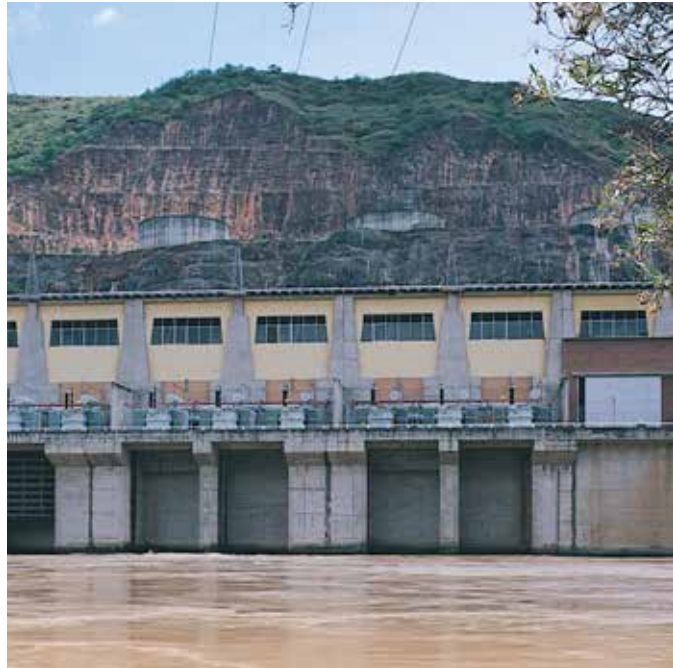
2007

- En marzo se constituyó la sociedad Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (HidroAysén), cuyo objeto es el desarrollo y explotación del proyecto hidroeléctrico en la Región de Aysén, denominado "Proyecto Aysén", que significarán 2.750 MW de nueva capacidad instalada para Chile.

- En abril se puso a disposición del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC), la primera fase de la central térmica de ciclo combinado San Isidro, segunda unidad, con una potencia de 248 MW.
- En septiembre se completó la fusión de las empresas de generación colombianas, Emgesa y Betania.
- El 11 de octubre, Enel S.p.A. y Acciona, S.A. toman control de Enersis, a través de Endesa, S.A., y de Endesa Internacional, S.A. (actualmente Endesa Latinoamérica S.A.).
- Durante noviembre inició la operación comercial la central hidroeléctrica Palmucho, ubicada a pie de presa de Central Ralco, en el Alto Biobío, Región del Biobío, aportando 32 MW de potencia al Sistema Interconectado Central (SIC).
- El 6 de diciembre se inauguró Canela, el primer Parque Eólico del Sistema Interconectado Central. Canela está situado en la comuna del mismo nombre en la Región de Coquimbo, aporta 18 MW al SIC.

2008

- En enero entró en operación comercial la segunda fase de la central térmica de ciclo combinado San Isidro II, elevando su potencia instalada a un total de 353 MW.
- El 24 de marzo comenzó la operación dual de la unidad N°1 de Central Termoeléctrica Tal-Tal, con una capacidad instalada de 245 MW.
- El 27 de junio se puso en operación comercial la mini central hidroeléctrica Ojos de Agua, aportando 9 MW de potencia instalada al SIC.



2009

- Las sociedades Acciona, S.A., y Enel S.p.A. anunciaron un acuerdo mediante el cual ACCIONA, S.A. directa e indirectamente transferirá a ENEL ENERGY EUROPE S.L. el 25.01% de la propiedad de Endesa, S.A. De esta forma, ENEL ENERGY EUROPE S.L., controlada en un 100% por Enel S.p.A., será titular del 92,06% del capital social de Endesa, S.A.
- El 25 de junio se hizo efectivo el acuerdo suscrito entre Enel S.p.A. y Acciona, S.A., mediante el cual Enel pasó a controlar el 92,06% del capital social de Endesa, S.A.
- El 9 de octubre Endesa Chile adquirió el 29,3974% de su filial peruana de generación, Edegel. Las acciones fueron adquiridas a precio de mercado a Generalima S.A.C., sociedad que a su vez es filial de Endesa Latinoamérica S.A. Con esta operación, Endesa Chile pasó a tener de manera directa e indirecta el 62,46% de las acciones de Edegel.
- Con fecha 15 de octubre, Enersis S.A. adquirió 153.255.366 acciones representativas del 24% del capital social de su filial peruana, Edelnor a un precio de 2,72 soles por acción. Dicha compra se efectuó a Generalima S.A.C., sociedad peruana filial de Endesa Latinoamérica S.A., matriz de Enersis. Con esta operación, la participación accionarial directa e indirecta de Enersis S.A. en Edelnor aumentó del 33,53% al 57,53%.

2010



- En febrero, la Central San Isidro aumentó su capacidad instalada a 399 MW; la unidad de ciclo combinado aumentó en 22 MW su capacidad luego de implementar modificaciones tecnológicas que le permitieron operar de forma dual (gnl y petróleo).
- El 31 de mayo en el contexto del esfuerzo permanente por entregar a sus clientes un servicio de excelencia, Chilectra comenzó la ejecución del proyecto Red de Distribución Telegestionada (Red D-T) ejecutada por Cam, cambio tecnológico que permitirá dar un salto cualitativo en el registro del consumo eléctrico y la reducción de pérdidas de energía.
- A comienzos de junio Chilectra y Clínica Dávila inauguraron el Proyecto Solar más grande de Chile. Con un total de 264 colectores termo-solares, instalados en 740 m², la tecnología Solar-Electric permitirá calentar más de 70.000 litros diarios de agua sanitaria, a través de dos energías totalmente limpias, no contaminantes y con ahorros de hasta 85%.
- En julio Endesa Chile y Minera Lumina Copper Chile S.A. formalizaron un contrato de suministro para abastecer de energía eléctrica al Proyecto Caserones, ubicado a 162 kilómetros al sureste de Copiapó. El acuerdo contempla el abastecimiento de energía y potencia desde el 1 de septiembre de 2012 hasta el 31 de diciembre de 2022.
- En octubre de 2010, la compañía sometió al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto LTE Central Hidroeléctrica Los Cóndores, iniciativa que permitirá conectar la futura Central Hidroeléctrica Los Cóndores al Sistema Interconectado Central (SIC), principal red eléctrica del país que abastece a más del 90% de la población.
- En diciembre de 2010 se reingresó el EIA de Central Hidroeléctrica Neltume. La compañía reingresó al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de la Región de Los Ríos, el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto Central Hidroeléctrica Neltume, incorporando la información adicional que solicitaron los diversos organismos que participan del proceso de evaluación de la iniciativa. El proyecto de 490 MW de capacidad instalada buscará aprovechar el potencial hidroeléctrico existente en la zona, específicamente en el río Fuy, desagüe natural del lago Pirehueico.
- En diciembre Endesa Chile ingresó al SEA de la Región de Los Ríos el EIA del proyecto denominado Línea de Alta Tensión S/E Neltume-Pullinque. La iniciativa tiene por objetivo levantar y operar la infraestructura necesaria para transportar e inyectar al Sistema Interconectado Central (SIC), la energía proveniente de la futura Central Hidroeléctrica Neltume.
- Enersis aceptó la oferta presentada por la empresa Graña y Montero S.A.A., para la adquisición de la totalidad de la participación que posee de manera directa e indirecta en su filial Compañía Americana de Multiservicios Limitada, CAM; y de igual forma, aceptó la oferta presentada por Riverwood Capital L.P. para la adquisición de la totalidad de la participación que posee de manera directa e indirecta en su filial Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda. El precio ofertado por CAM y sus filiales presentes en los mercados de Argentina, Brasil, Colombia y Perú ascendió a US\$20 millones. En el caso de Synapsis, el precio ofertado por la compañía y sus filiales domiciliadas en Argentina, Brasil, Colombia y Perú, ascendió a US\$52 millones.

2011

- Fueron ingresados a tramitación ambiental cuatro proyectos: "Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica Los Cóndores", "Parque Eólico Renaico", "LAT S/E PE Renaico - S/E Bureo" y "Optimización Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad". De éstos, el proyecto "Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica Los Cóndores" ya fue calificado como ambientalmente favorable. Por su parte, están en tramitación ambiental: "LTE CH Los Cóndores - S/E Ancoa", "Central Hidroeléctrica Neltume", "Línea de Alta Tensión S/E Neltume - Pullinque", "Parque Eólico Renaico", "LAT S/E PE Renaico - S/E Bureo" y "Optimización Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad".
- En mayo, la Comisión de Evaluación Ambiental de la Región de Aysén aprobó el Estudio de Impacto Ambiental de las centrales del Proyecto HidroAysén, presentado a trámite el 14 de agosto de 2008, lo que constituye un hito importante en la tramitación de las autorizaciones necesarias para desarrollar este proyecto de la sociedad Centrales Hidroeléctricas Aysén, en la que Endesa Chile participa en un 51%, siendo el 49% restante propiedad de la empresa eléctrica chilena Colbún. De llevarse a cabo este proyecto, supondría la incorporación de 2.750 MW de potencia hidráulica al sistema eléctrico chileno, repartida entre cinco centrales, haciendo una aportación importante a la seguridad de suministro del país. El proyecto contempla asimismo la construcción de una línea de transporte de alta tensión, desarrollada por terceros, de unos 1.912 Km de longitud, y cuyo trámite de aprobación se iniciará próximamente.
- En agosto Endesa, S.A. mediante un Hecho Relevante comunicó la formalización de un contrato de compraventa por el que Endesa Latinoamérica, S.A. (participada al 100% por Endesa, S.A.) adquirió de EDP Energias de Portugal S.A. su participación del 7,70% en las filiales de Endesa en Brasil Ampla Energia e Serviços S.A. y Ampla Investimentos e Serviços S.A. por un precio de 76 millones de euros y de 9 millones de euros respectivamente. Tras esta adquisición Endesa S.A., pasó a controlar un 99,64% del capital de ambas sociedades, que cotizan en la Bolsa de Sao Paulo. El 5 de agosto y en cumplimiento de la normativa del mercado de valores de Brasil, Endesa informó que promoverá en las condiciones previstas en



dicha normativa sendas ofertas públicas de adquisición (OPA) de acciones residuales dirigidas al 0,36% restante titularidad de los accionistas minoritarios tanto de Ampla Energia e Serviços S.A. como de Ampla Investimentos e Serviços S.A.

- En septiembre el Grupo Enersis midió la Huella de Carbono de sus centrales de generación en Latinoamérica. A través de su filial Endesa Chile, la compañía efectuó el cálculo de la Huella de Carbono para 13 centrales de generación ubicadas en Argentina, Chile y Colombia, y también en el Edificio Corporativo de Santiago de Chile. Paralelamente, en Perú, se elaboró una metodología propia y se calculó, en base a ésta, la Huella de Carbono en las centrales de tecnología hidráulica y térmica, y también de la sede corporativa, en Lima. Chilectra por su parte, mide su Huella de Carbono y hace públicos sus resultados desde 2007 en su Informe de Sostenibilidad. La distribuidora abordó esta temática con la finalidad de ofrecer a sus clientes diversas acciones que permitan reducir las emisiones de CO₂, a través de la Eficiencia Energética (EE) o la implementación de Energías Renovables No Convencionales (ERN). Para ello, Chilectra mantiene una alianza estratégica con la empresa POCH Ambiental, de amplia experiencia en asesorías de Cambio Climático y elaboración de Huella de Carbono, y que entrega servicios en cálculo y certificación, como también en la reducción de emisiones por EE o ERNC.

2012

- Bocamina II entró en operación comercial el 29 de octubre de 2012. Esta incorporación permite, compensar el déficit de generación de origen hidroeléctrico que se ha venido sufriendo en los últimos 3 años, y dar un necesario respaldo al Sistema Interconectado Central mediante un aumento importante de generación térmica eficiente a bajo costo.
- El proyecto central Punta Alcalde, que contará con una capacidad instalada de 740 MW y que estará ubicado a 13 kilómetros de la ciudad de Huasco, recibió a principios de diciembre la aprobación ambiental por parte del Comité de Ministros, luego de ser rechazado por la Comisión de Evaluación Ambiental de la Región de Atacama en junio de 2012. El proyecto adoptará los más altos estándares en tecnología, eficiencia y compromiso ambiental, considerando parámetros de nivel internacional en materia de emisiones y operación.
- En julio, mediante un hecho esencial enviado la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), el Directorio de Enersis informó la decisión de convocar a Junta Extraordinaria de Accionistas para el 13 de septiembre con el objeto de pronunciarse, entre otros puntos, a aumentar el capital social de la compañía por el equivalente en pesos chilenos, de hasta la suma de US\$8.020 millones o en la suma que determine la Junta Extraordinaria de Accionistas. Los primeros días de agosto, la SVS interpretó que el Directorio de Enersis debía adoptar las medidas necesarias para dar estricto cumplimiento a las disposiciones de los artículos 15, 67 y Título XVI de la Ley 18.046 (Ley de Sociedades Anónimas), puesto que éstas resultaban complementarias y debían aplicarse conjuntamente en lo que correspondiere. Estas disposiciones dicen relación con las Operaciones de Aumento de Capital y Operaciones entre Partes Relacionadas, respectivamente. Conocida la interpretación de la SVS, Enersis acogió las mismas y continuó con el aumento de capital. El Directorio resolvió postergar la convocatoria a Junta Extraordinaria de Accionistas, citada para el 13 de



septiembre para una nueva fecha que se determinaría oportunamente. Tras dar estricto cumplimiento a las disposiciones de los artículos 15, 67 y Título XVI de la Ley 18.046 (el Directorio solicitó la evaluación independiente de IM Trust y el Comité de Directores de Claro y Asociados Ltda., el Comité de Directores emitió su informe y cada uno de los directores entregó su opinión individual respecto a la operación propuesta), la Junta Extraordinaria de Accionistas que se pronunció sobre el aumento de capital se desarrolló el 20 de diciembre. Con una amplia mayoría, la que alcanzó al 81,94% del total de acciones con derecho a voto de la compañía, prácticamente un 86% de los accionistas presentes en la Junta, aprobaron el aumento de capital con las siguientes características: 1) Monto máximo del aumento de capital: \$2.844.397.889.381 dividido en 16.441.606.297 acciones de pago nominativas ordinarias de una misma serie, sin preferencia y sin valor nominal, 2) Valor de los aportes no dinerarios a ser capitalizados: La totalidad del capital social de Cono Sur, compañía que agrupará las acciones que sería aportadas por Endesa a Enersis, tendrá un valor de \$1.724.400.000.034 que corresponden a 9.967.630.058 acciones de Enersis a un precio de \$173 por acción, 3) Precio de colocación de las acciones: Un precio fijo de \$173 por cada acción de pago que se emita como consecuencia del aumento de capital.

2013

- Aumento de Capital. Con un resultado histórico para este tipo de operaciones en el mercado local, los accionistas de Enersis suscribieron un total de aproximadamente US\$6.022 millones, colocándose el 100% de las acciones disponibles para el aumento de capital.
- Durante el año continuó el avance en la construcción del proyecto El Quimbo, en Colombia, que se emplaza al sur del departamento del Huila, al sureste de Bogotá y se alimenta del caudal del río Magdalena. Contempla la construcción de una central hidroeléctrica de embalse de 400 MW de potencia instalada y una generación media anual de alrededor de 2.216 GWh. Durante el año y de acuerdo a los compromisos de la Licencia Ambiental de El Quimbo, se llevaron a cabo los proyectos asociados a los núcleos de reasentamiento y sus respectivos distritos de riego y urbanización, ligados directamente a las condiciones aceptadas por los pobladores afectados por el proyecto y las necesidades planteadas por las autoridades locales.
- Proyecto Central Termoeléctrica Punta Alcalde. En julio de 2013, se sometió a evaluación ambiental el proyecto de transmisión que conectaría la central generadora a la subestación Maitencillo del SIC. La Central Punta Alcalde se emplazará en la Región de Atacama, Provincia y Comuna de Huasco, a 13 kilómetros al sur de esta localidad. La iniciativa prevé la construcción de una central termoeléctrica que utilizará como combustible principal carbón bituminoso. Contará con dos bloques de potencia instalada de 370 MW cada uno. La central se conectaría a la subestación troncal Maitencillo mediante un sistema de transmisión de doble circuito en 220 kV y 40 km de longitud aproximada.

En 2009, Endesa Chile presentó el proyecto al Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental. En junio de 2011, se produjo un cambio normativo en las exigencias de emisiones, lo que llevó a incorporar importantes cambios en el proyecto. El 25 de junio de 2012, la CEA (Comisión Evaluación Ambiental) de la Región de Atacama rechazó el proyecto, tras lo cual Endesa Chile presentó un Recurso de Reclamación ante el Comité de Ministros.



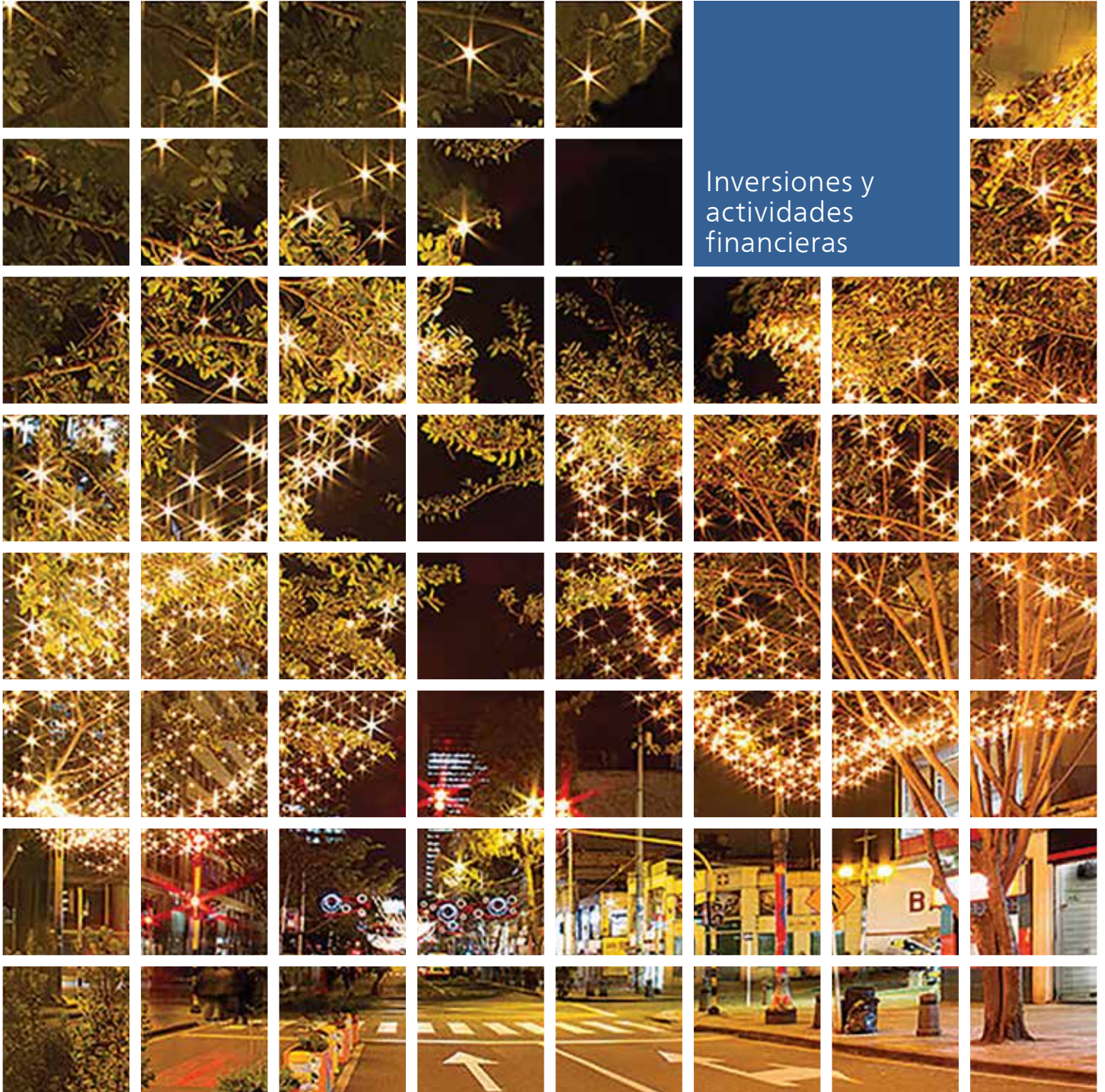
- El día 3 de diciembre de 2012, por votación unánime, el Comité de Ministros decidió revertir la decisión de la CEA de la Región de Atacama, aprobando ambientalmente el proyecto. A principios de 2013, se interpusieron cuatro acciones judiciales (recursos de protección) en contra de la resolución del Comité de Ministros, los que fueron acogidos por la Corte de Apelaciones en agosto de 2013. En diciembre de 2013, la causa se encontraba en la Corte Suprema, a la espera de sentencia, la cual finalmente fue a favor del proyecto según fallo del 17 de enero de 2014.
- En julio 2013, se materializó la puesta en servicio de Malacas, una nueva planta en Perú. Con una potencia efectiva de 185 MW, ingresó en funcionamiento la nueva unidad de la Central Térmica de Malacas, en Piura, perteneciente a Empresa Eléctrica de Piura (EPPSA) del Grupo Enersis. Esta nueva planta que demandó una inversión de US\$105 millones, e inyecta energía adicional al Sistema.
 - Durante el año continuó el avance en la optimización de la Cadena Salaco, que representará para Emgesa un crecimiento en potencia instalada de 144,8 MW adicionales y un incremento medio de energía esperado de generación de 482 GWh. Las centrales entrarán a operar con sus nombre originales Salto II (pasando de 19,4 MW a 35 MW); Laguneta (pasando de 18 MW a 36 MW)

y Darío Valencia (pasando de 38,8 MW a 150 MW). El proyecto tiene duración de 24 meses. El 6 de noviembre de 2013 entró en servicio la primera unidad modernizada del proyecto Salaco, correspondiente a la unidad 2 de la central filo de agua Darío Valencia Samper, con una capacidad instalada de 50 MW. Esta unidad generó 46,3 GWh desde su puesta en servicio hasta el 31 de diciembre a las 24 horas.

- En noviembre de 2013, se obtuvo el Permiso de Obras Hidráulicas que autoriza la intervención de cauces para la construcción de la central Los Cóndores. El proyecto de generación cuenta con aprobación ambiental desde noviembre de 2011. En cuanto a la transmisión, en mayo de 2013, se obtuvo una modificación de la aprobación ambiental para la línea que une la central generadora con el SIC. El proyecto Central Hidroeléctrica Los Cóndores se emplazará en la Región del Maule, Provincia de Talca, Comuna de San Clemente. Contempla la construcción de una central hidroeléctrica de pasada de aproximadamente 150 MW de potencia instalada, con un generación media anual de 560 GWh, que aprovecharía las aguas del embalse Laguna del Maule, mediante una aducción de 12 km de longitud. La central se conectaría al SIC mediante un enlace de doble circuito en 220 kV entre la Central Los Cóndores y la S/E Ancoa, con una longitud de 90 km, aproximadamente.
- En noviembre y diciembre de 2013 se presentaron, respectivamente, la Adenda N°4 al EIA del proyecto de generación y la Adenda N°4 al EIA del proyecto de transmisión para el proyecto Central Hidroeléctrica Neltume. Este se emplazará en la Región de Los Ríos, Provincia de Valdivia, Comuna de Panguipulli. La iniciativa prevé la construcción de una central hidroeléctrica de pasada de 490 MW de potencia instalada, con una generación media anual de 1.885 GWh, que aprovecharía el potencial energético existente entre los lagos Pirehueico y Neltume. La central se conectaría al SIC en la zona de Pullinque, mediante una línea de transmisión de doble circuito en 220 kV. También, durante el segundo semestre de 2013, el SEA dio inicio a los procesos de consulta a las comunidades indígenas territorialmente presentes en la zona, tanto para la central como para la línea de transmisión, con el objetivo de dar cumplimiento al Convenio de la OIT N° 169.

El proyecto se encuentra con la ingeniería básica finalizada y en proceso de evaluación ambiental por parte del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de la Región.

- Proyecto Cierre a Ciclo Combinado Taltal. En diciembre de 2013, se ingresó a trámite una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) que optimiza ambientalmente el proyecto, sustituyendo el sistema de refrigeración con agua de mar que originalmente estaba considerado, por un sistema de refrigeración seco con aroenfriadores. El proyecto de cierre del ciclo combinado utilizará las dos turbinas a gas existentes, de 123 MW cada una, y agregará una turbina a vapor de aproximadamente 130 MW. Con ello, la central Taltal quedará habilitada con una potencia neta total del orden de 370 MW y con un aumento de la eficiencia desde el actual 35% hasta un 50%, aproximadamente. La inyección de la energía de la central a ciclo combinado se realizará a través de la línea existente de doble circuito, en 220 kV, Paposos-Diego de Almagro.
- Parque Eólico Renaico. Durante el año 2013, se realizaron las licitaciones para los contratos de obras civiles, conexiones internas del parque, línea de transmisión, subestaciones y equipo transformador. El proyecto se encuentra ubicado en la IX Región, comuna de Renaico. Consta de 44 aerogeneradores de 2 MW c/u, con una altura de buje de 95 metros, alcanzando una potencia total de 88 MW que permitirá generar 255 GWh/año. La evacuación de la energía al SIC se realizará por una línea de transmisión en simple circuito 220 kV, de 27 Km de longitud, hasta la futura subestación Bureo, en la VIII Región.
- Proyecto Minihidráulico Piruquina. Durante el año 2013, se completó la ingeniería básica y se prosiguió la tramitación de la solicitud del Permiso de Obras Hidráulicas. Se espera tener concedidos todos los permisos necesarios para la construcción del proyecto durante el primer semestre del 2014. El proyecto minihidráulico Piruquina se encuentra ubicado en la X Región, isla de Chiloé, comuna de Dalcahue, y busca aprovechar las aguas del río Carihueico. La central considera la instalación de dos turbinas Kaplan y una Francis, tiene una potencia instalada de 7,9 MW y una generación media estimada de 33,7 GWh/año.



Aumento de Capital

En Julio de 2012 Endesa S.A. propuso al Directorio de Enersis realizar un aumento de capital consistente en un aporte en bienes no dinerarios por parte del controlador y un aporte dinerario por parte de los accionistas minoritarios. El objetivo de esta operación era dejar a Enersis como el único vehículo de inversión de Endesa en Latinoamérica y al mismo tiempo proveerlo de recursos que le permitieran llevar a cabo un importante plan de crecimiento, consistente en compras de participaciones minoritarias en empresas que ya consolida y ejecutar operaciones de M&A.

El 28 de marzo de 2013, tras la suscripción del 100% de las acciones ofrecidas, se dio por concluida de forma total y exitosa la operación de aumento de capital. El monto recaudado en la operación, que se convirtió en el aumento de capital más cuantioso realizado a la fecha en el país, se descompone de la siguiente manera: finalizados los periodos de opción preferente en Chile, Estados Unidos de América y España, los accionistas de la compañía suscribieron un total de 16.284.562.981 acciones, correspondientes al 99,04% del total autorizado para su emisión, sumando US\$5.961 millones (de estas acciones, Endesa España, mediante la aportación de sus participaciones agrupadas en Cono Sur, suscribió 9.967.630.058 acciones). Por su parte, el remanente de 157.043.316 acciones que quedó al término de los periodos de opción preferente, se colocó en su totalidad en un remate realizado el 28 de marzo en la Bolsa de Comercio de Santiago, recaudando US\$60,6 millones, rematándose la totalidad de los paquetes a \$182,30 por acción.

Como resultado del aumento de capital, se unificaron en Enersis todas las participaciones de Endesa España en Sudamérica, y se dotó a la compañía de los recursos necesarios para llevar adelante un significativo plan de crecimiento y expansión en la región vía compra de minoritarios y M&A. Enersis incorporó participaciones en sociedades operativas de generación, transmisión y distribución eléctrica en Sudamérica, lo que representó durante 2013 un aumento del resultado neto en aproximadamente US\$ 255 millones considerando sólo tres trimestres, lo que equivale a un monto anualizado de US\$ 340 millones, incremento que además se logró sin incurrir en costos de transacción ni riesgos incrementales, toda vez que se trata de sociedades que, casi en su totalidad, ya eran gestionadas por Enersis.

El aporte de participaciones en Emgesa y Codensa, ambas del mercado colombiano, permitirá a Enersis consolidar estas inversiones por derecho propio. La adición de Piura (Eepsa) implica un aumento de la presencia en el sector de generación en Perú, a través de un activo que presenta atractivas oportunidades de crecimiento. Así, la incorporación de Cono Sur rebalanceará la utilidad neta de Enersis, reforzando el peso de Colombia y Brasil, países que están creciendo a tasas muy relevantes, mientras que en términos de mercado, la compañía se consolidó como la principal eléctrica listada de Sudamérica, aumentando también su ponderación en el IPSA, al pasar de la octava posición al tercer lugar en términos de capitalización bursátil.

A partir del segundo trimestre de 2013, ingresaron al perímetro de consolidación del Grupo Enersis las sociedades: Generalima S.A.C., Eléctrica Cabo Blanco S.A.C., Empresa Eléctrica de Piura S.A., Endesa Cemsá S.A., Inversora Dock Sud S.A. y Central Dock Sud S.A. Todas ellas aportadas por Endesa España, agrupadas en Cono Sur Participaciones S.L.U., como parte del proceso de aumento de capital llevado a cabo por la compañía. 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.



En octubre de 2013, y dando por cerrado el proceso de simplificación societaria del aumento de capital aprobado el 20 de diciembre de 2012 por la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis, la compañía adquirió las participaciones sociales de su filial Inversiones Sudamérica Ltda., produciendo consecuentemente la terminación de esta última sociedad. De esta forma, Enersis adquirió las participaciones sociales que habían sido aportadas por Endesa España como pago de las acciones del aumento de capital, constituyéndose en el titular directo de las participaciones sociales aportadas, hecho que ha producido efectos legales desde el 1 de octubre de 2013. Inversiones Sudamérica Ltda. había absorbido en forma previa, durante el mes de julio pasado, a la sociedad Cono Sur, compañía que originalmente agrupó las aportaciones sociales que aportó Endesa España en el marco de la operación de aumento de capital.

Gracias a las nuevas participaciones recibidas en esta operación, el beneficio neto de la compañía atribuible a los accionistas de Enersis, pasó desde un 42% en 2012 a un 60% en 2013.

Todos los antecedentes a los que se ha hecho referencia en este capítulo, están a disposición de los accionistas en la página web de Enersis S.A. (www.enersis.cl) así como en su domicilio social ubicado en Avda. Santa Rosa N°76, Santiago.

Plan de inversiones

Coordinamos la estrategia de financiamiento global de nuestras filiales y créditos entre compañías con el fin de optimizar la administración de deuda además de los términos y condiciones de nuestro financiamiento. Nuestras filiales desarrollan planes de inversión de capital independientes que se financian sobre la base de la generación interna de fondos o el financiamiento directo. Una de nuestras metas es concentrarnos en aquellas inversiones que arrojarán beneficios a largo plazo, tales como, los proyectos para reducir las pérdidas de energía.

Nuestro plan de inversiones es suficientemente flexible para adaptarse a circunstancias cambiantes al otorgar distintas prioridades a cada proyecto de acuerdo a la rentabilidad y calce estratégico. Las prioridades de inversión están actualmente enfocadas a desarrollar el plan de obras en Chile, Perú y Colombia.



Durante 2013, a través del aumento de capital, se incorporaron al perímetro Enersis algunas compañías que aportaron sus respectivos proyectos (ejemplo Reserva Fría en Perú).

Por otra parte, el cambio de Norma de Consolidación implicó desconsolidar algunas compañías y para efectos comparativos el año 2012 se homologó a este criterio.

Generación

Nuestros gastos de capital en generación totalizaron \$368 mil millones en 2013, de los cuales \$135 mil millones fueron incurridos en Chile y \$233 mil millones fuera del país, mientras que en 2012, estos gastos totalizaron \$311 mil millones, de los cuales \$68 mil millones fueron incurridos en Chile y el resto en el extranjero.

En Chile nuestras principales inversiones durante 2013 estuvieron concentradas en terminar las obras pendientes de Bocamina II, de 350 MW de potencia. En Colombia, nuestra principal inversión de expansión estuvo concentrada en la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, de 400 MW de potencia y la puesta en servicio de la primera unidad del Proyecto Cadena Salaco que ampliará en 145 MW la potencia del complejo. En Perú, las inversiones estuvieron concentradas principalmente en la puesta en servicio del Proyecto Reserva Fría con una potencia 183 MW. Adicionalmente, se continúa con inversiones para los estudios y desarrollo del pipeline de proyectos tanto hidráulicos como termoeléctricos en Chile y la región.

En Argentina, durante el año 2013 Central Costanera tuvo aportes del Gobierno Argentino por el proyecto Plan ENCOS por \$36 mil millones. Sin embargo, estos aportes no están considerados en el total de los gastos de capital aquí informados.

Distribución

Durante 2013 se realizaron inversiones por \$455 mil millones, principalmente para atender las necesidades de consumo, producto del crecimiento demográfico y de nuevos clientes, vía la inversión no solo en conexión de éstos, sino también en aumentos de capacidad y reforzamiento de las instalaciones en AT, MT y BT de las compañías. De este total, \$55 mil millones fueron incurridos en Chile y \$400 mil millones fuera del país. Por otra parte, en 2012, se realizaron inversiones por \$395 mil millones (homogenización por el cambio de Norma de Consolidación), para atender las necesidades de consumo, producto del crecimiento demográfico y de nuevos clientes, como también para mejorar la calidad del servicio. De este total, \$52 mil millones fueron incurridos en Chile.

En Chile, durante 2013, Chilectra realizó inversiones por un total de \$55 mil millones relacionadas principalmente a satisfacer el crecimiento de la demanda de energía, calidad de servicio, seguridad, sistemas de información y telemando, y pérdidas.

Destaca en el ejercicio 2013, la ampliación de 150 MVA en capacidad de transformación, particularmente en las Subestaciones Chacabuco (110/23 kV), San Cristóbal (110/12 kV) y Recoleta (110/12 kV), cada una con una ampliación de 50 MVA.

Se repotencio las redes AT, con inversiones de alta capacidad en el refuerzo de las líneas de 110 kV Chena – Cerro Navia en el tramo Tap San José - Pudahuel, y en dos arranques (taps) de 110 kV, en la Subestación Lo Boza y San José.

En redes MT, se construyeron 3 nuevos alimentadores: Alimentador Magdalena (12 kV) en la S/E Alonso de Córdova; Alimentador Chiloé (12 kV) en la S/E Club Hípico; y Alimentador Huelén (12 kV) en la S/E San Cristóbal. Y para el suministro de grandes clientes, el Alimentador Santa Clara (12 kV) en la S/E Recoleta. También se avanzó en la construcción de otros 2 alimentadores que se pondrán en servicio durante el año 2014.

Finalmente se continuó en la inversión destinada a aumentar la automatización de la Red M.T. en Chilectra S.A., donde se incorporaron 91 nuevos equipos telemandados a la explotación, y se implementó un plan especial sobre 127 equipos existentes en la red con capacidad de telemando, permitiendo añadir 100 de estos al SCADA durante el año 2013, completando 191 nuevas unidades en explotación; así también, se concretó un segundo proyecto de AutoReconfiguración de la Red MT en los alimentadores Portezuelo y Aguas Claras para mejorar la calidad de servicio al sector de Lampa, que se suma al implementado en Colina el año 2012; y se completaron las obras físicas en la red MT e instalación de equipos en el proyecto Smart City Santiago en Ciudad Empresarial cuya puesta en servicio se completará el 2014 con la implementación de la plataforma de control centralizada STM, programada para el primer cuatrimestre.

En Argentina, nuestra filial Edesur, llevó a cabo inversiones por cerca de \$96 mil millones principalmente relacionadas al plan de inversiones presentado al gobierno argentino de acuerdo a las obligaciones de la resolución 347/2013. Este plan implicó realizar importantes obras de infraestructura eléctrica permitiendo ampliar y renovar redes de media y baja tensión. Finalmente, se continuó con el proyecto de telecontrol de la red de media tensión que había comenzado en 2011, y en calidad técnica del servicio.

En el caso de Brasil, la inversión total alcanzó a \$173 mil millones. En particular, Ampla realizó inversiones por un total de \$106 mil millones,



principalmente concentrada en proyectos de reducción de pérdidas, calidad de las redes de distribución y conexión de nuevos clientes.

En el caso de Coelce, la inversión totalizó los \$67 mil millones, principalmente por proyectos en redes y conexión destinados para incorporar nuevos clientes. También, se realizaron inversiones necesarias para soportar el sostenido crecimiento de la demanda que ha presentado el estado de Ceará durante los últimos años.

En Colombia, las inversiones realizadas totalizaron \$72 mil millones en proyectos dirigidos a la expansión, para atender a nuevos clientes y satisfacer el crecimiento de la demanda en forma integral en las distintas tensiones de la red de distribución.

Las inversiones realizadas por Codensa se centraron principalmente en conexiones a nuevos clientes y en las redes para mejorar la calidad del servicio.

En Perú, Edelnor llevó a cabo inversiones por un monto total de \$58 mil millones enfocadas principalmente a satisfacer el crecimiento en la demanda, buscando siempre reforzar la seguridad en los alimentadores de Media y Baja Tensión.

Actividades financieras

Las actividades financieras del Grupo Enersis siempre han sido un tema relevante y prioritario. Se ha trabajado en mejorar el perfil financiero tanto de Enersis como de sus filiales, emitiendo capital y deuda a las mejores condiciones existentes en el mercado.

De los hechos financieros más relevantes en la historia de Enersis, destacan, entre otros, los siguientes acontecimientos:

Entre 1988 y 1992 la acción de Enersis comenzó a transarse en las bolsas locales y el 20 de octubre de 1993, en la Bolsa de Nueva York (NYSE), a través de los ADS, bajo su nemotécnico ENI.

En febrero de 1996, Enersis realizó una segunda emisión de acciones tanto en el mercado local como internacional. Adicionalmente, emitió bonos en Estados Unidos por un monto total de US\$800 millones, con vencimientos en 2006, 2016 y 2026.

En febrero de 1998, Enersis volvió a aumentar su capital y emitió bonos por un monto de US\$200 millones.



En 2000, realizó un nuevo aumento de capital por US\$525 millones aproximadamente.

En 2001, el 17 de diciembre, se comenzaron a transar en el Mercado de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (LATIBEX) las acciones de Enersis bajo su nemotécnico XENI.

Entre junio y diciembre de 2003, Enersis realizó un nuevo aumento de capital, lo que permitió incrementar la base patrimonial de la compañía en más de US\$2.000 millones.

En 2012 se realizaron operaciones financieras, tanto refinanciamientos como nuevos financiamientos y coberturas, en las empresas filiales extranjeras por un monto total equivalente a US\$1.376 millones, de los cuales US\$117 millones provienen de Argentina, US\$533 millones de Brasil, US\$623 millones de Colombia y US\$104 millones de Perú.

En marzo de 2013 finalizó exitosamente el aumento de capital por más de US\$ 6 billones, el más grande realizado por una empresa chilena.

Debido a enmiendas realizadas entre los años 2006 y 2010 a los contratos de bonos locales, bonos Yankee, y líneas de crédito bajo la Ley de Nueva York de Enersis y Endesa Chile, a la fecha eventos de incumplimiento de cualquier subsidiaria extranjera no tiene efecto en las deudas de las matrices chilenas.

Finanzas nacionales

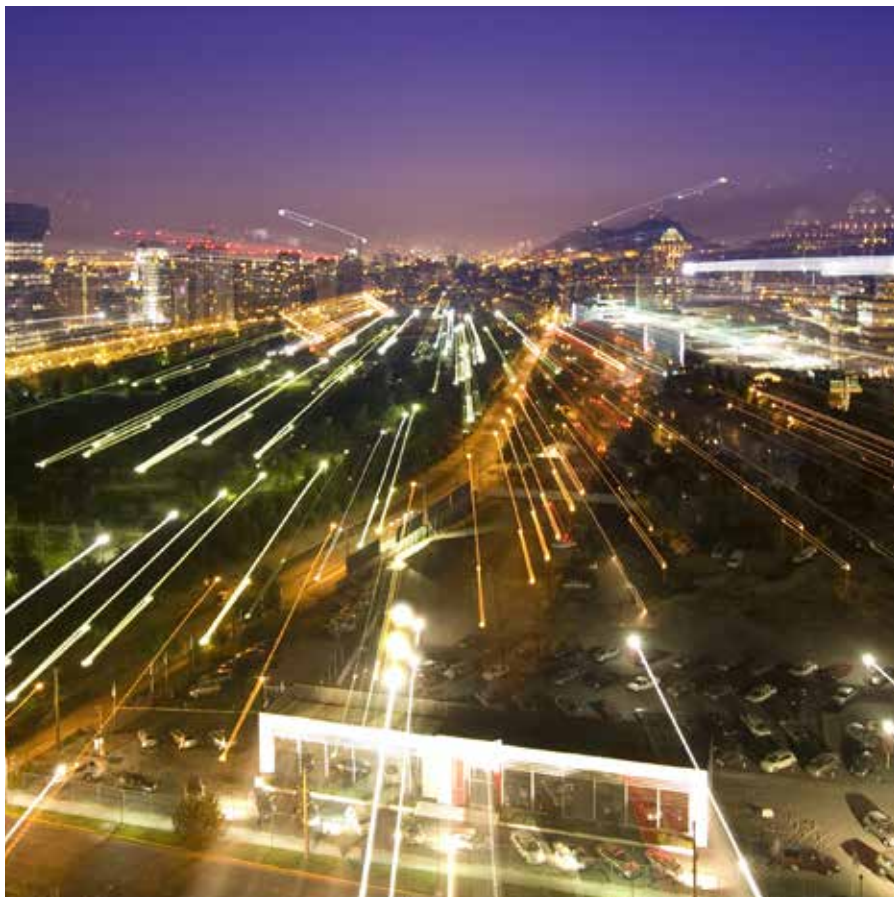


Energis consolidado cuenta al cierre de 2013 con líneas de crédito comprometidas disponibles por un equivalente a US\$757 millones.

Asimismo, Energis y Endesa Chile y sus respectivas filiales tanto en Chile como en el extranjero, cuentan al cierre de 2013 con líneas de crédito no comprometidas disponibles por un equivalente a US\$925 millones.

Durante 2013, Energis mantuvo disponible para giro la totalidad del programa de bonos locales por UF 12,5 millones, programa inscrito en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros en febrero de 2008.

Al cierre de 2013 permanecían sin utilizar las Líneas de Efectos de Comercio por un monto máximo total de hasta US\$200 millones tanto para Energis como para Endesa Chile. Estas Líneas de Efectos de Comercio fueron inscritas en enero de 2009 en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros.



Adicional a los contratos de créditos rotativos y programas de bonos ya señalados, tanto Energis como Endesa Chile con sus filiales chilenas terminaron con una caja disponible de US\$1.728 millones, correspondiendo a Energis la suma de US\$1.620 millones y a Endesa Chile US\$108 millones.

Respecto a la deuda financiera consolidada de Energis a diciembre de 2013, ésta alcanzó a US\$6.921 millones. De este monto, US\$3.836 millones corresponden a Endesa Chile consolidado. Esta deuda está compuesta principalmente por bonos internacionales, bonos locales y deuda bancaria.

Cabe señalar que la caja consolidada de Energis finalizó en US\$3.065 millones, con lo cual, la deuda neta consolidada alcanza a US\$3.855 millones. Sin embargo se mantiene US\$1.422 millones en instrumentos colocados mayores a 90 días.

En cuanto a financiamientos bancarios, Endesa Chile mantiene vigente la deuda por US\$200 millones, correspondiente al crédito sindicado contratado en junio de 2008 y que tiene su vencimiento final en junio de 2014, en el cual BBVA Bancomer es el Agente de la operación.

Finanzas internacionales

El año 2013 estuvo marcado por el bajo desempeño de potencias como EE.UU. y China quienes no cumplieron las expectativas de crecimiento previstas, sin embargo, sobre el final del año, se vieron algunas señales de recuperación.

Con el anuncio de la FED sobre el retiro del estímulo monetario, lo que implicaría un aumento progresivo de las tasas de interés en dólares. Con ello se inició una tendencia de depreciación de las monedas emergentes.

Los mercados de deuda en la mayoría de los países donde se encuentran los activos del Enersis permanecieron abiertos y permitieron a sus filiales extranjeras continuar con el refinanciamiento de su deuda a mayor plazo, mejorando incluso los niveles de tasa de interés y cumplir con una política que permite tener los riesgos financieros controlados. En Argentina la compleja situación operacional ha generado inestabilidad en los flujos de caja de las compañías, sin embargo, a través de distintas actuaciones operativas y financieras, se ha logrado el equilibrio al cierre de 2013.

En 2013 se realizaron operaciones financieras, tanto refinanciamientos como nuevos financiamientos y coberturas, en las empresas filiales extranjeras por un monto total equivalente a US\$1.473 millones, de los cuales US\$208 millones provienen de Argentina, US\$410 millones de Brasil, US\$686 millones de Colombia y US\$169 millones de Perú.2.3.



Principales operaciones financieras concretadas

Argentina

Endesa Costanera realizó aumento de capital por US\$85 millones y refinanció vencimientos bancarios por US\$34 millones.

El Chocón formalizó un nuevo préstamo sindicado por un monto de US\$23 millones y refinanció vencimientos bancarios por US\$20 millones.

Edesur logro amortizar la totalidad de sus préstamos garantizados por US\$15,5 millones y refinanciar US\$33 millones con la banca local.

Brasil

Endesa Brasil, mediante una operación de simplificación societaria, absorbió los vehículos de inversión Ampla Investimentos e Investluz.

Ampla obtuvo la liberación de US\$152 millones, dentro del programa de financiamiento CAPEX con BNDES. Coelce por su parte, obtuvo la liberación de US\$79 millones, en el marco del mismo programa con BNDES.

Cachoeira realizó una reducción de capital por US\$96 millones, de la cual Endesa Brasil recibe el 99,6%.

Colombia

Emgesa emitió bonos locales por un importe de US\$293 millones a un plazo de 6 y 12 años, y formalizó el refinanciamiento de un crédito sindicado por US\$158 millones. Codensa en tanto, emitió bonos locales por US\$195 millones a un plazo de 5 y 12 años.

Perú

Edelnor realizó emisiones de bonos locales por un monto de US\$88 millones y ha formalizado préstamos bancarios por US\$39 millones. Además, es el primer corporativo peruano en contratar líneas bancarias comprometidas a un plazo de 2 años por un importe de US\$39 millones. Edegel estructuró un programa de bonos corporativos por un monto de US\$350 millones.

Política de cobertura

Tipo de cambio

La política de cobertura de tipo de cambio del Grupo es en base a flujos de caja y tiene como objetivo mantener un equilibrio entre la indexación de los flujos indexados a moneda extranjera (dólar), y los niveles de indexación de activos y pasivos en dicha moneda. Durante 2013, las operaciones financieras realizadas por Enersis le permitieron mantener un nivel de pasivos en dólares ajustado a los flujos esperados en dicha moneda, a excepción de Argentina.

Como parte de esta política, en Chile se contrataron forwards por US\$900 millones para cubrir dividendos provenientes de las filiales en diferentes monedas. El resto de las compañías del Grupo en la región contrataron forwards de tipo de cambio por US\$40 millones para redenominar desembolsos futuros de acuerdo con la indexación de sus flujos.

Tipo de Interés

La política del Grupo consiste en mantener niveles de deuda fija y protegida sobre la deuda neta total, dentro de una banda de más menos 10% con respecto al ratio establecido en el presupuesto anual. En caso de presentarse alguna desviación con respecto al presupuesto, se realizan operaciones de cobertura en función de las condiciones del mercado.

Al cierre de diciembre, el nivel consolidado de deuda fija más protegida sobre la deuda neta fue de 72%.

Clasificación de riesgo

El 9 de noviembre de 1994, Standard and Poor's y Duff & Phelps clasificaron por primera vez a Enersis en BBB+, esto es, compañía con grado de inversión. Posteriormente, en 1996, Moody's clasificó la deuda de largo plazo en moneda extranjera de la compañía en Baa1.

Durante el transcurso del tiempo, la mayoría de las clasificaciones de riesgo han variado. Actualmente, todas están en "grado de inversión" con perspectivas estables, las cuales se fundamentan en la diversificada cartera de activos, la liquidez y adecuadas políticas de cobertura de servicio de deuda.

Las filiales de Enersis tienen una sólida situación financiera y posición de liderazgo en los distintos mercados donde operan.

Resumiendo los principales acontecimientos que han tenido lugar durante los últimos meses, podemos destacar los siguientes:

- El 28 de febrero de 2012, Humphreys ratificó la calificación "AA" a los bonos locales de Enersis, "AA/nivel 1" al programa de papeles comerciales y "1° clase nivel 1" a las acciones de la empresa.
- El 01 de julio de 2013, Feller Rate confirmó en "AA" la calificación local vigente para los programas de bonos, acciones y efectos de comercio, ratificando además las perspectivas estables.
- Asimismo, el 02 de agosto de 2013, Standard & Poor's confirmó la clasificación internacional para Enersis en "BBB+" con perspectivas estables.
- El 09 de agosto 2013, Fitch Rating ratificó la clasificación en moneda local y extranjera de Enersis en "BBB+", así

como también su clasificación de largo plazo en escala nacional en 'AA(cl)'. Las perspectivas son "estables".

- Finalmente, Moody's ratificó la clasificación corporativa en Baa2 para Enersis con perspectivas estables el 30 de septiembre de 2013.

Los ratings están apoyados en el diversificado portafolio de activos que posee la compañía, fuertes parámetros crediticios, adecuada composición de deuda y amplia liquidez. La diversificación geográfica de Enersis en Latinoamérica provee una cobertura natural frente a las diversas regulaciones y condiciones climáticas.

Clasificación internacional

Enersis	S&P	Moody's	Fitch
Corporativo	BBB+ / Estable	Baa2 / Estable	BBB+ / Estable

Clasificación local

Enersis	Feller Rate	Fitch	Humphreys
Acciones	1° clase, Nivel 1	1° clase, Nivel 1	1° clase, Nivel 1
Bonos	AA / Estable	AA / Estable	AA / Estable

Propiedades y seguros

La empresa es propietaria de algunos equipos y subestaciones ubicados en la Región Metropolitana. Al mismo tiempo, posee seguros ante riesgos tales como: incendios, rayos, explosiones, actos maliciosos, terremotos, inundaciones, aluviones, terrorismo, daños a terceros y otros.

Marcas

La sociedad tiene registradas las marcas Enersis e Internet a la velocidad de la luz Enersis PLC.



Proveedores, clientes y competidores relevantes

Siendo Enersis una empresa que opera principalmente en el ámbito de la generación y distribución de energía eléctrica se ha adoptado por considerar, además de los propios que corresponda, a los proveedores, clientes y competidores más relevantes de sus principales filiales tanto en Chile como en el resto de los países en Latinoamérica donde tiene presencia:

En concordancia con lo anterior, se estableció que los proveedores, clientes y competidores más relevantes para la compañía son:

Chile: Metro S.A., Gerdau Aza S.A., Mall Plaza S.A., CGE, Saesa, Chilquinta S.A., Emel, Mitsubischi Corporation, Salfa S.A., Securitas S.A., Crompton Greaves Limited, Shaffner S.A., Cobre Cerrillos S.A., Colbún S.A., AES Gener, Tinguiririca Energía, Pacific Hydro, Guacolda, E-Cl (Suez).

Argentina: Aysa S.A., Coto C.I.C.S.A., Telefónica Argentina S.A., Metrovías S.A., Gobierno de La Ciudad de Buenos Aires, Cerámica Cerro Negro, Molinos Cabodi Hnos. S.A., Industrias Termoplásticas Argentinas, Telecón Argentina, Yesos Knauf (Plana Mendoza), Minera Lumbrera, Air Liquide Argentina S.A., Chevron Argentina S.R.L., Petroquímica C. Rivadavia S.A. Papelera Samseng S.A., Soc.Integrada de Buenos Aires Ute, Contrucsur S.R.L, Leccentro S.A., Tecnodock S.R.L, Mor S.A., Masa Argentina S.A., Sarandi Construcciones I. y C.S.R.L, Mitsubishi Corporation, Ingser Ingeniería

y Servicios Srl, Grúas Móviles Mix S.A.C.I.F, Reivax S.A. Automacao E Controle, Integratech S.A., Ims Srl –Mei Srl – Ute, Turismo Patagonia S.A., Zeppilli Enrique Félix, Central Puerto -SADESA, Termoandes – AES, Central Térmica Güemes / HINISA/HIDISA – Pampa Energía, CT Alto Valle – DUKE Energy.

Brasil: Energisa, Petrobrás, Rio Polímero (Braskem), Votorantim, Cedae, Vicunha Ind De Implemen Rodoviaros Ltda., Grendene S A, Cagece Cia Agua Esgoto Do Ceara, Votorantim Cimentos N/Ne S.A., Gerdau Comercial De Acos S/A, MPX, BTG Pactual, Rhodia, Enertrade, CPFL Brasil, Coelce, Compel-Const.Mon.Proj.Elet.Ltda., Personal Service Rec Hum Asses Emp, Landis+Gyr Equip. Medicao Ltda., Provider Solucoes Tecnol. Ltda., Unimed Sao Goncalo- Niteroi Med Hosp, Porto Do Pecem Geracao De Energia S, Cosampa Projetos E Construcoes Ltda., Eficaz Engenharia E Servicos Ltd, B&Q Energia Ltda., Endicon Eng. Instalacoes E Const. Ltd., Andritz Hydro Inepar Do Brasil S/A, Safira Admin Comercializadora, Edp – Comercializ E Servs. De Ener, Quatira Energia Sa – Pch Pari, Energisa Solucoes S/A, Alstom Power O&M Ltd, Cogeh- Cia Gestao De Rec.Hidricos, Cagece, Alstom Brasil Ltda., Jgp Consultoria E Particip. Ltda., AES SUL, CPFL Piratinga. EDP Bandeirante, Celpe, Elektro, Ceming GX, Duke Brasil Gx, CPFL Gx, AES Tiete, Copel Gx, Termope (Neoenergia) y Eneva (MPX).

Colombia: Alumbrado Público Bogotá, Opain S.A., AJE Colombia S.A., Ministerio De Hacienda, Telefónica Móvil de Colombia, CODENSA, CARIBE, TOLIMA, EBSA, EPM, Deltac S.A, Cam Colombia Multisevicios S.A.S., Consorcio Energía Colombia S A. Cene, Consorcio Mecam, Villa Hernández y Compañía Sas, Transportes C&C, Transportes Especializados Jr Sas, Corporación De Taxis De Colombia, Vatia, Enertotal, Enermont, Dicel, Ruitoque, EPM, ISAGEN, GELCELCA, CHIVOR, EPSA.

Perú: Corporacion Celima, Filamentos Industriales S.A., Corporación Lindley S.A., Peruana de Moldeados S.A., Lima Airport Partners S.R.L., Edelnor, Votorantin Matais Cajamarquilla, Cruz del Sur, Compañía Minera Antamina, ElectroSur, CobraPerú S.A., Calatel Infraestructuras y Servicio, Montajes e Ingeniería Arce, S.L., Compañía Americana de Multiservicio, Juan Galindo Slu Sucursal del Perú, Skanska del Perú S.A., Siemens S.A.C, Siemens Ag, Yikanomi Contratistas Generales Sac, Enersur S.A., Enersur, Kallpa Generación, ElectroPerú, Coelvisac, Termoselva S.R.L., Compañía Eléctrica El Platanal S.A., Duke Energy, Celepsa.



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.



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 72% al 31 de diciembre de 2013.

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

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

Posición neta:

	31-12-2013 %	31-12-2012 %	01-01-2012 %
Tasa de interés fijo	72%	60%	61%
Tasa de interés variable	28%	40%	39%
Total	100%	100%	100%

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 del dólar.
- 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.

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

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 31 de diciembre de 2013, no hay operaciones vigentes de derivados de commodities. Al 31 de diciembre de 2012, estaban vigentes operaciones swap por 462 mil barriles de Brent para enero 2013 y 365 mil toneladas de carbón para el período febrero-junio de 2013 (al 1 de enero de 2012 no existían instrumentos de cobertura vigentes).

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

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.

Al 31 de diciembre de 2013, el Grupo Enersis presenta una liquidez de M\$ 1.606.387.569 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 208.900.680 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2012, el Grupo Enersis tenía una liquidez de M\$ 815.832.061 en efectivo y medios equivalentes y M\$ 240.683.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional (M\$ 1.187.684.209 y M\$ 238.832.000 respectivamente, al 1 de enero de 2012).

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.

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.

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) 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 investment grade.

Deuda Financiera

Medición del riesgo Derivados de cobertura para Deuda, Dividendos y Proyectos



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:

El Valor en Riesgo calculado representa la posible pérdida 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 los posibles incrementos de valor razonable de la cartera en un día.

La valoración de las distintas posiciones de deuda y derivados financieros incluidos en el cálculo, se han realizado de forma consistente con la metodología de cálculo del capital económico reportado a la Gerencia.

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	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Tipo de interés	17.236.855	15.933.808
Tipo de cambio	3.074.168	2.346.380
Correlación	(390.965)	(468.249)
Total	19.920.058	17.811.939

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado durante los ejercicios 2013 y 2012 en función del inicio/vencimiento de las operaciones.



Marco regulatorio
de la industria
eléctrica

Descripción del Sector Industrial

Enersis y sus sociedades filiales y sociedades de control conjunto participan en la generación, transporte, distribución y comercialización eléctrica en cinco países, cada uno de los cuales posee un marco regulativo, matrices energéticas, empresas participantes, y patrones de crecimiento y consumo distintos. A continuación, se resume brevemente los principales cuerpos legales que regulan la actividad, la estructura de mercado y los aspectos más relevantes respecto de los agentes de cada uno de los países en los que opera la compañía.

Argentina

Estructura de la Industria

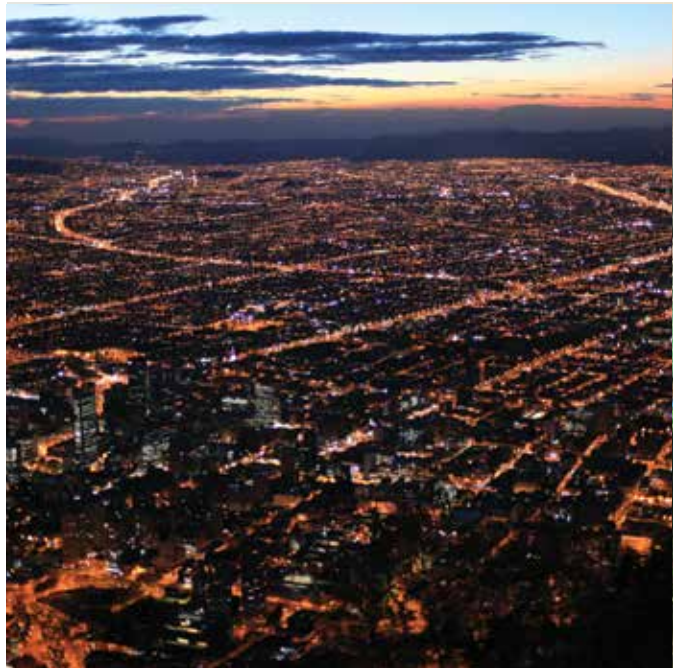
El sector eléctrico argentino se rige, entre otras, por la Ley No. 15.336 de 1960 y la Ley No. 24.065 de 1992. En el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) hay cuatro categorías de agentes locales (generadores, transmisores, distribuidores y grandes clientes) y agentes extranjeros (comercializadores de generación y comercializadores de demanda) quienes están autorizados para comprar y vender electricidad así como los productos relacionados.

Originalmente, el sector de generación estaba organizado en una base competitiva (marginalismo), con generadores independientes que vendían su energía en el mercado spot del MEM o, a través de contratos privados, a clientes en el mercado de contratos del MEM, o a la "Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista, S.A." (CAMMESA), a través de transacciones especiales como contratos bajo la Resolución S.E. N° 220/2007 y Resolución S.E. N° 724/2008. Sin embargo, este régimen cambió sustancialmente en marzo de 2013, cuando la Secretaría de Energía aprobó la Resolución S.E N° 95/2013, la cual establece un esquema de remuneración para la generación basada en los costos medios, obligando a entregar a CAMMESA toda la energía producida. Este nuevo esquema remuneratorio entró en vigencia el mes de Febrero de 2013.

La transmisión funciona en condiciones de monopolio y está compuesta por varias compañías a las que el Gobierno Federal les otorga concesiones.

La distribución, por su parte, opera bajo condiciones de monopolio y es atendida por compañías a las que también se les ha otorgado concesiones. Las compañías de distribución tienen la exclusiva responsabilidad de que la electricidad esté disponible a los clientes finales dentro de su área de concesión específica, sin consideración si el cliente tiene un contrato con el distribuidor o con un generador.

En 2002, debido a la contracción económica que afectó al país, se dictó la Ley N° 25.561, de Emergencia. La Ley rompió la paridad con el dólar norteamericano e impuso la conversión a pesos argentinos de las obligaciones y derechos asumidos antes en la moneda estadounidense. Esta forzada conversión nominal de dólares a pesos tuvo un fuerte impacto en toda la industria eléctrica argentina. Adicionalmente, el Gobierno fue aprobando diversas medidas regulatorias que intervinieron paulatinamente el desarrollo de la industria. La Ley de Emergencia ha sido objeto de sucesivas prorrogas y en función de la última, aprobada mediante la Ley 26.896, tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2015. La pesificación y devaluación de la economía obligó a la renegociación de todos los contratos de concesión. En concreto, en el sector de distribución y en el seno de nuestra compañía



participada "Empresa Distribuidora de Energía del Sur, S.A." (Edesur), en el año 2006 se firmó con el Gobierno un Acta de Acuerdo de Renegociación Contractual, que posteriormente fue ratificada mediante el Decreto PEN N° 1959/2006, la cual permitiría adecuar gradualmente sus ingresos tarifarios de forma de garantizar la sostenibilidad del negocio. La implementación de este acuerdo quedó paralizado desde 2008 y hasta este mismo ejercicio de 2013, como más adelante detallaremos.

Ningún generador, distribuidor, gran usuario, ni por otra compañía controlada por cualquiera de estos o bajo el control de la misma, puede ser propietario o accionista mayoritario de una empresa de transporte o de sus empresas controlantes. Al mismo tiempo, a las empresas de transmisión les está prohibida la actividad de generar, distribuir, comprar y / o vender electricidad. Las empresas distribuidoras no pueden poseer unidades de generación.

Los clientes regulados son suministrados por los distribuidores en las tarifas reguladas, a menos que tengan una demanda de capacidad mínima de 30 kW. En este caso, que son considerados como " grandes clientes " y pueden negociar libremente sus precios con las empresas de generación.

Regulación en Empresas de Generación



La regulación de las empresas de generación ha sufrido importantes variaciones desde su puesta en marcha por la Ley 24.065 hasta la Resolución S.E N° 95/2013. De acuerdo con la citada Ley, todos los generadores agentes del MEM deben estar conectados al SIN (Sistema Interconectado Nacional) y están obligados a cumplir con la orden de despacho para generar y entregar energía, en orden a ser vendida en el mercado spot y en el mercado a término (MAT). Las empresas de distribución, comercializadores, y grandes clientes que han suscrito contratos de suministro privados con las empresas de generación, pagan el precio contractual directamente al generador y también pagan un peaje a la empresa de transmisión y de distribución por el uso de sus sistemas.

Con el objeto de estabilizar los precios de generación de cara a las tarifas que perciben los clientes, el mercado definió un precio estacional que es el precio de la energía que pagan los distribuidores por sus compras de electricidad transadas en el mercado spot. Este precio es determinado cada seis meses por la Secretaría de Energía, después que CAMMESA haya realizado sus proyecciones de precios spot para el periodo considerado. Para ajustar las diferencias entre este precio y el costo real de la generación originariamente se creó un fondo de

estabilización. Si el precio estacional es más bajo que lo que cuesta la generación, se retira del fondo para compensar a la generación, de lo contrario se aporta al mismo. Desde 2002 la Secretaría de Energía en la práctica ha mantenido el precio estacional promedio, sin variaciones. Así se ha creado un déficit importante en el fondo de estabilización, que ha ido cubriendo el Estado argentino, mediante subsidios cada vez más cuantiosos.

Las resoluciones aprobadas a raíz de la Ley de emergencia, tuvieron un significativo impacto en los precios de la energía. Entre las medidas implementadas destaca principalmente la Resolución SE 240/2003, que modificó la manera de fijar el precio spot al desvincular el cálculo de los costos marginales de operación. La Resolución SE N° 240/2003 tiene por objeto evitar la indexación de precios vinculado al dólar y, a pesar de que el despacho de la generación se basa aún en los combustibles reales utilizados, el cálculo del precio spot se calcula sobre la base de disponibilidad absoluta de gas para satisfacer la demanda, aun en circunstancias en las que muchos generadores lo hacían con combustible alternativo, como el diesel, debido a la dificultad de suministro de gas natural. El valor del agua no se considera si su costo de oportunidad es más alto que el costo de la generación con gas natural. La Resolución también establece un límite en el precio spot de 120 Ar\$/MWh, que sigue vigente. Los costos variables reales de las unidades térmicas que queman combustibles líquidos son pagados por CAMMESA a través del mecanismo denominado Sobrecostos Transitorios del Despacho (STD).

Además, en base en las disposiciones de la Ley de Emergencia, el pago por capacidad se redujo de 10 USD a 10 pesos por MW-hrp (hrp: horas de remuneración de la potencia). Posteriormente, la garantía de potencia se aumentó levemente a 12 pesos, aproximadamente 1/3 del valor pagado antes de la crisis de 2002 .

En diciembre de 2004, la Secretaría de Energía mediante la Resolución 1427/2004 aprobó el Acta de Adhesión para la Rehabilitación del Mercado Eléctrico Mayorista. El Acta fue firmada por la mayoría de los generadores, incluyendo las sociedades generadoras participadas por Enersis. En virtud de esta Resolución, la Secretaría creó un fondo fiduciario, llamado FONINVEMEM, donde los generadores privados aportaron parte de sus créditos por la energía vendida durante los años 2004 a 2007 para la construcción de dos nuevos ciclos combinados. Además de esta nueva capacidad,

en 2010 las sociedades generadoras participadas por Enersis, junto con otras compañías, participaron en la creación de otro fideicomiso para la construcción de otro ciclo combinado, actualmente en ejecución. A esta nueva obra se dedicaron también parte de sus créditos por la energía vendida durante los años 2008 a 2011.

En el año 2012, en el marco de los acuerdos alcanzados con el Gobierno para permitir el desarrollo de operaciones de nuestras sociedades filiales en Argentina, el 12 de octubre 2012 Endesa Costanera suscribió un acuerdo para la implementación de un plan de inversiones en las unidades de generación de la Central Costanera, a efectos de optimizar la confiabilidad y disponibilidad de dicho equipamiento, por un importe total de US\$304 millones, en un plazo de 7 años. El acuerdo también contempla el pago de las obligaciones del contrato de mantenimiento (Long Term Service Agreement –L TSA-) de los ciclos combinados de la central.

Finalmente, la Resolución S.E. N° 95/2013 abandona el sistema marginalista de precios, dando entrada a un mecanismo de reconocimiento de costos medios. La Resolución reconoce la remuneración de los costes fijos, variables y una remuneración adicional. Se remunera los Costes Fijos (en \$/MW-hrp) en función de la tecnología, de la escala y de la Potencia Disponible. También está sujeta a la consecución de un objetivo de disponibilidad establecida. En cuanto a los costes variables, se remuneran los costos de operación y mantenimiento en función de la energía generada (en \$/MWh), según el combustible utilizado y la tecnología del mismo (los generadores no tienen costo de combustible ya que éste es provisto por CAMMESA). Por último, la remuneración adicional se calcula en función de la energía total generada (en \$/MWh), considerando la tecnología y escala del generador. Parte de esta remuneración se acumula en un fondo que se utilizará para financiar las inversiones en nuevas infraestructuras en el sector eléctrico.

La Resolución alcanza a los generadores, cogeneradores y autogeneradores, salvo las centrales que entraron en funcionamiento a partir del 2005, las centrales nucleares y la generación de centrales hidroeléctricas Binacionales; reserva y centraliza en CAMMESA la gestión comercial y despacho de combustibles y suspende la celebración de contratos bilaterales de energía entre los generadores y los agentes del MEM, estos últimos deberán adquirir su demanda de energía eléctrica con CAMMESA.

Regulación en Empresas de Distribución

La actividad de distribución se lleva a cabo por las empresas que obtengan concesiones. Las compañías distribuidoras deben suministrar toda la demanda de electricidad en su área de concesión exclusiva a precios (tarifas) y condiciones establecidas en la regulación. Los acuerdos de concesión incluyen penalidades por el no suministro. Las concesiones fueron otorgadas para ventas de distribución y al detalle. Los periodos de concesión están divididos en "periodos de gestión" que permiten al concesionario abandonar la concesión cada cierto tiempo.

Desde 2011, hay dos áreas de distribución de electricidad sujetas a concesiones federales. Los concesionarios son Edesur y Edenor, que se encuentra en la ciudad de Buenos Aires y Gran Buenos Aires. Hasta 2011 Edelap también estaba bajo la jurisdicción federal.

La mayoría de las empresas de distribución renegociaron sus contratos durante 2005 y 2006, y aunque las tarifas fueron incrementadas parcial y temporalmente, la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de las compañías distribuidoras de jurisdicción nacional aún está pendiente de realizar.

De esta forma, y en lo que respecta a Edesur, en 2006, la compañía distribuidora suscribió un "Acta de Acuerdo para la Renegociación del Contrato de Concesión." Este acuerdo estableció, entre otras varias condiciones, un régimen tarifario transitorio que incluyó un incremento del 28 por ciento de VAD, con actualizaciones semestrales; un régimen de calidad de servicio y un Proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) a ser implementado por el ENRE. El mecanismo semestral de ajuste de la tarifas se fijó en función de la evolución de un índice inflacionario ad hoc, denominado Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC). Las primeras actualizaciones por inflación se dieron en 2008, pero a partir de ese año se ha dejado de reconocer oficialmente. No obstante el Gobierno argentino ha creado distintas alternativas regulatorias que han permitido a las compañías de distribución seguir prestando el servicio eléctrico.

Una de esas alternativas ha sido el denominado Programa de Uso Racional de Energía Eléctrica o PUREE. Este Programa fue creado en 2004 por la Secretaría de Energía, estableciendo bonos y penalidades para los clientes dependiendo del nivel de ahorro de energía con base a una referencia de consumo. La diferencia neta entre los bonos y las penalidades eran originalmente depositadas en el Fondo de Estabilización del MEM, pero esto fue posteriormente modificado a solicitud de Edesur y Edenor, para que las compañías distribuidoras pudieran usar estos recursos para compensar las variaciones de costos de los incrementos de costos (MMC) no reconocidos. Así, el 7 de mayo de 2013, la Secretaría de Energía aprobó la Resolución 250/2013, que determina los montos MMC a cobrar hasta febrero 2013 y permite compensar con las deudas correspondientes del programa PUREE y otras deudas que Edesur acumula con el sistema. En desarrollo de esta importante Resolución, el 6 de noviembre, la Secretaría de Energía publicó la Nota 6852 en la que autoriza a Edesur y a Edenor a realizar la compensación de los MMC con deudas generadas a partir del programa PUREE para el período marzo-septiembre de 2013.

Al mismo tiempo, también se han aprobado cargos adicionales en las tarifas de los clientes para financiar las nuevas inversiones de expansión y calidad de las distribuidoras. Así en noviembre de 2012, se aprobó la Resolución ENRE 347, que faculta la aplicación de este cargo diferenciado por cliente a cuenta de la futura RTI. La aplicación del cargo supone para Edesur unos ingresos adicionales anuales de 437 millones de pesos argentinos, que representó un incremento del 40% del VAD y del 20% de las tarifas.

Regulación en Transmisión

La transmisión fue diseñada sobre la base de la concepción general y principios establecidos en la Ley 24.065, adaptando la actividad a los criterios generales contenidos en la concesión otorgada a Transener S.A., por Decreto 2.473/92. Por razones tecnológicas el negocio de transmisión está relacionado a economías de escala que no permiten la competencia, es por lo tanto un monopolio y está sujeto a una regulación considerable.

Regulación Medioambiental

Las instalaciones eléctricas están sujetas a leyes y regulaciones medioambientales, federales y locales, incluyendo la Ley N° 24.051, o Ley de Residuos Peligrosos, y sus regulaciones anexas.

Se imponen al sector eléctrico ciertas obligaciones de informar y monitorear y ciertos estándares de emisiones. El incumplimiento de estos requerimientos faculta al gobierno a imponer penalidades, tales como la suspensión de operaciones que, en el caso de servicios públicos, puede resultar en la cancelación de las concesiones.

La Ley N° 26.190, promulgada en 2007, definió el uso de fuentes renovables para la producción de electricidad como de interés nacional y fijó como meta un 8% de participación de mercado para las energías renovables en un plazo de 10 años.



Brasil

Estructura de la Industria

La industria eléctrica de Brasil está organizada en un gran sistema eléctrico interconectado, el (Sistema Interligado Nacional), que comprende la mayoría de las regiones de Brasil, y varios otros sistemas aislados menores. La generación, transmisión, distribución y comercialización son actividades legalmente separadas en Brasil.

La industria está regulada por el Gobierno Federal, a través del Ministerio de Minas y Energía (MME) y también de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).

De acuerdo con la Ley N° 10.848, de 2004, el mercado mayorista de electricidad, como herramienta para la formación del precio spot es residual. En cambio, el precio mayorista 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 el que los 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 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.

La transmisión trabaja bajo condiciones de monopolio. Las tarifas para las empresas de transmisión son fijadas por el gobierno brasileño. El cargo por transmisión es fijo y los ingresos de transmisión no dependen de la cantidad de electricidad transmitida.

La distribución es un servicio público que trabaja también bajo condiciones de monopolio y es provisto por empresas que a su vez han recibido concesiones. Los distribuidores en el sistema brasileño no están facultados para: (i) desarrollar actividades relacionadas con la generación o transmisión de electricidad; (ii) vender electricidad a clientes no regulados, excepto a aquellos dentro de su área de concesión y bajo las mismas condiciones y tarifas aplicables a sus clientes cautivos del Mercado Regulado; (iii) mantener, directa o indirectamente interés patrimonial en cualquier otra empresa, corporación o sociedad; o (iv)



desarrollar actividades que no están relacionadas con sus respectivas concesiones, excepto aquellas permitidas por ley o en el convenio de concesión relevante. Los generadores no están autorizados para tener interés patrimonial en empresas distribuidoras en exceso del 10 por ciento.

El mercado no regulado incluye la venta de electricidad entre concesionarios de generación, productores independientes, auto-productores, comercializadores de electricidad, importadores de electricidad, consumidores no regulados y clientes especiales. También incluye contratos entre generadores y distribuidores existentes bajo el antiguo marco regulatorio, hasta su expiración, momento en el que los nuevos contratos debe ajustarse al nuevo marco regulatorio. De acuerdo a las especificaciones establecidas en la Ley 9.427/96, los consumidores no regulados en Brasil son aquellos que: (i) demandan una capacidad de a lo menos 3.000 kW y eligen contratar el suministro de energía directamente con generadores o comercializadores; o (ii) demandan una capacidad en el rango de 500 a 3.000 kW y eligen contratar el suministro de energía directamente con generadores o comercializadores.

El sistema brasileño es coordinado por el Operador del Sistema Eléctrico Brasileño (ONS) y está dividido en cuatro sub-sistemas: Sudeste, Centro-Poniente, Sur, Noreste y Norte. En adición al sistema brasileño hay también algunos sistemas aislados, es decir, aquellos sistemas que no forman parte del sistema brasileño y que generalmente están ubicados en las regiones norte y noreste de Brasil, y tienen como única fuente de energía plantas térmicas a carbón o petróleo.

Regulación en Empresas de Generación

Los Agentes Generadores, sean concesionarios públicos de generación, IPP o auto-productores, así como los Agentes Comercializadores, pueden vender energía eléctrica dentro de dos ambientes de contratación. Uno, el Ambiente de Contratación Regulados (ACR), donde operan las empresas de distribución, en el que la compra de energía debe llevarse a cabo en virtud del proceso de licitaciones coordinado por ANEEL; y el otro el denominado Ambiente de Contratación Libres (ACL), en el que las condiciones para la compra de energía son negociables directamente entre los proveedores y sus clientes. Independientemente del ACR o ACL, los contratos de venta de los generadores son registrados en la Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) y forman parte de la base para la contabilización y la determinación de ajustes por diferencias en el mercado de corto plazo.

De acuerdo a la regulación del mercado, el 100% de la energía demandada por los distribuidores debe ser satisfecha a través de contratos de largo plazo en el ambiente regulado vigente. 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 nueva" y de "energía existente".

Las licitaciones de energía nueva contemplan contratos de largo plazo (15 años para las plantas térmicas y 30 para las hidro) en los 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, por lo que la energía puede ser vendida a menores precios. 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 Decreto 5.163/2004 establece que los agentes vendedores deben asegurar el 100% de cobertura física para sus contratos de energía y potencia. Esta cobertura puede estar constituida por garantías físicas de sus propias plantas de generación o de cualquiera otra planta, en este último caso, a través de un contrato de compra de energía o potencia. Entre otros aspectos, la Resolución Normativa 109/2004 de ANEEL especifica que cuando estos límites no son alcanzados los agentes están sujetos a penalidades financieras.

Por último, en lo que se refiere a la actividad de generación, el 11 de septiembre de 2012, el Gobierno aprobó la Medida Provisoria 579 (posteriormente convertida en Ley Nº 12.783, de 11 de enero de 2013), que establece las condiciones para que puedan renovarse las concesiones del sector eléctrico que vencen entre 2015 y 2017 y la reducción de gravámenes en la tarifa de energía eléctrica. La Medida Provisoria se aprobó con objeto de reducir el precio final de la tarifa eléctrica en promedio del 20% y relanzar la actividad económica en Brasil. La Medida no afecta directamente a ninguna de las concesiones de las filiales de Enersis en Brasil.

Debido a que algunos generadores no renovaron las concesiones y también a otros factores (como retrasos en construcción de centrales térmicas, baja hidrología, etc.), durante los primeros meses de 2013 las empresas distribuidoras han sufrido un desequilibrio entre la demanda regulada y la oferta de energía, siendo así sido expuestas involuntariamente al precio del mercado spot para cubrir sus necesidades de energía. En este contexto, el 8 de marzo de 2013, se publicó el Decreto Presidencial 7.945/2013 que autorizó la financiación con base a recursos federales para que las distribuidoras pudieran pagar parte del sobrecosto de energía. La parte de sobrecosto no pagada a través de recursos del Estado será cubierta por las tarifas reguladas en 2014 y 2015, debidamente ajustadas por el índice SELIC del Banco Central de Brasil.

Regulación en Empresas de Distribución

En el mercado regulado, las empresas de distribución compran la electricidad a través de licitaciones que son reguladas por ANEEL y organizadas por CCEE. Los distribuidores deben comprar la electricidad en licitaciones públicas. El gobierno también tiene el derecho de llamar a licitaciones especiales para electricidad renovable (biomasa, mini hidro, solar y plantas eólicas). ANEEL y CCEE realizan licitaciones anualmente. El sistema de contratación es multilateral, con empresas generadoras que suscriben contratos con todos los distribuidores que convocan las licitaciones.

La Ley de Concesiones establece tres tipos de revisiones o ajustes de las tarifas a los consumidores finales: el Índice de Reposicionamiento Tarifario (IRT), que supone un ajuste anual de la tarifa por inflación; la Revisión Tarifaria Ordinaria (RTO) a realizar cada cuatro o cinco años en función de cada contrato de concesión y la Revisión Tarifaria Extraordinaria (RTE), que se llevan a cabo cuando en el sector se produce un evento relevante que afecta significativamente el valor de la tarifa. De esta forma, la Ley garantiza un equilibrio económico y financiero para una empresa en el caso que se produzca un cambio sustancial en sus costos de operación. En el caso de que los componentes del costo de la Parcela A, tales como las compras de energía o los impuestos, se incrementen significativamente dentro del periodo entre dos ajustes tarifarios anuales, el concesionario puede presentar una solicitud formal a ANEEL para que esos costos sean traspasados a los clientes finales.

Todas las revisiones y reposicionamientos tarifarios son aprobados por ANEEL

En las revisiones tarifarias (RTO y RTE), ANEEL revisa las tarifas en respuesta a los cambios en los costos de comprar energía y a las condiciones del mercado. Al ajustar las tarifas de distribución ANEEL divide el Valor Anual de Referencia, esto es, los costos de las empresas de distribución en: (i) costos no gerenciados por el distribuidor, también denominados "Parcela A", y (ii) costos que gerenciados por el distribuidor o "Parcela B", correspondiendo estos últimos a lo que conocemos como Valor Agregado de Distribución (VAD).

La revisión tarifaria ordinaria toma en consideración toda la estructura de fijación de tarifas de la empresa, incluyendo los costos de proporcionar servicios, los costos de comprar energía así como el retorno para el inversionista. Conforme a sus contratos de concesión, Coelce y Ampla están sujetos a revisiones tarifarias cada cuatro y cinco años, respectivamente. La base de los activos para calcular el retorno permitido al inversionista es el valor de mercado de reemplazo, depreciado durante su vida útil desde un punto de vista contable, y la tasa de retorno sobre el activo de distribución se basa en el Costo de Capital Promedio Ponderado, o WACC (por su sigla en inglés) de una compañía modelo. La WACC se revisa en cada ciclo tarifario. El valor de la WACC para distribución actualmente en vigor es de 11,4% real antes de impuesto.

Regulación en Transmisión

Cualquier agente del mercado de energía eléctrica que produce o consume energía está autorizado para usar la Red Básica. Los consumidores del mercado libre tienen también este derecho, sujeto a que ellos cumplen con ciertos requerimientos técnicos y legales. El acceso libre y está garantizada por la Ley y supervisado por ANEEL.

La operación y administración de la Red Básica es responsabilidad del ONS, que tiene también responsabilidad de administrar el despacho de energía desde las plantas en condiciones optimizadas, involucrando el uso del sistema interconectado, los embalses y las plantas térmicas.

Con fecha 5 de abril de 2011 se publicaron en el Diario Oficial las Portarías Ministeriales 210/2011 y 211/2011 que equiparan a las dos líneas de interconexión de la Compañía de Interconexión Energética, S.A. a concesiones de servicio público, con pago de un peaje regulado. La Receita Anual Permitida (en adelante, "RAP") es reajustada anualmente, en el mes de junio, por el Índice Nacional de Precios al Consumidor Amplio (en adelante "IPCA") con revisiones tarifarias cada cuatro años. Se definió una Base de Remuneración Bruta de 1.760 millones de Reales (US\$885 millones) y una Base Neta de 1.160 millones de Reales (US\$585 millones). En 2012 ANEEL autorizó la implementación de refuerzos en las instalaciones de transmisión, reconociendo una inversión adicional de 47 millones de reales (US\$23 millones), en la Base de

Remuneración. La tasa de remuneración aplicable fue definida según la reglamentación vigente en 7,24% (real después de impuestos). El plazo de la autorización es hasta junio de 2020, para la Línea 1, y hasta julio de 2022, para la Línea 2, con previsión de indemnización de las inversiones no amortizadas.

Regulación Medioambiental

Si bien la Constitución brasileña faculta tanto al Gobierno Federal como a los gobiernos estatales y locales para dictar leyes destinadas a proteger el medioambiente, la mayoría de los reglamentos ambientales en Brasil se dictan al nivel del gobierno estatal y local.

Las plantas hidroeléctricas deben obtener concesiones por los derechos de agua y aprobaciones ambientales. Las empresas de generación térmicas, de transmisión y de distribución deben obtener una aprobación ambiental de parte de las autoridades de regulación ambiental.



Chile

Estructura de la Industria

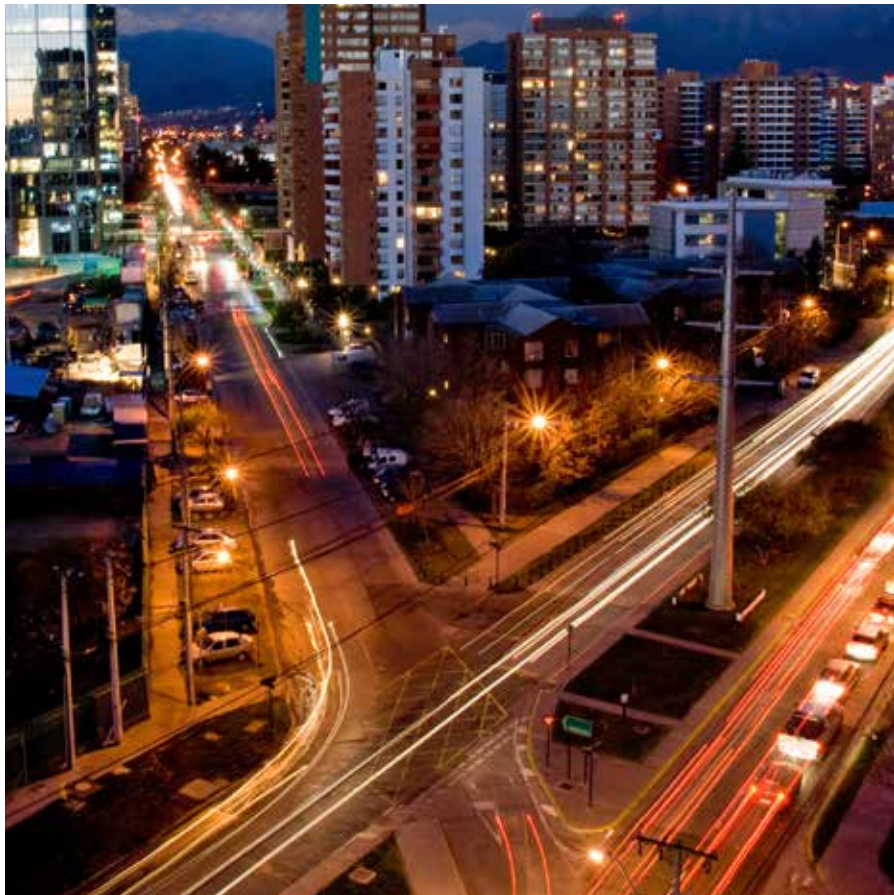
La industria eléctrica en Chile se divide en tres grandes segmentos o negocios: generación, transmisión y distribución. El sector de generación está integrado por empresas generadoras de electricidad. Estas venden su producción a las empresas distribuidoras, a clientes no regulados y a otras empresas generadoras, a través del mercado spot. El sector de transmisión se compone de empresas que transmiten a alta tensión la electricidad producida por las empresas generadoras. En último lugar, el sector de distribución está definido como el que comprende cualquier suministro a clientes finales a un voltaje no superior a 23 kV. Estos tres grandes segmentos o negocios operan en forma interconectada y coordinada, y su principal objetivo es el de proveer energía eléctrica al mercado, al mínimo costo y preservando los estándares de calidad y seguridad de servicio exigido 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.

El sector eléctrico en Chile 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. Nº 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, 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, por último, 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. 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: El Sistema Interconectado Central (SIC), el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), y dos sistemas medianos aislados: Aysén y Magallanes. El SIC, principal sistema eléctrico, donde vive alrededor del 93% de la población chilena, se extiende longitudinalmente por 2.400 km. uniendo Taltal, por el norte, con Quellón, en la Isla de Chiloé, por el sur. El SING cubre la zona norte del país, desde Arica hasta Coloso, abarcando una longitud de unos 700 km, donde se encuentra gran parte de la industria minera.

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 eficiente y 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 realizadas en el CDEC. Los CDEC (CDEC-SIC y CDEC-SING), son entidades autónomas que están integrados por compañías generadoras, transmisoras, subtransmisoras y clientes importantes.

Regulación en Empresas de Generación

El segmento de generación comprende a las compañías que poseen plantas para la producción de energía eléctrica, la cual es transmitida y distribuida a los consumidores finales. Este segmento se caracteriza por ser un mercado competitivo en donde la electricidad se vende: i) a las compañías distribuidoras para el suministro a sus clientes regulados dentro de su área de concesión; ii) a clientes libres o no regulados, principalmente empresas industriales y mineras; y iii) a otras empresas generadoras, a través en el mercado spot, por las transacciones de energía y potencia que se realizan en los CDEC.

Como ya se ha relatado, la operación de las empresas generadoras en cada sistema eléctrico es coordinada por su respectivo CDEC. Como consecuencia de esta operación eficiente y coordinada de los sistemas eléctricos, a cualquier nivel de demanda se entrega el abastecimiento adecuado, al menor costo de producción posible de las alternativas disponibles en el sistema. El costo marginal es usado como el precio al que los generadores transan su energía en una base horaria, incluyendo las inyecciones en el sistema como los retiros o compras para abastecer a sus clientes.

Los generadores participan en licitaciones de energía de hasta 15 años. Las licitaciones se realizan de acuerdo a los requerimientos de la demandas a través de la distribución y son supervisadas por la Comisión Nacional de Energía (el regulador). Esto permite a los generadores ingresos estables y predecibles, evitando la volatilidad del costo marginal fomentando así la inversión en el sector.

En Chile existe pago por capacidad, que depende de un cálculo realizado centralizadamente por cada CDEC en forma anual, partiendo de un monto que remunera el desarrollo de una turbina de gas, como la unidad marginal para aportar la demanda del sistema. El cargo por capacidad de cada central es independiente de su despacho y remunera la disponibilidad y contribución al margen de reserva del país.

Regulación en Empresas de Distribución

El segmento de distribución se define, a efectos regulatorios, como todos los suministros de electricidad a clientes finales, a un voltaje no superior a 23 kV. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público, con obligación de servicio a tarifas reguladas para abastecer a los clientes regulados.

Las empresas de distribución abastecen tanto a clientes regulados, cuya demanda es menor que 500 kW, un segmento para el que el precio y las condiciones de suministro es el resultado de procesos de licitación regulados por la Comisión Nacional de Energía, como a clientes no regulados, con contratos bilaterales con los generadores cuyas condiciones son libremente negociadas y acordadas.

Los consumidores se clasifican de acuerdo al tamaño de su demanda en clientes regulados, cuya capacidad conectada es inferior a 500 KW; y clientes libres o no regulados, aquellos con una capacidad conectada superior a 2.000 KW. Los clientes cuya capacidad conectada está en el rango de 500 a 2.000 KW son clientes con capacidad de elección que pueden optar por tener tarifas reguladas o un régimen no regulado, por un mínimo de cuatro años en cada régimen.

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 de hasta 15 años.

Los procesos de fijación de tarifas de distribución son realizados cada cuatro años. Tanto la CNE como la empresa representativa de su área típica encargan estudios a consultores independientes para fijar el Valor Agregado de Distribución para su área típica. Las tarifas básicas preliminares se obtienen ponderando los resultados del estudio encargado por la CNE y por la empresa en la razón 2/3 – 1/3 respectivamente. Con estas tarifas básicas se verifica que la rentabilidad del agregado de la industria estuviese el rango establecido de 10 por ciento con una margen del ± 4 por ciento.

También cada cuatro años se realizan revisiones tarifarias en el sector de subtransmisión (las que corresponden a las instalaciones de alta tensión que conectan las redes de distribución con la transmisión). Dicho proceso se realiza en forma alternada al proceso de revisión tarifaria en distribución, de tal forma que se ambos se distancian en dos años.

Adicionalmente se realiza cada cuatro años la revisión de los servicios asociados, que corresponde a todos los servicios no recogidos en las revisiones de distribución.

El modelo de distribución chileno es un modelo consolidado, ya con ocho fijaciones tarifarias realizadas desde la privatización del sector.

Regulación en Transmisión

El segmento de transmisión comprende una combinación de líneas, subestaciones y equipos para la transmisión de la electricidad desde los centros de producción (generadores) hasta los centros de consumo o distribución. La transmisión en Chile se define como las líneas o subestaciones con un voltaje o tensión mayor que 23 KV. El sistema de transmisión es de acceso abierto y las empresas de transmisión establecen derechos de paso sobre la capacidad de transmisión disponible a través del pago de peajes.

Dado que los activos de transmisión se construyen conforme a las concesiones otorgadas por el Gobierno, la Ley requiere que una empresa opere en un "acceso abierto", en el cual los usuarios pueden obtener acceso al sistema, contribuyendo a los costos de explotación, mantenimiento y, si es necesario, a la expansión del sistema.

El 14 de octubre de 2013 se publicó en el Diario Oficial la Ley 20.701, denominada de Procedimiento para otorgar Concesiones Eléctricas, que tiene por objeto agilizar la tramitación de las concesiones eléctricas. La nueva Ley simplifica el proceso de concesión provisional, acorta los tiempos de tramitación, precisa las posibles observaciones

y oposiciones a los proyectos, modifica el proceso de notificaciones, establece procedimientos judiciales sumarios, introduce la posibilidad de dividir la solicitud de concesiones, modifica el procedimiento de tasación de los inmuebles y soluciona los conflictos entre diferentes tipos de concesión.

En el ámbito de la transmisión es también necesario mencionar que se encuentra en avanzado estado de tramitación la aprobación de un Proyecto de Ley de interconexión SIC-SING, los dos mayores sistemas eléctricos del país, que permitirá una operación coordinada del sistema con mayor grado de eficiencia.

Regulación Medioambiental

Chile tiene numerosas leyes, reglamentaciones, decretos y ordenanzas municipales que pueden plantear consideraciones ambientales. Entre ellas se cuentan las normativas relacionadas con la eliminación de desechos, el establecimiento de industrias en áreas en que pudieran afectar la salud pública y la protección del agua para consumo humano.

En materia de energías renovables, 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 originariamente obligaba a los generadores a que -al menos- un 5 por ciento de su energía comercializada con clientes provenga de estas fuentes renovables, entre 2010 y 2014, aumentando progresivamente en 0,5 por ciento desde el ejercicio 2015 hasta el 2024, donde se alcanzará un 10 por ciento. Esta Ley ha sido recientemente modificada por otra promulgada el 14 de octubre de 2013, denominada Ley 20/25. La nueva normativa aprobada establece para el año 2015 una cuota obligatoria de ERNC del 20 por ciento sobre la matriz eléctrica, respetando la senda de retiros contemplada en la Ley anterior para los contratos vigentes a julio de 2013, es decir, para los contratos firmados entre 2007 y julio de 2013, el objetivo es del 10% en 2024, mientras que para aquellos firmados después será del 20% en 2025.

Colombia

Estructura de la Industria

El sector eléctrico colombiano fue estructuralmente reformado por la Ley 142, de Servicios Públicos Domiciliarios, y la 143, Ley Eléctrica, ambas de 1994. De acuerdo con la Ley 143 de 1994, los diferentes agentes económicos, públicos, privados o mixtos, pueden participar en las actividades del sector y gozan de libertad para desarrollar sus funciones en un contexto de competencia de libre mercado. Para operar o iniciar proyectos, se debe obtener de las autoridades competentes los permisos respecto de los aspectos medioambientales, sanitarios y derechos de agua, y aquellos de naturaleza municipal que sean requeridos.

El Ministerio de Minas y Energía (MME) define la política del Gobierno para el sector energético. Otras entidades gubernamentales que juegan un papel importante en la industria de la electricidad son: la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), entidad que supervisa y audita todas las empresas de servicios de utilidad pública; la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que es el organismo regulador en energía; y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), que es la responsable del planeamiento y expansión de la red.

La CREG está facultada para dictar reglamentos que rigen las operaciones técnicas y comerciales así como las tarifas para las actividades reguladas. Las principales funciones de la CREG son establecer las condiciones para la liberalización progresiva del sector eléctrico hacia un mercado abierto y competitivo, aprobar los cargos



para las redes y los costos de transmisión y de distribución para el suministro de los clientes regulados, establecer la metodología para calcular y fijar tarifas máximas para el suministro del mercado regulado, establecer normas para la planificación y coordinación de las operaciones del Sistema, establecer los requisitos técnicos de calidad, fiabilidad y seguridad del suministro y proteger los derechos de los clientes.

El Mercado Eléctrico Mayorista en Colombia (MEM) se basa en un modelo de mercado competitivo y opera bajo principios de acceso abierto. La operación y administración del MEM está centralizada en un Operador del Mercado, compuesto por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y el Centro Nacional de Despacho (CND).

El sector de generación es organizado sobre una base competitiva. Las transacciones de electricidad en el MEM son llevadas a cabo bajo las modalidades de Mercado spot de energía (Corto plazo o mercado diario); Contratos Bilaterales (Mercado de largo plazo) y el Cargo por Confiabilidad. Las empresas de generación deben participar en el MEM de manera obligatoria, con todas sus plantas de generación o unidades conectadas al sistema colombiano cuyas capacidades sean iguales a 20 MW o superiores. (Las plantas con capacidades entre 10 y 20 MW pueden participar opcionalmente). Las empresas de generación declaran la energía disponible y el precio al que desean venderla. Esta electricidad es despachada de manera centralizada por el Centro Nacional de Despacho (CND).

La comercialización consiste en la intermediación entre los actores que proveen generación de electricidad, servicios de transmisión y de distribución y los usuarios de estos servicios. La comercialización puede ser llevada a cabo junto con otras actividades del sector eléctrico o no.



La transmisión opera bajo condiciones de monopolio y con ingreso anual fijo garantizado, que es determinado por el valor nuevo de reemplazo de las redes y equipos y por el valor resultante de los procesos de licitación que adjudican nuevos proyectos para la expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN). Este valor es repartido entre todos los comercializadores del mercado en proporción a sus demandas de energía. El Sistema Interconectado Nacional (SIN) atiende el 98% de la demanda del país. Los sistemas no interconectados atienden zonas aisladas del país.

La distribución se define como la operación de las redes de Distribución Local y Transmisión Regional. Cualquier cliente puede tener acceso a una red de distribución para lo cual paga un cargo de conexión. Los distribuidores, u operadores de redes, son responsables de la planificación, inversión, operación y mantenimiento de redes eléctricas con tensiones menores a 220 KV.

Regulación en Empresas de Generación

El Estado colombiano puede participar en la ejecución y explotación de proyectos de generación al igual que el sector privado. La Nación sólo está autorizada para suscribir acuerdos de concesión relacionados con la generación cuando no existe una entidad preparada para asumir estas actividades en condiciones comparables.



El CND recibe cada día las ofertas de precios y la capacidad disponible para cada hora en el día siguiente de todos los generadores participantes del mercado mayorista. Con base en esta información, el CND realiza un despacho económico mediante un procedimiento optimizado para el periodo de 24 horas del día siguiente, tomando en cuenta las limitaciones de la red, así como otras condiciones necesarias para satisfacer la demanda de energía esperada para el siguiente día de manera segura, confiable y eficiente, desde el punto de vista del costo. A diferencia del resto de países en los que el despacho es centralizado en base a costes variables de producción, en Colombia el despacho se basa en precios ofertados por los agentes.

La bolsa de energía es un mercado de ajustes, donde se vende o compra el exceso o déficit de energía resultante del cumplimiento de los contratos frente a la demanda real de energía de generadores y comercializadores. En la bolsa de energía se establece el precio spot, determinado por el ASIC después del día de operación mediante un procedimiento optimizado para el periodo de 24 horas del día denominado despacho ideal, que supone una capacidad infinita de transmisión en la red y tiene en cuenta las condiciones iniciales de operación, estableciendo de esta forma qué generadores debieron ser despachados para satisfacer la demanda real. El precio remunerado a todos los generadores que

resulten despachados por mérito de precio es el precio del generador más caro despachado en cada hora bajo el despacho ideal.

Las diferencias de costo entre el 'despacho económico' y el 'despacho ideal' son llamadas "costos de restricción". El costo de cada restricción es asignado en principio al agente responsable de la restricción y cuando no es posible identificar un agente se distribuye proporcionalmente a todos los comercializadores del sistema colombiano, de acuerdo a su energía demandada, y estos costos son traspasados a los clientes finales.

Los generadores conectados al sistema colombiano pueden también participar del "Cargo por confiabilidad" que es un mecanismo que pretende incentivar la inversión en el parque generador para asegurar la atención de la demanda del país en el largo plazo. El Cargo consiste en la asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF) mediante una subasta descendente a generadores existente o nuevos, quienes deben garantizar al Sistema dicha cantidad de energía para un periodo determinado. La asignación para los generadores existentes se hace anualmente y para los proyectos nuevos por hasta 20 años. La OEF es un compromiso de parte de la empresa generadora, respaldada por sus recursos físicos, que la capacitan para producir energía firme. El generador que adquiere una OEF recibirá una compensación fija durante el periodo del compromiso, sea que el cumplimiento de su obligación sea requerido o no.

El precio por cada KWh hora de OEF corresponde al valor de cierre en la subasta por energía firme o Cargo por Confiabilidad. Cuando esta energía firme es requerida, lo que ocurre cuando el precio spot sobrepasa el Precio de Escasez, además del Cargo por Confiabilidad el generador también recibe el Precio de Escasez, por cada KWh generado con su OEF. En caso que la energía generada sea mayor que la obligación especificada en el OEF, esta energía adicional es pagada o remunerada al Precio Spot.

Regulación en Empresas de Distribución

En Colombia, las distribuidoras tienen libertad para adquirir su suministro, pudiendo definir las condiciones de los procesos de licitación pública para adquirir la energía requerida para el mercado regulado y pudiendo también acudir al mercado spot para su comprar energía. El precio

que paga el usuario final refleja un promedio del precio de compra. Desde 2004, la CREG está trabajando en una propuesta para modificar la operativa de contratación en el mercado colombiano, denominado Mercado Organizado Regulado —MOR—, que pasaría a ser un sistema electrónico de contratos. Este mecanismo reemplazaría las licitaciones actuales por subastas de energía con condiciones comerciales estandarizadas, en donde la demanda a contratar se trataría como una única demanda agregada.

Los cargos de distribución son fijados por la CREG basados en el valor nuevo de reemplazo de los activos de distribución existentes, el costo de capital, así como los costos operacionales y de mantenimiento para cada compañía en cuatro niveles de voltaje diferentes, así: Nivel 1 hasta 1 kV, Nivel 2 hasta 30kV, Nivel 3 hasta 57,5 kV y Nivel IV hasta 115 kV. Los Niveles 1, 2 y 3 de tensión son denominados Sistemas de Distribución Local (SDL) y el Nivel 4 se denomina Sistema de Transmisión Regional (STR).

Durante 2009, después de auditar la información reportada por las compañías, la CREG determinó los cargos de distribución aplicables hasta 2013. Los cargos son fijados para un periodo de cinco años, y son actualizados mensualmente de acuerdo al índice de precios al productor. En la actualidad se está inmerso en el proceso de revisión de los cargos de distribución para el quinquenio 2014 a 2018. Uno de los aspectos objeto de discusión es la tasa de rentabilidad reconocida, que actualmente está fijada por la CREG en 13,9%, antes de impuestos para los activos de Distribución Local y en 13% para los activos de Transmisión Regional con base en la metodología WACC/CAPM. La metodología para el cálculo de los cargos de distribución incluye un esquema de incentivos para los costos de administración, de operación y mantenimiento a partir de la calidad de servicio y de las pérdidas de energía.

Regulación en Transmisión

Las redes de transmisión que operan a 220 kV o superiores constituyen el Sistema de Transmisión Nacional (STN). La tarifa de transmisión incluye un cargo que cubre los costos de operación de las instalaciones, y un cargo por uso que aplica sólo a los comercializadores quienes lo traspasan directamente a los usuarios finales.

La CREG garantiza a las empresas de transmisión un ingreso fijo anual. Este ingreso es determinado por el valor de reposición a nuevo de la red y equipos, y por el valor

resultante de los procesos de licitación que han adjudicado nuevos proyectos para la expansión del STN. Este valor es atribuido a los comercializadores del STN en proporción a su demanda de energía.

La construcción, operación y mantenimiento de los nuevos proyectos es adjudicado a la empresa que ofrece el menor valor presente de flujos de caja necesarios para llevarlo a cabo.

Regulación en la Comercialización

El mercado de comercialización está dividido en clientes regulados y clientes no regulados. Los clientes en el mercado libre o no regulado pueden contratar libremente su suministro eléctrico directamente de un generador o de un distribuidor, actuando como comercializadores, o de un comercializador puro. El mercado de clientes no regulados, consiste de clientes con una demanda máxima superior a 0,1 MW o un consumo mensual mínimo de 55 MWh.

La comercialización puede ser realizada por generadores, distribuidores o agentes independientes, que cumplen con ciertos requerimientos. Las partes acuerdan libremente los precios de transacciones para los clientes no regulados.

El comercializador de energía es responsable de facturar los costos de electricidad a los consumidores finales y transferir los pagos a los diferentes agentes de la industria. La comercialización para clientes regulados está sujeta al "régimen de libertad regulada" en el que las tarifas son fijadas por cada comercializador utilizando una combinación de las fórmulas generales de costo determinadas por la CREG, y los costos de comercialización individuales aprobados por la CREG para cada comercializador. Las tarifas incluyen, entre otros, costos de abastecimiento de energía, cargos de transmisión, cargos de distribución y un margen de comercialización. Adicionalmente, los costos finales del servicio están afectados por subsidios o contribuciones que son aplicados de acuerdo al nivel socioeconómico de cada usuario.

Las tarifas o cargo de comercialización para los clientes regulados deben ser revisadas cada cinco años y se deben actualizar mensualmente por el Índice de Precios al Consumidor. Estos cargos no han sido revisados desde 1998 y se espera que durante 2014 se realice esta tarea.

Regulación Medioambiental

El marco legal para la regulación ambiental en Colombia fue establecido en la Ley 99/1993, que también creó el Ministerio de Medioambiente, como la autoridad para la definición de políticas medioambientales. El Ministerio define, emite y ejecuta las políticas y los reglamentos enfocados a la recuperación, conservación, protección, organización, administración y uso de recursos renovables.

Cualquier entidad que contemple desarrollar proyectos o actividades en relación a la generación, interconexión, transmisión o distribución de electricidad, que puedan ocasionar un deterioro ambiental, debe obtener primero una licencia ambiental.

De acuerdo a la Ley N° 99, las plantas generadoras que tiene una capacidad instalada total superior a 10 MW, deben contribuir a la conservación del medioambiente por medio de un pago por sus actividades a una tarifa regulada a las municipalidades y a las corporaciones ambientales en las localidades donde se encuentran las centrales. Las centrales hidroeléctricas, deben pagar el 6 % de su generación y las centrales térmicas deben pagar el 4 % de su generación, con tarifas que son determinadas anualmente.

La Ley 1450, de 2011, emitió el Plan de Desarrollo Nacional 2010-2014. El plan estableció que entre 2010 y 2014, el Gobierno debe desarrollar temas sobre la sustentabilidad ambiental y prevención de riesgos.

En 2011, el Decreto 3.570 estableció la nueva estructura del sector medioambiental, creando el Ministerio de Medioambiente y Desarrollo Sostenible (previamente, las funciones del Ministerio de Medioambiente estaban establecidas junto con las funciones del Ministerio de Vivienda).

En los últimos años, la regulación medioambiental para el sector eléctrico ha estado enfocada a regular aspectos relacionados con las emisiones de las plantas, políticas hidro (incluyendo descargas de agua y organización de cuencas) y licencias medioambientales y penalidades.

En Colombia, actualmente existe una senda indicativa de participación de las ERNC en el Sistema Energético Nacional del 3.5% en 2015 y del 6.5% en 2020. No obstante, estas previsiones se encuentran en revisión, pues está en tramitación parlamentaria un proyecto de Ley que regula la integración de las ERNC al Sistema Energético Nacional para fomentar el ahorro y la eficiencia energética.

Perú

Estructura de la Industria

El marco jurídico general aplicable a la industria eléctrica peruana está constituido principalmente por la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25.844 de 1992) y sus reglamentos complementarios.

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) define las políticas de energía aplicables a nivel nacional, regula las cuestiones ambientales aplicables al sector de la energía y supervisa el otorgamiento, la supervisión, la caducidad y la terminación de las licencias, autorizaciones y concesiones para las actividades de generación, transmisión y distribución.

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (Osinergmin) es la entidad reguladora que controla y fiscaliza el cumplimiento de las normas legales y técnicas relacionadas con las actividades de electricidad e hidrocarburos, hace cumplir las obligaciones establecidas en los contratos de concesión y es responsable de la preservación del medio ambiente en relación con el desarrollo de estas actividades. La Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de Osinergmin (GART) tiene la autoridad de publicar las tarifas reguladas. Osinergmin también controla y supervisa los procesos de licitación requeridos por las empresas distribuidoras para comprar energía a los generadores.



El Comité de Operación Económica del Sistema (COES) es el organismo que coordina la operación y despacho de electricidad en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y prepara el estudio técnico y financiero que sirve de base para los cálculos anuales de los precios de barra. En el COES están representadas las empresas de generación, transmisión y distribución, así como los clientes no regulados: consumidores con una demanda de potencia superior a 200 KW.

Además del SEIN, existen diversos sistemas aislados regionales de menor envergadura que suministran electricidad en áreas específicas.

Las principales características de la industria eléctrica en Perú son: (i) la separación de las tres actividades principales: generación, transmisión y distribución; (ii) libre mercado para el suministro de energía dentro de condiciones competitivas del mercado; (iii) un sistema de precios regulados basado en el principio de la eficiencia y un régimen de licitaciones; y (iv) privatización de la operación de los sistemas de electricidad interconectados sujeta a los principios de eficiencia y calidad de servicio.

Regulación en Empresas de Generación



Las empresas de generación que poseen u operan una planta generadora con una capacidad instalada mayor que 500 KW requieren de una concesión indefinida otorgada por el MINEM.

La coordinación de despacho de las operaciones eléctricas, la determinación de los precios spot y el control y administración de las transacciones económicas que ocurren en el SEIN, son controladas por el COES.

Los generadores pueden vender su energía directamente a grandes consumidores y comprar el déficit o transferir los excedentes entre la energía contratada y la producción efectiva, en el pool, al precio spot. Las ventas a clientes no regulados son efectuadas a precios y condiciones mutuamente acordadas, los que incluyen peajes y compensaciones por el uso de los sistemas de transmisión y, de ser necesario, a las empresas de distribución por el uso de sus redes.

Originariamente, la Ley de Concesiones Eléctricas permitía que las ventas a los distribuidores pudieran ser hechas bajo



contratos bilaterales a un precio no mayor que el precio regulado, en el caso de clientes regulados, o a un precio acordado en el caso de clientes no regulados. Además de este método bilateral, la Ley 28.832 de 2006, denominada Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, estableció también la posibilidad de que los distribuidores puedan satisfacer la demanda de sus clientes regulados y no regulados bajo contratos suscritos después de un proceso de licitación de potencia y energía. La aprobación de este mecanismo es importante para los generadores porque les permite disponer de un precio estable durante la vida del contrato, que no es fijado por el regulador y que puede tener una duración de hasta 20 años.

A raíz de la introducción de las licitaciones públicas, los nuevos contratos para vender energía a las empresas de distribución, para su reventa a los clientes regulados, deben ser a precios fijos determinados por estas licitaciones. Solo una pequeña parte de la electricidad comprada por las empresas de distribución, incluida en los contratos antiguos se mantiene aún a los precios de barra (equivalente al precio de nudo en Chile), los cuales son fijados por el Osinergmin.

En Perú existe pago por capacidad, dado por el monto que remunera el desarrollo de una turbina de gas, como la unidad marginal para aportar la demanda del sistema. Como en Chile, el cargo por capacidad de cada central es independiente de su despacho y remunera la disponibilidad y contribución al margen de reserva del país.

Regulación en Empresas de Distribución

La tarifa eléctrica para clientes regulados incluye cargos por energía y potencia, para generación y transmisión, y el Valor Agregado de Distribución (VAD) que considera un retorno regulado por las inversiones, cargos fijos por operación y mantenimiento, y un porcentaje estándar por pérdidas de energía en distribución.

El VAD es fijado cada cuatro años. El Osinergmin clasifica las compañías en grupos, de acuerdo a las "áreas típicas de distribución", basado en factores económicos que agrupa a las empresas con similares costos de distribución por la densidad poblacional, lo cual determina los requerimientos de equipos en la red.

El retorno real sobre la inversión de una empresa de distribución depende de su desempeño respecto de los estándares fijados por Osinergmin para una empresa modelo teórica. El sistema de tarifa permite un retorno mayor a las empresas de distribución que son más eficientes que la empresa modelo. Las tarifas preliminares son calculadas como un punto medio (50-50) de los resultados del estudio contratado por Osinergmin y el estudio de las empresas. Las tarifas preliminares son comprobadas para asegurar que la tasa interna de retorno promedio anual agregada de toda la industria es del 12% con una variación del $\pm 4\%$.

Durante el último proceso de fijación de tarifas celebrado el 16 de octubre de 2013, OSINERGMIN definió las tarifas de Edelnor para el periodo noviembre de 2013 a octubre de 2017. La nueva tarifa resultó un 1,2% superior a la existente en octubre 2013.

Regulación en Transmisión

Las actividades de transmisión se dividen en dos categorías: principal, que es para uso común y permite el flujo de energía a través de la red nacional; y secundaria, que es de aquellas líneas que conectan a una central eléctrica con el sistema, o una subestación con una compañía distribuidora o un consumidor final. Las líneas principales y del sistema garantizado están disponibles para todas las generadoras y permiten que se suministre electricidad a todos los clientes. La concesionaria de transmisión recibe un ingreso anual fijo, así como también ingresos de tarifas variables y tarifas de conexión por KW. Las líneas del sistema secundario y complementario están disponibles para todas las generadoras, pero se utilizan únicamente para ciertos clientes que son responsables de efectuar los pagos en relación con el uso del sistema, éstas se remuneran a un valor fijo a 20 años, revisándose sólo las inversiones adicionales.

Normativa Medioambiental

El marco legal medioambiental aplicado a las actividades relacionadas con la energía en Perú está estipulado en la Ley Ambiental (Ley N°28.611) y en el Reglamento de Protección Ambiental para Actividades Eléctricas (Decreto Supremo 029-94-EM).

En 2008, el MINEM promulgó el Decreto Supremo 050-2008 para incentivar la generación de electricidad por medio de ERNC. Dicho decreto estipula que el 5% de la demanda del SEIN debe ser suministrada con la utilización de ERNC. Esta meta del 5% podría incrementarse cada 5 años. Las tecnologías consideradas como recursos renovables son: biomasa, eólica, mareomotriz, geotérmica, solar y mini-hidroeléctrica (hidroeléctrica menor a 20 MW).





Descripción del
negocio eléctrico
por país

Generación de electricidad

Los negocios de generación se realizan principalmente a través de nuestra filial Endesa Chile. En este segmento, el Grupo Enersis posee filiales operativas en Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Perú.

En su totalidad, la capacidad instalada del Grupo Enersis ascendió a 15.847 MW a diciembre de 2013 y la producción eléctrica consolidada alcanzó los 60.089 GWh, mientras que las ventas de energía sumaron 69.369 GWh.

En la industria eléctrica, la segmentación del negocio entre la generación hidroeléctrica y térmica es natural, ya que los costos variables de la generación son distintos para cada forma de producción. La generación térmica requiere de la compra de combustibles fósiles y la hidroeléctrica del agua de los embalses y ríos.

El 55% de nuestra capacidad de generación consolidada proviene de fuentes hidroeléctricas, el 44% de fuentes térmicas y el 1% de fuentes eólicas.

Por ello, la política comercial que la generadora defina resulta relevante para la adecuada gestión del negocio.

Transmisión de electricidad

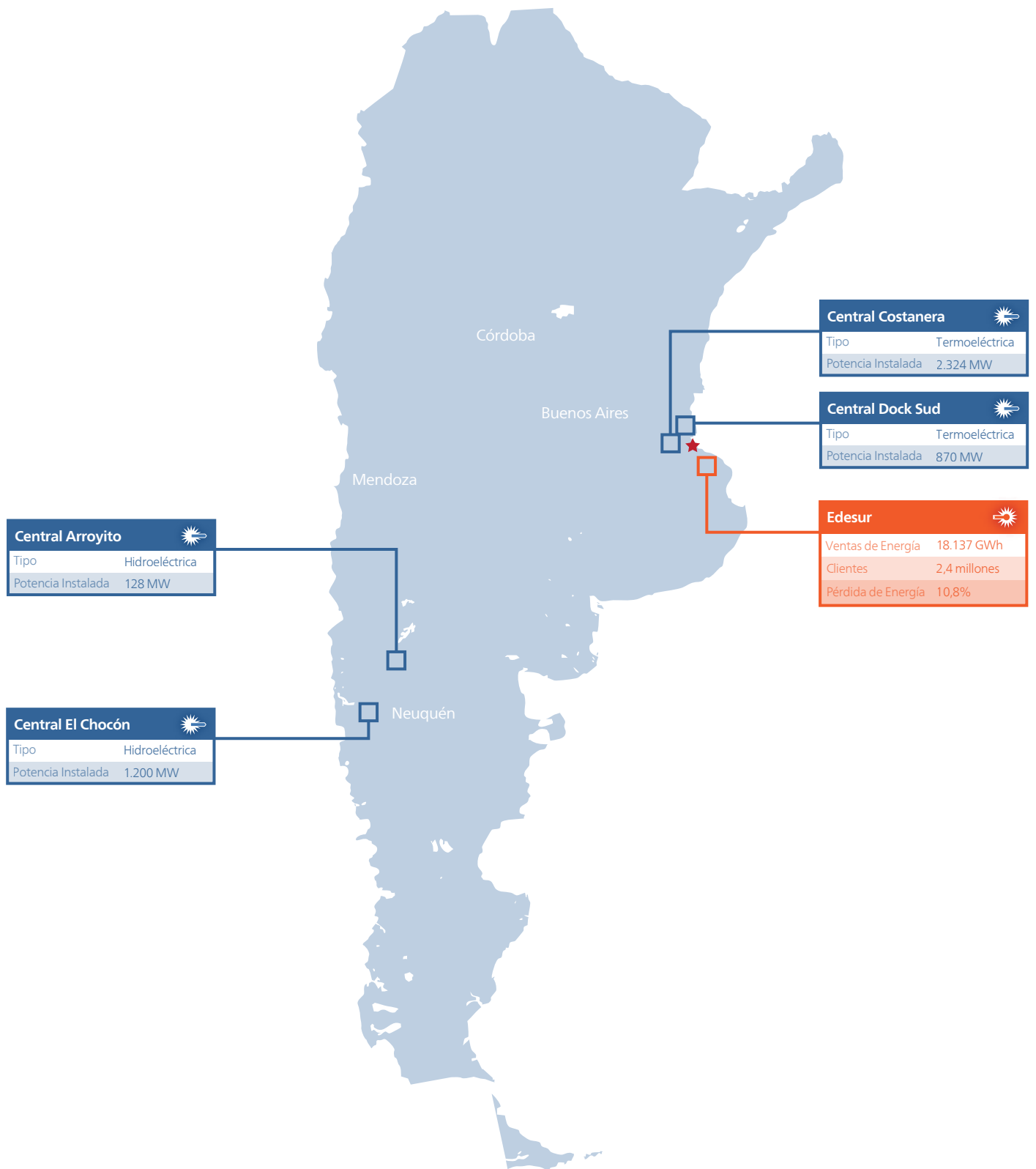
Para el Grupo Enersis, el negocio de transmisión de energía eléctrica se realiza principalmente a través de la línea de interconexión entre Argentina y Brasil, CIEN, filial de Endesa Brasil, con una capacidad de transporte 2.100 MW.

Distribución de electricidad

Nuestro negocio de distribución se ha llevado a cabo por medio de Edesur en Argentina, Ampla y Coelce (de propiedad de Endesa Brasil) en Brasil, Chilectra en Chile, Codensa en Colombia y Edelnor en Perú. Durante 2013, nuestras principales filiales y empresas relacionadas de distribución vendieron 75.859 GWh.

En la actualidad, Edesur, Ampla, Coelce, Chilectra, Codensa y Edelnor atienden a las principales ciudades de América Latina, entregando servicio eléctrico a más de 14,5 millones de clientes.

Estas compañías enfrentaron una demanda eléctrica creciente, lo que las obligó a invertir constantemente, tanto por crecimiento vegetativo, como por la mantención de sus instalaciones.



Central Arroyito	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	128 MW

Central El Chocón	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	1.200 MW

Central Costanera	
Tipo	Termoeléctrica
Potencia Instalada	2.324 MW

Central Dock Sud	
Tipo	Termoeléctrica
Potencia Instalada	870 MW

Edesur	
Ventas de Energía	18.137 GWh
Clientes	2,4 millones
Pérdida de Energía	10,8%

Argentina

Generación eléctrica

Participamos en la generación de electricidad en Argentina a través de las filiales de Endesa Chile, Endesa Costanera e Hidroeléctrica El Chocón, y desde marzo de 2013, por medio de nuestra filial Dock Sud.

Hidroeléctrica El Chocón posee nueve unidades hidroeléctricas, con una capacidad instalada total de 1.328 MW, mientras que Endesa Costanera posee once unidades térmicas, con una capacidad instalada total de 2.324 MW y Dock Sud posee cinco unidades térmicas con una capacidad instalada total de 870 MW. Estas empresas poseen en conjunto 4.522 MW de capacidad instalada. Dicha potencia representó a fines de 2013, 14,4% de la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) argentino.

La generación eléctrica de dichas sociedades alcanzó los 14.422 GWh, 11,1% de la generación total de dicho país. Por su parte, las ventas físicas de energía alcanzaron los 16.549 GWh, 13,2% del total vendido.

Endesa Costanera y El Chocón participan en sociedades a cargo de la operación de dos ciclos combinados, iniciativas coordinadas por el Fondo para Inversiones Necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (FONINVEMEM), con 5,326% y 18,85% de la propiedad, respectivamente.

Durante 2010, se habilitó la operación comercial bajo ciclo combinado de las centrales termoeléctrica Manuel Belgrano y José de San Martín.

La operación en ciclo combinado determinó la entrada en vigencia del contrato para la operación y gestión del mantenimiento de las centrales y el contrato de abastecimiento, por lo cual, las empresas que participan en el FONINVEMEM, entre ellas, Endesa Costanera y El Chocón, comenzaron a recuperar sus acreencias con los flujos generados por el proyecto a través del contrato por 10 años de venta de su producción al MEM administrado por

CAMMESA, habiéndose cobrado, al 31 de diciembre de 2013, las cuotas de acuerdo a lo previsto.

En julio de 2012 a través de la Resolución SE N°1261/12, la Secretaría de Energía autorizó el incremento de potencia en las Centrales Termoeléctricas José de San Martín (se adicionarían 19,01 MW) y Manuel Belgrano (se adicionarían 25 MW), siendo el monto de las obras de aproximadamente US\$10,1 millones y US\$11,9 millones respectivamente. En los considerandos de esta Resolución se anticiparon las bases para la financiación de las obras.

El 4 de octubre de 2013, Endesa Costanera adhirió a los compromisos definidos en la Resolución SE N°1261/12. El 12 de diciembre de 2013 la Secretaría de Energía emitió la Nota N°8180/13 donde autoriza a Endesa Costanera a desafectar Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir (LVFVD) del 2008-2011 del Proyecto VOSA (central Vuelta de Obligado S.A.) para destinarlas a la ampliación de potencia de las unidades del FONINVEMEM, quedando en análisis el pedido sobre la utilización de las LVFVD emitidas bajo Resolución S.E. N°95/13.

Respecto del proyecto VOSA, que contempla la instalación de un ciclo combinado del orden de 800 MW y en adición a lo informado el año anterior, en 2013 se suscribieron contratos complementarios como ser adenda al contrato de suministro y construcción para adelantar la puesta en marcha de las turbinas de gas a ciclo simple, el contrato de construcción del gasoducto dedicado.

En relación al equipamiento involucrado en el proyecto, el 15 de octubre llegaron las turbinas de gas al puerto de Zárate. El 19 de noviembre se montó la TG1 sobre su pedestal, mientras que la TG2 fue montada el 2 de diciembre.

Una vez puesto en funcionamiento el ciclo combinado (previsto para 2015) se iniciará la devolución de la deuda que mantiene CAMMESA con las empresas generadoras que aportaron a dicho proyecto -entre ellas Hidroeléctrica El Chocón y Costanera, a través de un contrato de abastecimiento durante 10 años a una tasa Libor de 30 días más 5%, conforme al Acuerdo Generadores 2008-2011.

Otras generadoras conectadas al SIN argentino son: AES Alicura, Sadesa, Capex, Petrobras, Pampa Generación y Pluspetrol.

Endesa Costanera

Se encuentra localizada en la ciudad de Buenos Aires y posee seis unidades turbo vapor por un total de 1.138 MW, las que pueden generar con gas natural o fuel oil. También opera dos ciclos combinados de 859 MW y 327 MW, respectivamente, totalizando la capacidad instalada de 2.324 MW.

En 2013, la generación neta fue de 8.523 GWh y las ventas totales alcanzaron 8.962 GWh. Durante 2013, la demanda del sistema eléctrico argentino registró un aumento de 3,2% respecto de 2012.

En términos de producción eléctrica, la potencia máxima bruta generada en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) alcanzó un nuevo récord histórico de 23.794 MW, el mismo día que se produjo el récord de energía (23 de diciembre), superando en un 8,4% el record del año 2012 de 21.949 MW.

En lo referente al aspecto operativo, durante 2013, el despacho térmico con utilización de combustible líquido fue fundamental para el sostenimiento de la demanda.

Como en años anteriores se realizó un programa de mantenimiento, en este caso denominado Plan de Corto Plazo, para garantizar el funcionamiento de las Unidades Convencionales de la central durante los meses de invierno. El plan abarcó la inspección en las Unidades Convencionales de todos los servicios auxiliares y servicios comunes.

Se realizaron a principios de año los mantenimientos previstos en los contratos de mantenimiento de largo plazo (LTSA) vigentes para el ciclo combinado II luego de un periodo de



operación de 12.000 horas equivalentes (EOH) y para el ciclo combinado I (CBA).

Durante enero se procedió a firmar el denominado contrato de Compromiso de Disponibilidad del Equipamiento Turbovapor, entre la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) y Endesa Costanera que aseguran las obras de rehabilitación para las Unidades Convencionales.

En el ámbito de las finanzas, cabe señalar la continuidad de la estrategia financiera adoptada ya en años anteriores, de priorizar el manejo conservador de las mismas de manera de asegurar los recursos financieros necesarios para la adecuada operación de la central.

En virtud de los resultados negativos acumulados al 31 de diciembre de 2012, y a efectos de recomponer la situación patrimonial de la sociedad, en la asamblea del 5 de abril de 2013, se resolvió aumentar el capital de la sociedad por un monto de hasta \$555.000.000 y la emisión de las nuevas acciones. En octubre, mediante la Resolución N° 17.201, se obtuvo la autorización de oferta pública de las nuevas acciones por parte de la Comisión Nacional de Valores. Por su parte, la Bolsa de Comercio de Buenos Aires autorizó la cotización de las nuevas acciones con fecha 28 de octubre de 2013, realizándose en noviembre de 2013 el aumento de capital.

Con referencia al acuerdo formalizado en octubre 2012 entre Endesa Costanera y la Secretaría de Energía, para

la implementación de un plan de inversiones en las unidades de generación de la central, a efectos de optimizar la confiabilidad y disponibilidad de dicho equipamiento, por un monto del orden de US\$304 millones, en un plazo de 7 años, que redundará en un incremento de la



generación y un importante ahorro de costos para el sistema. El 14 de marzo, la sociedad suscribió el contrato para la rehabilitación de sus unidades de tecnología turbovapor con DF Operaciones y Montajes S.A. - MASA Operaciones Internacionales S.L. Unión Temporal de Empresas y Duro Felguera Argentina S.A.-MASA Argentina S.A. Unión Transitoria de Empresas.

Conforme a lo estipulado en las cláusulas 7.2 de los Contratos de Disponibilidad Ciclos Combinados y Turbovapor, respecto al tratamiento de la remuneración de los mismos y los cambios regulatorios que se produzcan que complementen o reemplacen los conceptos remuneratorios establecidos por la Secretaría de Energía para el Mercado Spot del MEM por energía y potencia, la Secretaría de Energía emitió las siguientes notas SE N° 7594/13 y N° 8376/13 donde instruye a CAMMESA a partir de enero de 2014 a aplicar la metodología para compatibilizar las remuneraciones de la Resolución SE N°95/13 y los contratos.

En materia regulatoria, en marzo de 2013 el gobierno oficializó a través de la publicación de la Resolución de la Secretaría de Energía N°95 de 2013, una serie de modificaciones al régimen de remuneración de los agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM, con las excepciones previstas en el artículo 1° de la Resolución (“Generadores Comprometidos”).

Hidroeléctrica El Chocón



Hidroeléctrica El Chocón S.A. es una compañía de generación de energía hidroeléctrica, que opera los aprovechamientos El Chocón y Arroyito, ubicados sobre el río Limay. Se ubica en las provincias de Neuquén y Río Negro. El complejo hidroeléctrico tiene una capacidad instalada total de 1.328 MW, y comprende las centrales de El Chocón, con una potencia instalada de 1.200 MW (central hidráulica de embalse artificial) y Arroyito, con una capacidad instalada de 128 MW, utilizando ambas las aguas de los ríos Limay y Collón Curá para generar.

El aprovechamiento hidroeléctrico de El Chocón está ubicado en la región denominada Comahue, formada por las provincias argentinas de Río Negro, Neuquén y la parte sur de las provincias de Buenos Aires. El Chocón se encuentra sobre el río Limay, a unos 80 km aguas arriba de su confluencia con el río Neuquén. Arroyito es el dique compensador de El Chocón y está emplazado sobre el mismo río, 25 kilómetros aguas abajo.

El año hidrológico iniciado el 1 de abril de 2013 se caracterizó como seco (cuarto año seco consecutivo) por lo tanto, los aportes hidrológicos de las cuencas de los ríos Limay y Collón Curá fueron escasos, razón por la cual el criterio operativo

aplicado por el Organismo Encargado de Despacho, fue de restringir el uso de las reservas estratégicas acumuladas. Esta modalidad dio como resultado la recuperación de las reservas energéticas del Comahue respecto a las del año 2012.

Como resultado del despacho del embalse de El Chocón al cierre del ejercicio 2013, la generación neta del complejo El Chocón/Arroyito fue de 2.317 GWh, alcanzando la cota del embalse los 379,63 msnm (metros sobre el nivel del mar). La reserva de energía en los embalses del Comahue era de 5.994 GWh, de los cuales 2.409 GWh corresponden a las reservas de El Chocón, ambos valores medidos respecto de la condición de cota mínima de Franja de Operación Extraordinaria (FOE).

En lo que se refiere al aspecto operacional, la disponibilidad acumulada en 2013 del complejo El Chocón-Arroyito fue de 92,14%, habiéndose cumplido en forma satisfactoria el Mantenimiento Mayor Programado del Turbogruppo N° 3 de Central Arroyito. Dicho mantenimiento mayor implicó la revisión y mantenimiento integral de la turbina, generador, sistemas de excitación, protecciones, auxiliares eléctricos y mecánicos, y transformador principal. También se complementó la instalación del sistema de monitoreo de vibraciones en las unidades Nos 1 y 6 de la Central El Chocón y la Modernización del Sistema de Protecciones, Excitación y Secuencia de Arranque/Parada de las unidades Nos 1, 2, 5 y 6 y los transformadores principales T1CH y T5CH de El Chocón.

En el desarrollo de las actividades de personal propio y contratistas no se han registrado accidentes. Los indicadores de IFG y IGG = 0 confirman un muy buen año en lo que se refiere a la seguridad de los trabajadores propios y contratados. Cabe resaltar que en el segundo semestre del año el personal contratista se incrementó notablemente respecto a las dotaciones normales por la ejecución de los trabajos de Modernización de El Chocón.

En el ámbito de las finanzas, la sociedad canceló parte de su deuda por US\$21 millones.

Adicionalmente, cabe mencionar la obtención en junio de 2013, de un nuevo Préstamo Sindicado por un monto de \$149,39 millones, a una tasa Badlar privada corregida +6%, amortizable en cuotas trimestrales, crecientes y consecutivas, venciendo la primera de ellas en el mes de diciembre de 2013. Los fondos recibidos fueron íntegramente destinados a la cancelación de los préstamos de corto plazo en moneda local existentes y a la precancelación de los préstamos sindicados II y III.

Con referencia al préstamo por U\$S 6,8 millones -obtenido en el marco de la Resolución 146/02 de la Secretaría de Energía- para la ejecución de obras en las 6 unidades de la Central El Chocón (Trabajos de Modernización; Automatización y reequipamiento) - otorgado por Cammesa, en condiciones ventajosas para la Compañía, es de mencionar que al 31 de diciembre de 2013, el importe recibido bajo dicho concepto fue del orden de \$12,1 millones.

Los principales proyectos de inversión que se prevé realizar en 2014 son: i) Completar la Modernización del Sistema de Protecciones, Excitación y Secuencia de Arranque/Parada de las Unidades 3 y 4 y el transformador principal T3CH de la central El Chocón, ii) completar las mejoras adicionales de separadores de hidrocarburos en sistema de agua de refrigeración de las 3 unidades de la Central Arroyito y cambio de aceite mineral por biodegradable en compuertas del Vertedero de Arroyito como parte del Proyecto de Actualización Tecnológica del Sistema de Telecomando del Dique Compensador Arroyito, etapa 3, el cual fue aprobado por la Secretaría de Energía.



Nuevo Esquema de Remuneración de Costos de Generación – Resolución S.E. N°95/13

En marzo de 2013, el gobierno oficializó a través de la Resolución de la Secretaría de Energía N°95 de 2013, una serie de modificaciones al régimen de remuneración de los agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM, con las excepciones previstas en el artículo 1° de la Resolución (“Generadores Comprometidos”). Esta Resolución establece que las nuevas condiciones tienen vigencia retroactiva a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2013, previo compromiso de cada Generador Comprometido a desistir de todo reclamo que hubiese realizado contra el Estado Nacional, Secretaría de Energía y/o CAMMESA referente al Acuerdo de Generación 2008-2011 y a la Resolución S.E. N°406/2003, y a renunciar a realizar reclamos administrativos y/o judiciales contra el Estado Nacional, Secretaría de Energía y/o CAMMESA referente al Acuerdo antes mencionado y a la Resolución.

Central Dock Sud

Ubicada en el barrio de Avellaneda, en la ciudad de Buenos Aires, Dock Sud posee y opera una central generadora con dos plantas con una capacidad total de 870 MW. La central Dock Sud tiene cuatro turbinas a gas y una turbina a vapor. Dos de las turbinas a gas y la turbina a vapor comprenden una central de ciclo combinado.

La energía generada por Dock Sud entre abril y diciembre de 2013 fue de 3.582 GWh, mientras que las ventas de energía ascendieron a 4.195 GWh, representando el 3,4% de las ventas totales del país.

Al 31 de diciembre de 2013, la capacidad instalada de Dock Sud representó el 2,8% de la capacidad instalada total en el SIN.

Terrenos Reservados Para Futuros Proyectos

En Argentina actualmente no existen terrenos reservados para futuros proyectos.

El esquema remunera una serie de conceptos a los cuales se le debe descontar la energía eléctrica y/o la potencia comprometidas en el mercado a término o en otros acuerdos para los mismos conceptos.

I. Remuneración de Costos Fijos: a través de la fijación de precios para la potencia puesta a disposición (PPAD) por tecnología y en función del cumplimiento de objetivos de disponibilidad.

II. Remuneración de Costos Variables No Combustibles: se fijan en función de la energía generada por tipo de combustible.

III. Remuneración Adicional: una porción se liquida en forma directa y la otra porción es destinada a un fideicomiso para ser reinvertido en la financiación de nuevos proyectos de infraestructura en el sector eléctrico. La Resolución prevé que la Secretaría de Energía especifique oportunamente el destino de los fondos recaudados.

La Resolución también fija un nuevo orden de prelación para los pagos (elimina la aplicación de la Res. SE N° 406/03 a tales efectos), con el siguiente orden de prelación: (i) en primer orden se cancelarán los costos fijos de generación, los costos de combustibles propios, junto con los costos variables no combustibles, y (ii) en segundo orden se cancelará la remuneración adicional.

La Resolución también dispone que el abastecimiento de combustibles a las centrales del MEM, la gestión comercial y el despacho de combustibles, quedará centralizado en el Organismo Encargado del Despacho (OED).

Asimismo, dicha Resolución suspende transitoriamente la incorporación de nuevos contratos en el Mercado a Término y establece que una vez finalizados los preexistentes al dictado de la Resolución será obligación de los Grandes Usuarios del MEM adquirir su demanda de energía eléctrica al OED, conforme las condiciones que establezca la Secretaría de Energía a tal efecto.

Entre el 30 y el 31 de mayo las empresas del Grupo presentaron el desistimiento solicitado. En el caso en particular de Endesa Costanera la Secretaría de Energía debía definir ciertos aspectos remunerativos con motivo de la coexistencia del nuevo régimen establecido por la Resolución y los Contratos de Disponibilidad de Equipamiento Ciclos Combinados y Turbovapor en el MEM. A la fecha de cierre de la Memoria, la sociedad se encontraba a la espera de una respuesta de la Secretaría de Energía respecto de las solicitudes presentadas en el marco de la Resolución.



Distribución eléctrica Argentina

Energis participa en la distribución de energía eléctrica a través de su filial Edesur, en la cual posee, directa e indirectamente, el 71,6% de la propiedad.

La participación de mercado de nuestra filial en Argentina, en cuanto a ventas físicas se refiere, se situó en aproximadamente 20%.

Otras distribuidoras del sistema eléctrico argentino son: Empresa Jujena de Energía (EJESA), Empresa de Distribución de Energía de Tucumán (EDET), Empresa Distribuidora de Energía de Santiago del Estero (EDESE), Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte (EDENOR) y Empresa de Distribución de la Plata (EDELAP).

Edesur

Edesur tiene como objeto principal la distribución y comercialización de energía eléctrica en la zona sur del gran Buenos Aires, comprendiendo dos terceras partes de la ciudad de Buenos Aires y doce partidos de la provincia de Buenos Aires, abarcando 3.309 km², por un periodo de 95 años a partir del 31 de agosto de 1992.



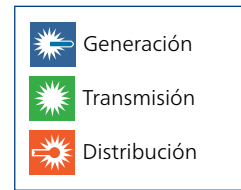
Dicho periodo consiste en uno inicial de 15 años y ocho adicionales de 10 años cada uno. Con fecha 5 de febrero de 2007, el Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE) resolvió extender el periodo inicial por cinco años adicionales, a partir de la finalización del proceso de Renegociación Tarifaria Integral (RTI).

El contrato de concesión establece la obligación de Edesur de suministrar electricidad a petición de los propietarios o habitantes de las propiedades dentro de su área de concesión, cumplir con ciertas normas de calidad referentes a la electricidad suministrada, cumplir con exigencias operacionales con respecto al mantenimiento de los activos de distribución y facturar a los clientes sobre la base de mediciones efectivas.

En 2013, Edesur entregó servicio de energía eléctrica a 2.444.013 clientes, cifra que permaneció prácticamente invariable respecto al año anterior. Del total, 87,6% son clientes residenciales, 11,1% comerciales, 1,0% industriales y 0,3% otros usuarios.

Las ventas de energía ascendieron a 18.137 GWh, cifra que representó un aumento de 2,2% respecto al año anterior. Esta se distribuyó en 43,3% al sector residencial, 24,4% al segmento comercial, 7,8% al sector industrial y 24,5% en otros.

El índice de pérdidas de energía alcanzó 10,8% durante 2013.



Brasil

Generación eléctrica

Enerjis participa en la generación eléctrica a través de Endesa Brasil y sus filiales Endesa Cachoeira y Endesa Fortaleza.

Estas dos centrales, una hidroeléctrica y la otra térmica, suman una potencia total de 987 MW, representando cerca del 1% de la capacidad del SIN brasileño.

La generación eléctrica del Grupo en Brasil alcanzó los 4.992 GWh, logrando cerca del 1% del total generado en ese país, siendo la producción hidroeléctrica un 48% del total generado por el Grupo Enerjis en Brasil.

Por su parte, las ventas físicas de energía llegaron a los 6.827 GWh, cerca del 1.5% del total vendido en el sistema brasileño.

Otras generadoras conectadas al SIN brasileño son: CHESF, Furnas, Cemig, Electronorte, Cesp, Copel, Eletrobras y Eletropaulo.

Endesa Cachoeira

Se ubica en el Estado de Goiás, a 240 km al sur de Goiânia. Posee diez unidades con un total de 665 MW de capacidad instalada. Es hidroeléctrica de pasada y utiliza las aguas del río Paranaíba.

La generación neta durante 2013 fue de 2.404 GWh, mientras que las ventas alcanzaron los 3.564 GWh.

Endesa Fortaleza

Se ubica en el municipio de Caucaia, a 50 km de la capital del estado de Ceará. Es una central térmica de ciclo combinado de 322 MW que utiliza gas natural, y tiene capacidad para generar un tercio de las necesidades de energía eléctrica de Ceará, que alberga una población de aproximadamente 8,2 millones de personas.

Construida en un área de 70 mil metros cuadrados, forma parte de la infraestructura del Complejo Industrial y Portuario del Pecém, en el municipio de Caucaia, e integra el Programa Prioritario de Termoelectricidade (PPT) del gobierno federal. La localización es estratégica para impulsar el crecimiento regional y viabilizar la instalación de otras industrias. Sus principales clientes son Coelce y Petrobras.

La generación eléctrica de 2013 fue de 2.588 GWh, mientras que sus ventas alcanzaron los 3.262 GWh.

Terrenos reservados para proyectos futuros

En la ciudad de Caucaia, estado de Ceará, se encuentra reservado un terreno de 34 hectáreas para el desarrollo de la UTE Carnaúba. El terreno es propiedad de Endesa Fortaleza, que cedió los derechos de uso a Endesa Brasil en régimen de comodato, con un plazo de 30 años a partir de 2013.

Por otra parte, en la ciudad de Macaé, estado de Rio de Janeiro, se cuenta con un terreno de 75 hectáreas, propiedad de Endesa Brasil, para un nuevo proyecto termoeléctrico.

Transmisión eléctrica

El Grupo Enerjis también participa en la transmisión y comercialización de electricidad en Brasil por medio de la línea de interconexión entre Argentina y Brasil, a través, de la empresa CIEN, donde posee un 54.30% de la propiedad.



Distribución eléctrica Brasil

Energis participa en la distribución a través de Endesa Brasil y sus filiales Ampla y Coelce.

Energis posee directa e indirectamente el 91,6% y 49,2% de la propiedad de dichas compañías, respectivamente.

La participación de mercado de nuestras filiales en Brasil, en cuanto a ventas físicas se refiere, se situó en aproximadamente 6%.

En Brasil, las distribuidoras que componen el sistema eléctrico totalizan 64 compañías, entre ellas: CPFL, Brasileña de Energía, AES Elpa, Cemig, Light, Coelba y Copel.

Endesa CIEN

La Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN) es una empresa de transmisión de energía de Brasil. Su complejo está formado por dos estaciones de conversión de frecuencia Garabi I y Garabi II, que convierten en ambos sentidos las frecuencias de Brasil (60 Hertz) y Argentina (50 Hertz), y las líneas de transmisión. En el lado argentino, son administradas por dos subsidiarias: la Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (CTM) y la Transportadora de Energía S.A. (TESA), en ambas Endesa CIEN mantiene control de 100,0% del capital.

El sistema de interconexión consiste de dos líneas de transmisión, con extensión total de 1.000 kilómetros, y la Estación Convertora de Garabi.

El 5 de abril de 2011 fueron publicadas en el diario oficial las portarías que definen el valor anual de la Remuneración Anual Permitida (RAP) para CIEN. Con ello, el regulador equipara a CIEN (cuyos activos se componen de las líneas Garabi 1 y 2) a los concesionarios de servicio público de transmisión. La RAP anual total es reajustada anualmente, y se realizarán procesos de revisiones tarifarias a cada 4 años. A partir de abril 2011 por tanto, CIEN quedó oficialmente autorizada para recibir pagos bajo este nuevo enfoque de negocio.

Ampla

Ampla es una compañía de distribución de energía con actuación en un 73,3% del territorio del Estado del Río de Janeiro, lo que corresponde a un área de 32.613 km². La población alcanza a aproximadamente 8 millones de habitantes, repartidos en 66 municipios, de los cuales, destacan: Niteroi, São Gonçalo, Petrópolis, Campos y Cabo Frío.

Durante 2013, Ampla entregó servicio de energía eléctrica a 2.801.427 clientes, un 3,3% más que en 2012. Del total, 90,5% corresponden a clientes residenciales, 6,1% a comerciales, y 3,4% a otros usuarios.

La compañía distribuyó 11.049 GWh a sus clientes finales, lo que representó un aumento aproximado de 2,2% respecto a 2012. Del total de energía distribuida, un 40,8% correspondió a usuarios residenciales, 19,3% a comerciales, 8,3% a clientes industriales y 31,6% a otros usuarios (que incluyen clientes de peajes con 14,4%).

Desde 2003, Ampla actúa con gran énfasis en el combate al hurto de energía con reducción de 4,01 puntos porcentuales en este indicador (de 23,64% a 19,8%). La reducción sostenible sólo es posible debido al conjunto de resultados positivos obtenidos con los proyectos desarrollados por Ampla (uso de tecnología y actuación social). Durante varios años, la empresa ha ganado una serie de premios que indican la excelencia de sus proyectos.

del evento es divulgar proyectos y mejores prácticas del sector. Creado en 2006, el Proyecto Energía Social de Coelce, lleva a las comunidades del Estado de Ceará la valoración de la cultura y arte local. El objetivo es la generación de renta y mejoras de vida en las comunidades, a través de la capacitación y profesionalización del trabajo de nuestros artesanos.



Sin embargo, las pérdidas de energía siguen representando uno de los principales desafíos de Ampla. En 2013 cerró con un ligero aumento de 0,02 puntos porcentuales, pasando de 19,6% a 19,8%.

Coelce

Es la compañía de distribución eléctrica del Estado de Ceará, en el noreste de Brasil, y abarca una zona de concesión de 149 mil km².

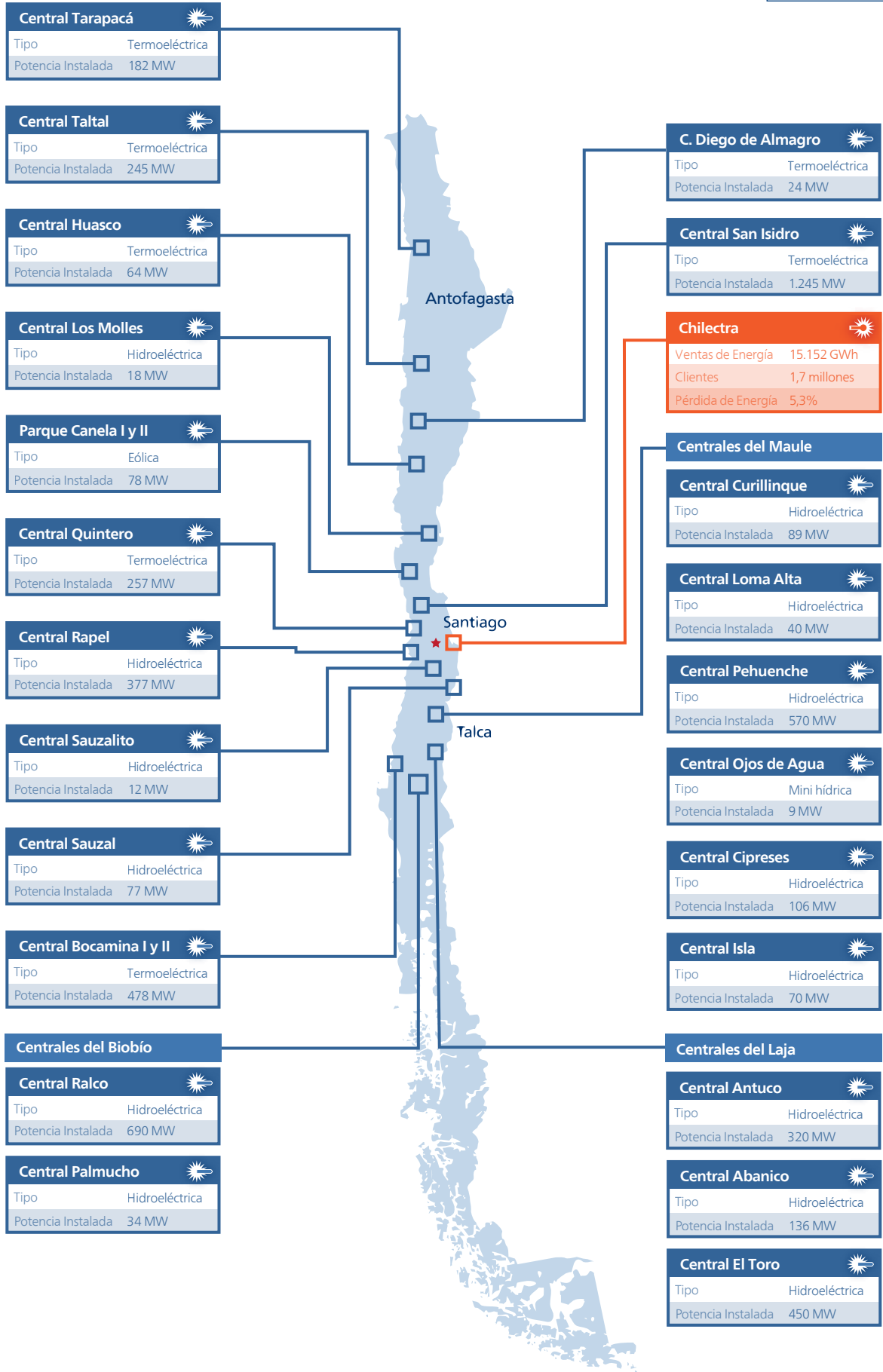
La empresa atiende a una población de más de 8 millones de habitantes.

Cabe destacar, que Coelce fue clasificada con el Proyecto Energía Social para el Premio COGE 2013 en la categoría Responsabilidad Social. En su 13ª edición, hubo la participación de 66 proyectos de 32 empresas del sector eléctrico brasileño. El objetivo



Durante la premiación de la Abradee 2013, Coelce fue elegida por 8º año consecutivo la Mejor Empresa de Distribución de Energía de la región Nordeste. Además, la compañía fue la 3ª Mejor de Brasil y está entre las 5 mejores del país en Responsabilidad Social, Gestión Operacional y Gestión Económico-Financiera.

Al cierre de 2013, los clientes alcanzaron a 3.500.155, lo que representó un aumento del 4,9% del número de clientes existentes a igual fecha del año anterior. La clasificación por tipo de clientes indica que el 77,7% son residenciales, el 6,4% de clientes comerciales, y el restante 15,9% se compone de otros clientes donde destacan los rurales. La energía vendida en 2013 fue de 10.718 GWh, representando un crecimiento del 8,5% cuando es comparada con las ventas del año de 2012. Las clases de consumo que influyeron en este crecimiento fueron: clientes residenciales con crecimiento de 34,6%, debido a la escases de lluvias durante este año que incentiva el uso de bombas eléctricas para regadío. Luego, clientes de Peajes con crecimiento de 12,5%, comerciales con 18,2%, industriales 10,9% y otros clientes con 23,8%



Chile

Generación eléctrica

Enersis participa en el sector de generación eléctrica a través de Endesa Chile y sus filiales, constituyéndose como la empresa de generación eléctrica más importante del país en términos de capacidad instalada, en la cual Enersis posee directamente el 60% de la propiedad.

Endesa Chile y sus filiales y sociedades de control conjunto, en Chile, cuentan con un parque generador compuesto por 103 unidades distribuidas a lo largo del Sistema Interconectado Central (SIC), y 2 unidades en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

La generación de electricidad del Grupo Enersis en Chile alcanzó los 19.675 GWh en 2013, siendo un 51% hidroeléctrica. Por su parte, las ventas físicas de energía en Chile sumaron 20.406 GWh, equivalente a un 29% del total vendido por el Grupo en América Latina.

En Chile, otras generadoras son: AES Gener, Colbún, EC-L y Norgener.

Endesa Chile

Endesa Chile y sus filiales y sociedades de control conjunto, en Chile, cuentan con un parque generador compuesto por 103 unidades distribuidas a lo largo del Sistema Interconectado Central (SIC), y 2 unidades en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

Las ventas de energía eléctrica de Endesa Chile y de sus empresas filiales en el SIC alcanzaron 19.387 GWh en 2013. Este volumen representa una participación de 41% en las ventas totales del SIC, incluidas las ventas a clientes y las ventas netas en el mercado spot. Las ventas a clientes regulados representaron 76%, a clientes libres 17%, y 7% correspondió a operaciones netas en el mercado spot. Asimismo, las ventas de energía eléctrica de la filial Celta, en el SING, alcanzaron a 1.019 GWh en 2013, que representaron una participación de 7% en las ventas totales de dicho sistema eléctrico.

Escenario operacional y comercial

Eventos que influyeron en el desempeño operacional y comercial

Durante el año 2013, el Sistema Interconectado Central (SIC) suma su cuarto año consecutivo de sequía, con una persistencia también, como años anteriores, de altos precios de los combustibles utilizados para la generación eléctrica, lo que implicó que se siguieran registrando altos costos de generación eléctrica, pese a que el ingreso de 969 MW en centrales a carbón en el segundo semestre de 2012 y el 2013 (Santa María, Bocamina II y Campiche) permitieron aliviar parcialmente, la situación de abastecimiento del sistema, debido a que son unidades de bajo costo de producción y alto factor de planta (producción constante, que en el caso de Bocamina II implica inyectar al sistema 8.400 MWh/día). Asimismo, contribuyó a no presionar al alza de estos costos un crecimiento moderado de los consumos, que resultó ser de 3,5% en relación con el consumo del 2012, tasa de crecimiento que fue menor a la prevista para 2013, que era del orden de 5,6%.

Sin duda, esta secuencia de años secos ha tenido impacto en el margen de la compañía durante 2013, pero es importante destacar las fortalezas operacionales que Endesa Chile posee para enfrentar esta situación adversa, a saber: i) dispone de un parque de generación de gran tamaño, variado y competitivo, compuesto principalmente por centrales hidroeléctricas y térmicas eficientes, lo que le permite mantener un perfil promedio de bajos costos de operación; ii) la política comercial de la compañía, la cual ha sido diseñada y aplicada siempre acorde con su parque generador y con la realidad actual y prevista para el mercado eléctrico nacional. Ello ha significado una preocupación permanente de Endesa Chile de establecer una política comercial de tipo equilibrada, que pretende conjugar una condición de baja exposición al riesgo hidrológico con una rentabilidad adecuada; para lo cual dicha política contempla comprometer contratos con un nivel de energía acorde con el tamaño y composición del parque generador, mantener una cartera diversificada de clientes y aplicar una política de precios que le permitida sostener los márgenes aún en situaciones de hidrología seca y altos costos marginales en el mercado spot, como los que se han observado este

2013; y iii) una política de explotación cuyo objetivo ha sido mantener permanentemente altos estándares de calidad y disponibilidad operacional de las instalaciones de la compañía, junto con diseñar y aplicar los planes de modernización necesarios para mantener actualizadas las condiciones operativas de sus equipos en niveles óptimos.

Condición hidrológica en el SIC

El año 2013 comenzó con un deshielo de características secas y sin precipitaciones hasta inicios de mayo, fecha en que se inicia un periodo muy breve de lluvias de mayor intensidad, el que se extendió hasta principios de junio. Posteriormente, se registraron precipitaciones ocasionales, de baja intensidad, todo lo cual configuró un año de características secas. Los dos primeros trimestres de 2013 fueron los más secos, con probabilidades de excedencia acumulada de afluentes de 93% y 82%, mejorando durante el tercer trimestre debido a precipitaciones ocurridas en el mes de septiembre, de características cálidas y con isoterma cero alta, lo que produjo un derretimiento de nieve poco usual, lo que provocó un aumento considerable del caudal afluente en ese periodo, dejando como resultado un deshielo muy escaso para el siguiente. En consecuencia, como resultado general de la condición hidrológica cabe señalar que 2013 se configuró como un año seco, con una probabilidad de excedencia acumulada de afluentes que se situó cercana al 84%.

Generación y costos de suministros en el SIC

La condición seca que se repitió el 2013, implicó nuevamente un abastecimiento con una alta proporción de generación térmica que correspondió al 59,6% del suministro total del SIC, porcentaje que fue mayor al 57,4% del año 2012. En esta generación térmica, el combustible preponderante fue el carbón, que representó 37,3% del total del SIC, cifra bastante superior al 29,1% del año anterior, debido al ingreso de las nuevas centrales a carbón antes mencionadas. En participación le siguió la producción con GNL, con un 19,5% y finalmente, con una participación muy menor, se ubicó el petróleo con el 2,8% del total.

Por su parte, la generación hidroeléctrica continuó disminuyendo su participación en la producción del SIC, representando sólo un 39,4 % de su generación total, frente al 41,9% de 2012 y al 44,7% del 2011. Ello debido a que los embalses se mantuvieron operando con bajos niveles de cota, con leves recuperaciones en los meses en que ocurrieron precipitaciones. Particularmente, los embalses de regulación anual, tales como el Lago Laja y Laguna del Maule, continuaron operando gran parte del año en la zona de mayor restricción de extracciones.

La generación eólica representó un porcentaje de 1,1%, un poco superior al 0,8% de 2012.

En relación con la producción de energía del SIC, Endesa Chile tuvo una participación de un 39% del total, con un aporte hidroeléctrico de 52% y un aporte térmico de 30%. En la producción térmica, la compañía tuvo una participación mayoritaria de GNL, que representó el 60% del total, siendo menor su contribución en la generación con carbón (16%) y petróleo (9%). En la generación eólica, la contribución de Endesa Chile fue de 29% en relación con el total eólico del sistema.

Los altos niveles de costos de generación durante 2013 debido a la mayor participación de generación térmica en la matriz de producción, redundaron a su vez en elevados precios de la energía en el mercado spot, aunque inferiores, en promedio, a los observados el año 2012. Al respecto, cabe mencionar que si bien el costo marginal horario promedio anual en el nudo Alto Jahuel - 220 kV registró una

disminución del orden de 21% (de un valor promedio de 195 US\$/MWh el 2012 pasó a un valor de 154 US\$/MWh el 2013), dicha disminución se explica en gran parte por la mayor generación hidroeléctrica ocurrida los últimos cuatro meses del año, debido a los mayores caudales disponibles a raíz de los deshielos cálidos que se registraron en ese periodo. En efecto, hasta el mes de agosto, el promedio acumulado del valor de costo marginal de 2013 observaba una disminución bastante menor (6%) que el valor promedio del mismo periodo de 2012.

Aspectos regulatorios asociados al sector eléctrico: proyectos de ley y reglamentos

Dos leyes de significación para el sector eléctrico fueron promulgadas durante el año 2013:

Ley de Concesiones Eléctricas (Ley N°20.701) que fue promulgada el 14 de octubre, cuya aplicación tiene el objetivo de agilizar la tramitación y los plazos asociados a las concesiones eléctricas, en las diferentes fases contempladas en los procesos de tramitación de los proyectos eléctricos. Esta norma dispone de medidas que hacen más expeditos los procedimientos de otorgamiento de concesiones, con lo que se espera una reducción de los plazos de construcción de los proyectos de transmisión, cuya demora actualmente constituye un freno para la operación económica y fluida del suministro eléctrico entre las diferentes zonas del país.

Con fecha 22 de octubre se publicó la Ley N°20.698 que modifica la Ley N°20.257 sobre ERNC. En lo principal se define una nueva obligación de suministro con ERNC que implicó aumentar de un 10% la obligación de suministro con ERNC de la energía comercializada, la que debía alcanzarse, en forma gradual, el año 2024, a un nuevo valor definido de 20% que debe alcanzarse, también gradualmente, en el año 2025. Además se establece un mecanismo de licitaciones anuales y públicas exclusivas para ERNC con la finalidad de dar cumplimiento a la obligación anual de suministro con ERNC. Dichas licitaciones estarán a cargo del Ministerio de Energía y los participantes ERNC competirán por precio (precio de la energía) por los bloques que se liciten, lo que les permitirá vender a un precio estabilizado, con un tope máximo definido en la propia ley. Esta nueva norma permite incentivar la incorporación de estas tecnologías de generación y hacerlo de una forma más competitiva.

Sigue en el debate legislativo el proyecto Carretera Eléctrica, que dispone de medidas que permiten facilitar el desarrollo en los sistemas de transmisión troncal y ramales adicionales, que contempla diseño con mayores holguras de capacidad y cuyos costos serán remunerados en forma compartida entre los diferentes usuarios que resulten beneficiados. El principal propósito de este proyecto es incentivar el desarrollo futuro de polos de generación o demanda en diferentes zonas del país, principalmente energías renovables, incluida la hidroelectricidad.

Durante 2013, también se tramitó el proyecto de ley de interconexión eléctrica, el cual permite incluir dentro de la planificación del sistema de transmisión troncal, la interconexión entre dos sistemas eléctricos como son el SIC y el SING, a diferencia de la regulación vigente, que para su desarrollo se requiere del acuerdo entre agentes privados interesados, dentro de un procedimiento de negociación abierta. A fines de 2013, este proyecto se encontraba en una avanzada etapa de aprobación en el Congreso.

Por otra parte, dentro de las normas de rango reglamentario, durante 2013 se promulgaron los siguientes reglamentos: i) El 24 de abril se promulgó el reglamento de precios de nudo, en el cual se explicita y detalla procedimientos de cálculo y de provisión de la información requerida para la determinación de los precios de venta a los clientes regulados y ii) El 5 de agosto se publicó una modificación al reglamento de los Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), cuyo objetivo es fortalecer la autonomía y áreas operativas de esta entidad para ejercer sus funciones, para lo cual dispone cambios, principalmente, en la composición del Directorio de este organismo (de 10 a 5 miembros) y la modalidad para elegir a sus miembros (independientes de las empresas integrantes); una redefinición de los segmentos de generación y la creación de una nueva unidad operativa (Dirección de Planificación y Desarrollo) con la finalidad de apoyar el análisis y coordinación de los proyectos eléctricos que se desarrollan en los sistemas.

Acciones de Endesa Chile durante 2013

En la explotación de las instalaciones

- Los índices de asociados a prevención de riesgos continúan mejorando. Respecto al 2012, el índice de frecuencia disminuyó en 0,56%, el de frecuencia y gravedad disminuyó en 1,15 %, reflejándose en una disminución del 50% del número de accidentes con días perdidos.
- El 22 de diciembre, entró en servicio el filtro de mangas de central Tarapacá. Esto permitió cumplir la nueva norma de emisiones que, respecto a material particulado, la que entró en vigencia el día 23 de diciembre. El nivel de emisiones alcanzó a un tercio del límite de la norma.
- En el mes de julio se verificó mediante la tercera de cuatro auditorías externas, el cumplimiento del 100% de las acciones comprometidas en el acuerdo de Producción Limpia (APL) de la zona industrial Puchuncaví-Quintero.
- En el mes de diciembre finalizó la construcción de la laguna de enfriamiento piloto de 5000 m² en central San Isidro, construida por Crystal Lagoons. Esta laguna tiene el propósito de verificar la factibilidad de aplicar esta tecnología para mejorar la eficiencia del proceso de refrigeración de centrales térmicas.
- Durante el año se puso en servicio en todas las centrales térmicas el sistema de monitoreo continuo de emisiones (CEMS) que exige la nueva norma de emisiones de centrales termoeléctricas. Los sistemas están en proceso de validación para su posterior certificación por parte del Servicio de Medio Ambiente.

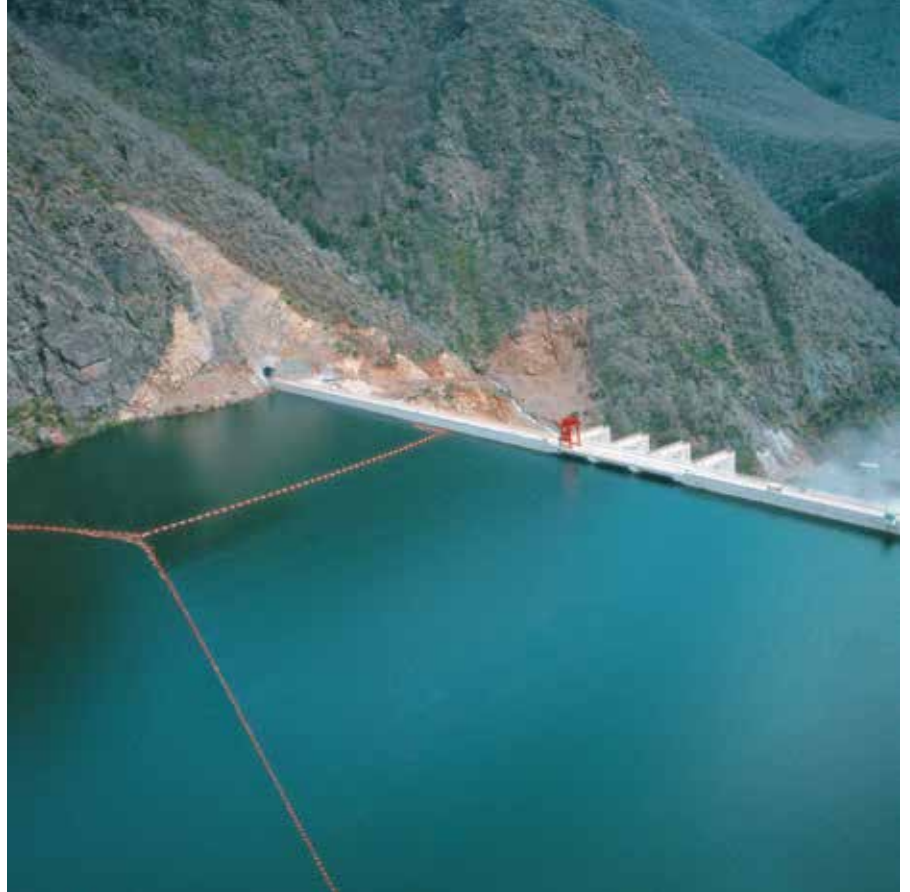
- En el marco de la Ley de Embalses, que declaró al embalse Ralco como de control de crecidas, se realizó una simulación de crecida (días 23 a 30 de agosto), exigencia presente en el protocolo de comunicaciones entre Endesa Chile y ONEMI. En la simulación, en la que participaron la ONEMI, DGA y Endesa Chile, se probaron los sistemas de comunicación, traspaso de información y proceso de toma de decisiones.
- La generación en conjunto de los dos ciclos combinados de la central San Isidro fue la más alta de su historia, alcanzando una producción de 5.607 GWh. Esto gracias al récord de generación que logró el ciclo N°1, con 2.591 GWh, y la alta generación del ciclo N°2, 3.016 GWh.

En el ámbito comercial

Las acciones comerciales realizadas por Endesa Chile durante 2013 estuvieron alineadas con su política comercial, cuyo propósito fue conciliar el logro conjunto de los siguientes objetivos: mantener el liderazgo en la industria, administrar adecuadamente el riesgo y la rentabilidad de la compañía en la condición desfavorable de 2013 para el SIC, cumplir con las acciones de su política permanente de fidelización con clientes y lograr una mayor eficiencia en la gestión comercial interna.

Respecto de la gestión de contratos con clientes:

- En el marco del Proceso de Licitación de Suministro SIC 2013/01 realizado en noviembre de 2013, Endesa Chile se adjudicó 3.500 GWh/año, que tienen por objeto garantizar el suministro de energía a los clientes regulados de las empresas distribuidoras del SIC, para el periodo diciembre 2013 a diciembre de 2024. La adjudicación mencionada se traducirá en una serie de contratos de suministros con las licitantes (en elaboración) con una duración de 11 años a un precio indexado de US\$ 129 / MWh.
- De acuerdo con lo que estaba previsto contractualmente, durante 2013 se finalizaron los siguientes suministros: i) el 31 de marzo, el contrato con Codelco División Salvador y con EMELAT para el suministro de su cliente Kozán; ii) el 31 de diciembre, los contratos con los clientes Mantoverde (filial de Angloamerican), CMPC (para sus plantas Laja, Santa Fe, Pacífico e Inforsa), CMPC Cartulinas (Valdivia), y con Río Maipo (para el bloque variable) y iii) con CGE para abastecer a su cliente EFE.



Respecto de los hitos 2013 del área Clientes:

- En noviembre se realizó el “IX Seminario con Clientes de Endesa y Filiales”, que contó con una alta participación de diferentes clientes de las compañías del Grupo. Se realizaron charlas relativas a: i) situación de abastecimiento; ii) Proyecto Punta Alcalde y iii) Matriz Energética y Shale Gas.
- Durante agosto y septiembre, se realizaron los Seminarios con Clientes en La Serena, Concepción y Valdivia, que fueron muy bien acogidos por ellos.
- En octubre se realizó la visita con clientes a la central eólica Canela.
- Se avanzó en el desarrollo de la implantación del nuevo sistema de facturación a clientes SAP-ISU.
- Durante el mes de noviembre, se realizó la encuesta de satisfacción de clientes 2013. El resultado final del ISC fue de 16,8, lo que indica una percepción favorable de nuestros clientes si se compara con el resultado del año anterior (ISC 16,6). Los aspectos mejor evaluados, al igual que en años anteriores, fueron el staff comercial y el proceso de facturación. Buena opinión de los clientes respecto de los ejecutivos de clientes y del staff comercial en general. Lo mismo para el equipo de operaciones comerciales por el tema facturación que cada vez se torna más complejo y engorroso y donde a pesar del cambio de los profesionales se ha mantenido un muy buen nivel de eficiencia.

Proyectos en estudio de Endesa Chile

Central Hidroeléctrica Los Cóndores

El proyecto Central Hidroeléctrica Los Cóndores se emplazará en la Región del Maule, Provincia de Talca, Comuna de San Clemente. Contempla la construcción de una central hidroeléctrica de pasada de aproximadamente 150 MW de potencia instalada, con una generación media anual de 560 GWh, que aprovecharía las aguas del embalse Laguna del Maule, mediante una aducción de 12 kilómetros de longitud. La central se conectaría al SIC mediante un enlace de doble circuito en 220 kV entre la Central Los Cóndores y la S/E Ancoa, con una longitud de 90 kilómetros, aproximadamente.

El proyecto de generación cuenta con aprobación ambiental desde noviembre de 2011. En cuanto a la línea de transmisión, en mayo de 2013, se obtuvo una modificación de la aprobación ambiental para la línea que une la central generadora con el SIC. En noviembre de 2013, se obtuvo el Permiso de Obras Hidráulicas que autoriza la intervención de cauces para la construcción de la central.

Central Hidroeléctrica Neltume

El proyecto Central Hidroeléctrica Neltume se emplazará en la Región de Los Ríos, Provincia de Valdivia, Comuna de Panguipulli. La iniciativa prevé la construcción de una central hidroeléctrica de pasada de 490 MW de potencia instalada, con una generación media anual de 1.885 GWh, que aprovecharía el potencial energético existente entre los lagos Pirehueico y Neltume. La central se conectaría al SIC en la zona de Pullinque, mediante una línea de transmisión de doble circuito en 220 kV.



El proyecto se encuentra con la ingeniería básica finalizada y en proceso de evaluación ambiental por parte del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de la Región de los Ríos. En noviembre y diciembre de 2013 se presentaron, respectivamente, la Adenda N°4 al EIA del proyecto de generación y la Adenda N°4 al EIA del proyecto de transmisión.

También, durante el segundo semestre de 2013, el SEA dio inicio a los procesos de consulta a las comunidades indígenas territorialmente presentes en la zona, tanto para la central como para la línea de transmisión, de modo de conocer su posición respecto de ambos proyectos y dar cumplimiento al Convenio N°169 de la OIT.

Central Termoeléctrica Punta Alcalde

El proyecto Central Termoeléctrica Punta Alcalde se emplazará en la Región de Atacama, Provincia y Comuna de Huasco, a 13 kilómetros al sur de esta localidad. La iniciativa prevé la construcción de una central termoeléctrica que utilizará como combustible principal carbón bituminoso. Contará con dos bloques de potencia instalada de 370 MW cada uno. La central se conectaría a la subestación troncal Maitencillo mediante un sistema de transmisión de doble circuito en 220 kV y 40 km de longitud aproximada.

En 2009, Endesa Chile presentó el proyecto al Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental. En junio de 2011, se produjo un cambio normativo en las exigencias de emisiones,

lo que llevó a incorporar cambios en el proyecto. El 25 de junio de 2012, la CEA (Comisión Evaluación Ambiental) de la Región de Atacama rechazó el proyecto, tras lo cual Endesa Chile presentó un Recurso de Reclamación ante el Comité de Ministros.



El día 3 de diciembre de 2012, por votación unánime, el Comité de Ministros decidió revertir la decisión de la CEA de la Región de Atacama, aprobando ambientalmente el proyecto. A comienzos de 2013, se interpusieron cuatro acciones judiciales (recursos de protección) en contra de la resolución del Comité de Ministros, los que fueron acogidos por la Corte de Apelaciones en agosto de 2013. A diciembre de 2013, la causa se encontraba en la Corte Suprema, a la espera de sentencia.

Por otra parte, a inicios de julio de 2013, se sometió a evaluación ambiental el proyecto de transmisión que conectaría la central generadora a la subestación Maitencillo del SIC.

Taltal, Cierre a Ciclo Combinado

Este proyecto se ubica en la localidad de Paposo, comuna de Taltal, II Región. Consiste en la instalación de una turbina a vapor para completar un ciclo combinado en la central Taltal, que se encuentra actualmente en servicio. La operación en ciclo combinado de esta central cuenta con una RCA favorable.



El proyecto de cierre del ciclo combinado utilizará las dos turbinas a gas existentes, de 123 MW cada una, y agregará una turbina a vapor de aproximadamente 120 MW. Con ello, la central Taltal quedará habilitada con una potencia neta total del orden de 370 MW y con un aumento de la eficiencia desde el actual 35% hasta un 50%, aproximadamente.

En diciembre de 2013, se ingresó a trámite una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) que optimiza ambientalmente el proyecto, sustituyendo el sistema de refrigeración con agua de mar que originalmente estaba considerado, por un sistema de refrigeración seco con aerofriadores.

La inyección de la energía de la central a ciclo combinado se realizará a través de la línea existente de doble circuito, en 220 kV, Paposo-Diego de Almagro.

Terrenos reservados para futuros proyectos

A diciembre de 2013, Endesa Chile mantiene bienes inmuebles (terrenos) por una superficie total de 250 hectáreas aproximadamente, destinados a ser utilizados en proyectos termoeléctricos e hidroeléctricos. Estos bienes se ubican en la Región de Atacama (208,9 hectáreas) y en la Región de Los Lagos (42 hectáreas).

Proyectos de empresas asociadas

HidroAysén

HidroAysén, sociedad en la que Endesa Chile tiene 51% del capital social y Colbún el 49% restante, se encuentra desarrollando un proyecto de construcción y operación de cinco centrales hidroeléctricas en los ríos Baker y Pascua, en la Región de Aysén.

Las centrales tendrán una potencia instalada total de 2.750 MW y una capacidad de generación media anual de 18.430 GWh, lo que equivale al 36% del consumo del Sistema Interconectado Central durante 2013, transformando con ello al proyecto HidroAysén en la iniciativa hidroeléctrica más importante que se haya desarrollado en Chile. La superficie total de embalse -considerando las cinco centrales- es de 5.910 hectáreas, con lo que el complejo hidroeléctrico califica como uno de los más eficientes del mundo, en términos de energía generada por unidad de superficie inundada.

Tal como lo dispone la Ley N°19.300, el proyecto HidroAysén ingresó su Estudio de Impacto Ambiental (EIA) a tramitación en agosto de 2008 y luego de tres años de una exhaustiva evaluación, obtuvo una Resolución de Calificación Ambiental favorable en mayo de 2011. Durante 2012, la empresa culminó un largo proceso judicial iniciado por opositores al proyecto, los que intentaron por esa vía detener la iniciativa. En abril de 2012 la Corte Suprema falló a favor de HidroAysén, rechazando los recursos presentados por organizaciones ambientalistas, los que anteriormente habían sido vistos por la Corte de Apelaciones de Coyhaique y luego en su similar de Puerto Montt, fallando a favor de la empresa. Con esto, el máximo tribunal del país validó la aprobación ambiental de HidroAysén.

Durante 2012, HidroAysén hizo una reestructuración de su plana ejecutiva y creó la Gerencia de Comunidad y Comunicaciones, con base en la Región de Aysén, con el fin de fortalecer los vínculos de la empresa con la comunidad y potenciar una política de transparencia, diálogo y comunicación directa con los vecinos.

En abril de 2013, HidroAysén comunicó a la opinión pública que se había concluido con éxito una primera etapa del desarrollo del proyecto, con la obtención de la aprobación ambiental de las cinco centrales, los estudios técnicos y de ingeniería necesarios para esta fase, y el fallo favorable y definitivo de la Corte Suprema, quedando solo pendiente

que el Comité de Ministros se reúna y resuelva las reclamaciones presentadas por la empresa y los opositores. En este contexto, la empresa anunció también una reestructuración de la organización para ajustarla a los desafíos de la nueva etapa de desarrollo. Concluido 2013, y habiéndose superado largamente los plazos legales para ello, el Comité de Ministros aún no había sido convocado para resolver los recursos de reclamación presentados.

La exitosa experiencia de diálogo "Casa a Casa" de 2012 llevó a profundizar el proceso durante 2013. Es así como en julio, se visitó el 60% de todos los hogares de Cochrane, Tortel y Villa O'Higgins de la Provincia de Capitán Prat; durante agosto, el 70% de los hogares de Puerto Río Tranquilo, Puerto Guadal, Bahía Murta, Puerto Bertrand y Cerro Castillo, en la Cuenca del Lago General Carrera; y a fines de 2013, se visitaron los hogares de Puerto Ibáñez además de una profundización en la ciudad de Coyhaique, lo que ha permitido cubrir a la fecha el 91% de los hogares.

Dando continuidad a su política de relaciones con la comunidad, durante 2013, HidroAysén mantuvo su compromiso con la educación en la región, entregando 100 becas anuales de enseñanza técnica superior a jóvenes de la región de Aysén y de la Provincia de Capitán Prat, logrando beneficiar -en los últimos cinco años- a cerca de 227 estudiantes.

En agosto de 2008, HidroAysén presentó un Estudio de Impacto Ambiental ante la correspondiente autoridad para iniciar la tramitación del proyecto. El 9 de mayo de 2011, HidroAysén recibió la Resolución de Calificación Ambiental favorable, con ciertas condiciones. En junio de 2011, HidroAysén presentó un recurso ante el Comité de Ministros, el cual consta de seis miembros del Gabinete y está presidido por el ministro de Medio Ambiente, solicitando la revisión de ciertas condiciones establecidas en la resolución. En paralelo, opositores al proyecto presentaron 34 reclamaciones, sumando la petición ante el Comité un total de 35 reclamaciones.

El 30 de enero de 2014, el Comité de Ministros se reunió para revisar las reclamaciones. El Comité solicitó información adicional y nuevos estudios sobre ciertos puntos, resolviendo sólo parte de las reclamaciones. En marzo de 2014, y ahora bajo la administración de la Presidenta Michelle Bachelet se convocó un nuevo Comité de Ministros, el cual ordenó la instrucción de un procedimiento de invalidación respecto de lo acordado por el Comité de Ministros en sesión del 30 de enero de 2014, bajo la administración del ex Presidente Sebastián Piñera. El nuevo Comité declaró que revisaría las reclamaciones y resolverá dentro del plazo de 60 días hábiles establecido por la ley. Actualmente, HidroAysén está a la espera de la decisión del Comité.



Chilectra

Chilectra es la empresa de distribución de energía eléctrica más grande de Chile en términos de ventas de energía. Opera en 33 comunas de la Región Metropolitana y su zona de concesión abarca más de 2.118 km², incluyendo

las áreas comprendidas por sus filiales, Empresa Eléctrica de Colina Ltda. y Luz Andes Ltda.

La compañía entregó servicio de energía eléctrica a 1.693.948 clientes, un 2,1% más que en 2012. Del total, 89,5% corresponden a clientes residenciales, 7,8% a comerciales, 0,7% a industriales y 2,0% a otros. Asimismo, durante

2013, Chilectra vendió 15.152 GWh a sus clientes finales, lo que representó un aumento de 4,9% respecto a 2012.

Durante el ejercicio, Chilectra cumplió satisfactoriamente el Plan de Pérdidas elaborado y puesto en práctica para dicho fin, alcanzando el mejor resultado de los últimos 9 años, disminuyendo las pérdidas en 0,05 puntos porcentuales respecto de 2012, registrando a diciembre un indicador TAM de 5,31%. Producto de lo anterior, Chilectra se posiciona como la empresa con menor nivel de pérdidas dentro del Grupo en Sudamérica.

Las tarifas de distribución se fijan cada cuatro años, sobre la base de estudios de costos realizados por empresas consultoras especializadas. La Comisión Nacional de Energía (CNE) establece áreas típicas de distribución, y de cada área típica selecciona una empresa de referencia, a partir de la cual los consultores deben diseñar una empresa modelo eficiente.

La última fijación de distribución esta vigente desde noviembre de 2012 para el periodo 2012-2016.

Distribución eléctrica Chile

Enersis participa en la distribución de energía eléctrica a través de su filial Chilectra, en la cual posee directamente, el 99,1% de la propiedad. La participación consolidada de mercado de nuestras filiales de distribución en Chile, Chilectra, Luz Andes y Colina, se situó en torno al 40%.

Según los reglamentos tarifarios que rigen las actividades de las distribuidoras eléctricas, el área de servicio de Chilectra se define como una zona de alta densidad e incluye todos los clientes residenciales, comerciales, industriales, estatales y aquellos que pagan peajes, entre otros. La Región Metropolitana constituye el área de mayor densidad poblacional de Chile y cuenta con la más alta concentración de actividades empresariales, parques industriales e instalaciones comerciales del país.

Otros grupo de distribuidoras de energía eléctrica que participan en el sistema eléctrico son: Chilquinta Energía, CGE Distribución, Sociedad Austral de Electricidad, Empresa Eléctrica de la Frontera y empresas distribuidoras menores y/o cooperativas eléctricas.



Central Termozipa	
Tipo	Termoeléctrica
Potencia Instalada	236 MW

Central Cartagena	
Tipo	Termoeléctrica
Potencia Instalada	208 MW

Central Paraíso	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	277 MW

Central Limonar	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	15 MW

Central Tequendama	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	20 MW

Central San Antonio	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	20 MW

Central Darío Valencia	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	50 MW

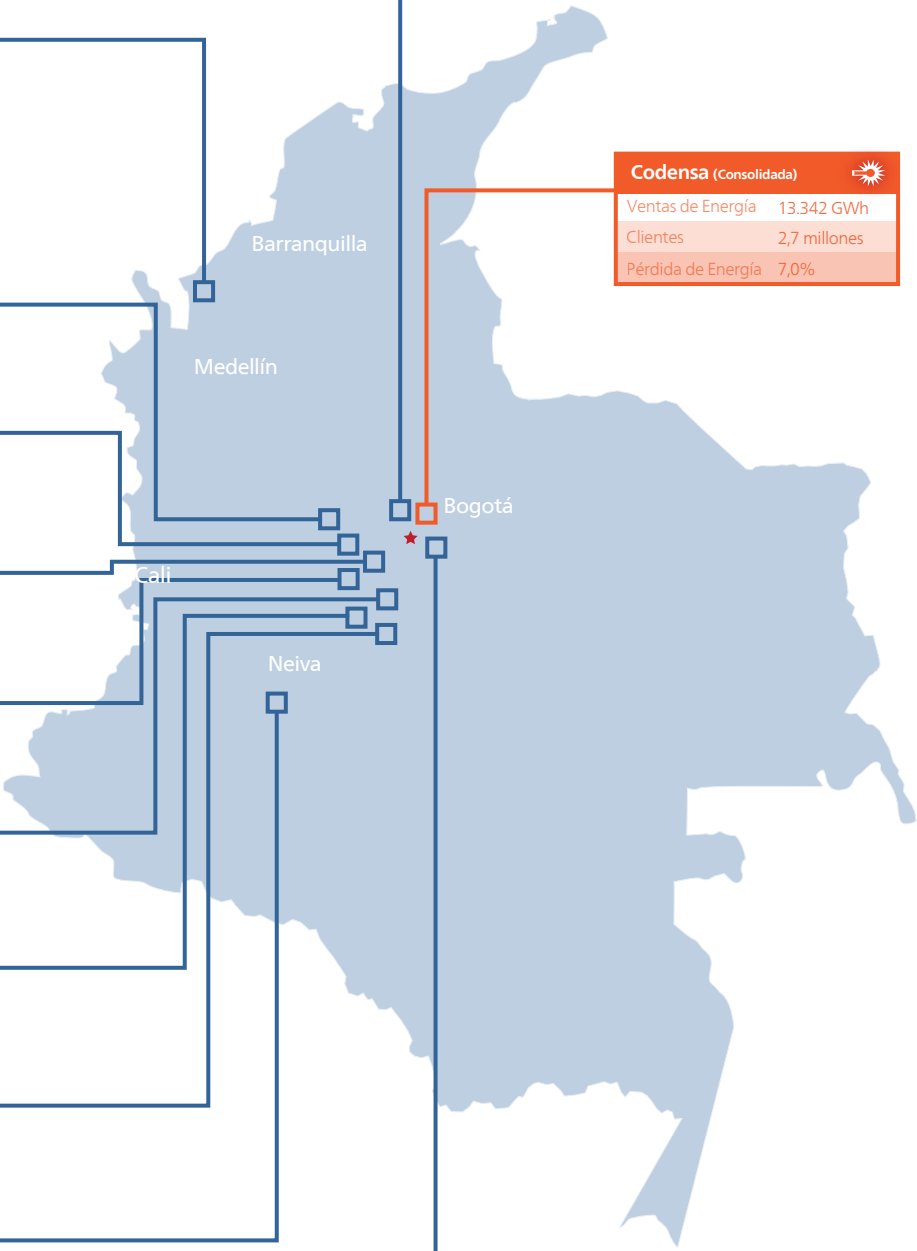
Central Charquito	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	20 MW

Central La Guaca	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	325 MW

Central Betania	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	541 MW

Central El Guavio	
Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	1,213 MW

Codensa (Consolidada)	
Ventas de Energía	13.342 GWh
Clientes	2,7 millones
Pérdida de Energía	7,0%



Colombia

Generación eléctrica

Enersis participa en la generación de energía eléctrica a través de Endesa Chile y su filial Emgesa, en la cual controla, directa e indirectamente, el 37,7% de la propiedad.

Esta empresa posee una potencia instalada que representó en 2013 el 20% de la capacidad de generación eléctrica de ese país.

La generación eléctrica del Grupo Enersis en Colombia alcanzó el 22% del total generado en dicho mercado. Por su parte, las ventas físicas de energía representaron el 18% del total vendido.

Otras generadoras conectadas al sistema eléctrico colombiano son: Empresa Pública de Medellín, Isagen, Corelca, EPSA y Chivor.

Emgesa

El 1 de septiembre de 2007 se llevó a cabo la fusión de las sociedades colombianas Emgesa S.A. E.S.P. y Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P., quedando esta última como sociedad absorbente, quien modificó su nombre a Emgesa S.A. E.S.P.

Es la mayor empresa de generación eléctrica de Colombia, situada en el entorno de la ciudad de Bogotá. La conforman once centrales que totalizan una potencia de 2.925 MW, entre las cuales se encuentra El Guavio, de 1.213 MW, la central hidroeléctrica más grande de ese país. De las once centrales existentes, nueve son hidroeléctricas y dos térmicas.

La generación neta fue de 12.811 GWh, mientras que las ventas totales alcanzaron 16.090 GWh.

Proyectos en construcción

Proyecto El Quimbo

El proyecto El Quimbo se emplaza al sur del departamento del Huila, al sureste de Bogotá, Colombia y se alimenta del caudal del río Magdalena. Contempla la construcción de una central hidroeléctrica de embalse de 400 MW de potencia instalada y una generación media anual de alrededor de 2.216 GWh.

El 25 de febrero de 2013, el Consejo de Administración aprobó la adjudicación del Contrato "Construcción Vías Sustitutivas y Puentes" al Consorcio Obras Quimbo, formado por las firmas PCM, CSS, Sonacol y CASS, el cual fue posteriormente aprobado por la Junta Directiva de Emgesa. Por otra parte, el 7 mayo de 2013, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) notificó la aprobación de la modificación de la Licencia Ambiental por la "Construcción de Vías Sustitutivas y Puentes", permitiendo a Emgesa despachar la Orden de Proceder al Consorcio Obras Quimbo para iniciar actividades. A principios de junio de 2013, se entregaron al contratista los predios requeridos para iniciar las obras.

Entre el 16 de agosto y el 9 de septiembre de 2013, se produjo un paro nacional agrario, donde las comunidades vecinas al proyecto se movilizaron efectuando bloqueos de vías y tomas de terrenos, los cuales obligaron a preparar un plan de contingencias dirigido a no detener las obras críticas del proyecto (rellenos presa, montaje puente grúa Casa de Máquinas), y a impedir el desabastecimiento del proyecto. Por otra parte, se mantuvieron las negociaciones con los contratistas principales, para lograr un programa vigente que unifique los programas correspondientes a los Contratos de Obras Civiles Principales y de Suministro y Montaje de Equipo Electromecánico.

Durante el año y de acuerdo a los compromisos de la Licencia Ambiental de El Quimbo, se han realizado los proyectos asociados a los núcleos de reasentamiento y sus respectivos distritos de riego y urbanización, ligados directamente a las condiciones aceptadas por los pobladores afectados por el proyecto y las necesidades planteadas por las autoridades locales.

Proyecto Salaco

A través de este proyecto se realizarán mantenimientos mayores y modernización de las plantas San Antonio, Limonar y La Tinta-La Junca para que entren a operar como centrales de despacho central filo de agua, como Salto II, Laguneta y Dario Valencia, respectivamente. Esto representará para Emgesa un crecimiento en potencia instalada de 144,8 MW adicionales y un incremento medio de energía esperado de generación de 482 GWh. Las centrales entrarán a operar con sus nombre originales Salto II (pasando de 19,4 MW a 35 MW); Laguneta (pasando de 18 MW a 36 MW) y Dario Valencia (pasando de 38,8 MW a 150 MW). El proyecto tiene duración de 24 meses.

El 6 de noviembre de 2013 entró en servicio la primera unidad modernizada del proyecto Salaco, correspondiente a la unidad 2 de la central filo de agua Darío Valencia Samper, con una capacidad instalada de 50 MW. Esta unidad generó 46,3 GWh desde su puesta en servicio hasta el 31 de diciembre.



Terrenos Reservados Para Futuros Proyectos

En Colombia actualmente no existen terrenos reservados para futuros proyectos.

Distribución eléctrica Colombia



Codensa

Distribuye y comercializa energía eléctrica en Bogotá y 103 municipios de los departamentos de Cundinamarca, Boyacá y Tolima, en un área de 14.087 km².

Desde 2001, Codensa se concentra principalmente en prestar servicios a clientes regulados aunque también atiende algunos clientes industriales, comerciales y de alumbrado público de municipios. Entregó servicio de energía eléctrica a 2.616.909 clientes, un 2,7% más que el año anterior. Del total, 88,6% corresponden a clientes residenciales, 9,6% a comerciales, 1,6% a industriales y 0,2% a otros.

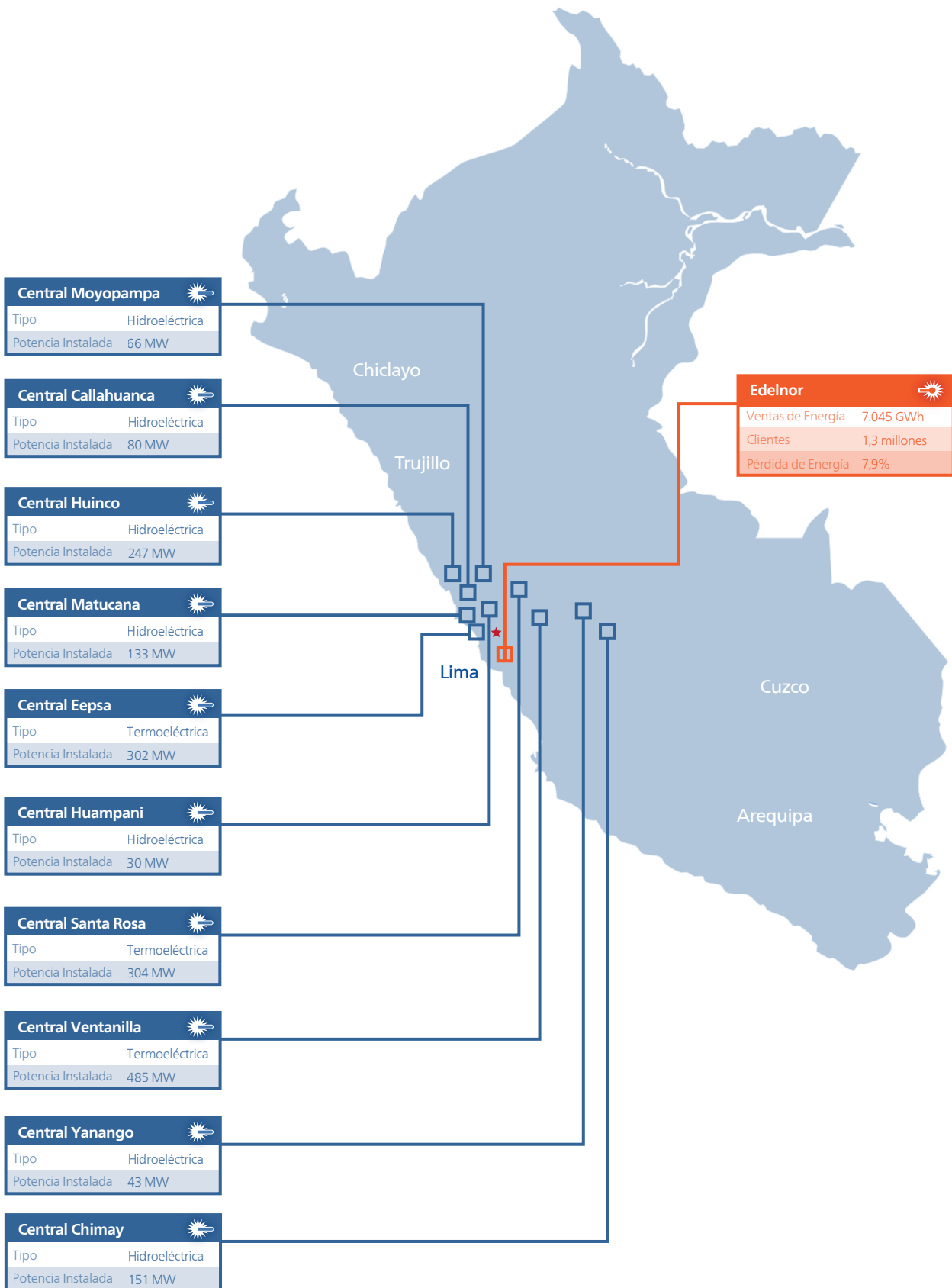
Energis participa en la distribución de energía eléctrica a través de su filial Codensa, en la cual posee, directa e indirectamente, el 48,4% de la propiedad.

La participación de mercado de nuestra filial en Colombia, en cuanto a ventas físicas se refiere, se situó en aproximadamente 16%. En Colombia, existen otras 31 distribuidoras que participan en el sistema eléctrico, entre las que se encuentran: EEP Medellín, Empresa Distribuidora del Pacífico y Electrificadora del Caribe.

Las ventas de energía alcanzaron 13.342 GWh, lo que representó un aumento de 2,9% respecto a 2012. Esta se distribuyó en 33,7% al sector residencial, 16,1% al segmento comercial, 6,5% al sector industrial y 43,7% a otros.

En cuanto al índice de pérdidas de energía, dicho indicador registró, nuevamente en 2013, una disminución desde 7,3% a 7,0%. La gestión para el control de las pérdidas se ha enfocado en la incorporación de nuevas tecnologías y técnicas para identificación de pérdidas, así como también, en el fortalecimiento de una relación cliente/ empresa basada en el conocimiento técnico y la transparencia de nuestras actuaciones.

Como parte del proceso de revisión de tarifas, el que se realiza cada cinco años, durante agosto de 2008, mediante la resolución 093, la CREG publicó la tasa de retorno que aplica en la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica, la que se fijó en 13% para los activos de subtransmisión y 13,9% para los activos de Media y Baja Tensión. En octubre de 2009, la CREG expidió la resolución N°100 fijando los cargos de distribución de Codensa para el periodo 2009-2013. Dicha resolución determinó una disminución del Valor Agregado de Distribución (VAD) del 4,2%.



Perú

Generación eléctrica

Enerjis participa en la generación de energía eléctrica a través de Endesa Chile y su filial Edegel, en la cual controla, directa e indirectamente, el 37,5% de la propiedad. Adicionalmente, Enerjis controla en forma directa el 96.5% de la Empresa Eléctrica de Piura (EEPSA).

A través de sus dos filiales, Enerjis posee una potencia instalada de 1.842 MW en Perú, cifra que representó el 24% de la capacidad instalada de Perú, la cual totaliza 7.814 MW. En términos de generación de energía, el Grupo Enerjis alcanzó un 21,4% del total generado en ese país.

En Perú, otras generadoras conectadas al sistema eléctrico son: Electroperú, Enersur y Kallpa Generación.

Edegel

Se ubica en el entorno de la ciudad de Lima. La conforman siete centrales hidráulicas y dos centrales térmicas, que totalizan una potencia de 1.540 MW. Las plantas térmicas utilizan gas natural como combustible principal y diesel como combustible alternativo.

La generación neta de Edegel totalizó 8.605 GWh, inferior en un 1,5% respecto a 2012 y las ventas físicas alcanzaron los 8.904 GWh, disminuyendo en un 7,1% respecto al año anterior.

Empresa Eléctrica de Piura

Eepsa cuenta con tres plantas de generación, ubicadas en la provincia de Talara, departamento de Piura, al norte del Perú. Estas son:

- Central Malacas, con una unidad marca Mitsubishi de ciclo abierto que opera con gas natural.
- Central Malacas 2, con una unidad marca ABB de ciclo abierto y que puede operar con o sin inyección de agua, con gas natural.
- Central Malacas 3, con una unidad marca SIEMENS de ciclo abierto en condición de Reserva Fría, con combustible Diesel B5.

CENTROS DE PRODUCCIÓN

Central	Unidad	Fabricante	Combustible declarado	Potencia efectiva (MW)
Malacas	TG1	MHI	Gas natural	11.698*
Malacas 2	TGN4	ABB	Gas natural	103.39 **
Malacas 3	TG-5 RF	SIEMENS	Diesel B5	186.6 ***
Total				301.688

* Vigente a partir de 09 Agosto de 2013.

** Vigente a partir del 09 de Agosto del 2013.

*** Vigente a partir del 12 de Julio del 2013. Aun no aprobada por el COES.

Con carta Eepsa-GC-113-2013 del 11 de julio del 2013, Eepsa solicita la certificación de la Operación Comercial de la unidad TG-5 RF la cual fue aceptada por el COES con carta COES/D/DP-723-2013 con fecha efectiva 13 de julio del 2013.

Durante el ejercicio 2013, la producción de electricidad de Eepsa fue de 137.78 GWh (de los cuales 24.09 GWh fueron de la central Malacas, 108.32 GWh de la central Malacas 2 y 5.37 GWh de la Central Malacas 3, inferior en un 72.8% que la producción del año anterior.

Proyectos en estudio

Central Hidroeléctrica Curibamba

Esta central se ubicará aguas arriba de la toma de la central Chimay, departamento de Junín y aprovechará el caudal de los ríos Comas y Uchubamba.

El proyecto contempla la construcción de una central de pasada con potencia de 192 MW, un caudal de diseño de 86 m³/s, una producción de 1,013 GWh/año y una línea de transmisión hasta la subestación Pachachaca, de 135 kilómetros de longitud en 220 kV de simple terna.

Durante el 2013 se inició el proceso de licitación de los contratos principales del Proyecto por Obras Civiles, Equipamiento y Línea de Transmisión e Interconexión Eléctrica al Sistema, también se iniciaron los estudios necesarios para la obtención de los permisos previos a la construcción del proyecto. Se obtuvo la aprobación del Estudio de Pre Operatividad por parte del operador del sistema (COES). Los diseños básicos de la línea de transmisión están finalizados para el 100% del trazado.

Por otra parte, en abril 2013 se recibió la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del primer tramo de la línea de transmisión y el segundo tramo está en proceso de evaluación, el Proyecto cuenta con los Certificados de Inexistencia de Restos Arqueológicos (CIRA) de generación y transmisión aprobados.

Finalmente en diciembre 2013 se inició el trámite para la obtención de la concesión definitiva de generación.



Terrenos reservados para proyectos futuros

Se adquirió un terreno perteneciente a la empresa Siderperu de 10 hectáreas, ubicada en la provincia del Santa, departamento de Ancash con el objetivo de analizar un proyecto de generación térmica.

Distribución eléctrica Perú



Enerjis participa en la distribución de energía eléctrica a través de su filial Edelnor, en la cual controla, directa e indirectamente, el 75,5% de la propiedad.

La participación de mercado de nuestra filial en Perú, en cuanto a ventas físicas se refiere, se situó en torno al 18%.

En Perú, otras distribuidoras que participan en el sistema eléctrico son: Luz del Sur, Electro Sur, Electrocentro, ENOSA, Hidrandina y ENSA.

Edelnor

La zona de concesión otorgada a Edelnor abarca un total de 1.517 km² que corresponden en su mayoría a la parte norte de Lima y Callao. Edelnor es la empresa concesionaria de servicio público de electricidad para la zona norte de Lima Metropolitana y la Provincia Constitucional del Callao, así como las provincias de Huaura, Huaral, Barranca y Oyón. Atiende 52 distritos en forma exclusiva y comparte con la empresa distribuidora de la zona sur, 5 distritos adicionales. En el área metropolitana, la concesión de Edelnor comprende principalmente la zona industrial de Lima y algunos distritos altamente poblados de la ciudad.

Edelnor entregó servicio de energía eléctrica a 1.254.624 clientes, un incremento de 4,3% respecto a 2012. De estos, 94,5% son residenciales, 3,3% comerciales, 0,1% industriales y 2,1% otros clientes.

Las ventas físicas de energía alcanzaron los 7.045 GWh, lo que representó un incremento de 2,7% respecto a 2012. El crecimiento de las ventas se explica por un mayor consumo del sector residencial y comercio.

En el caso del indicador de pérdidas de energía, este fue significativamente menor respecto de 2013, reduciendo desde 8,2%, a 7,9%.

Respecto a la fijación de tarifas de distribución, mediante Resolución N°137-2011-OS/CD (27-7-2011) el Osinergmin realizó una fijación de los nuevos precios a nivel de generación y Resolución N°138-2011-OS/CD (27-7-2011) que realizó un reajuste de los factores de actualización de los cargos unitarios por Prima y por Generación Adicional y el Peaje Unitario por Compensación que se adiciona a los Peajes correspondientes a los Sistemas Secundarios de Transmisión.

Asimismo, mediante la resolución Osinergmin N°140-2011-OS/CD (27-07-2011) se realizó un reajuste del factor de recargo en el fondo de compensación social eléctrico (FOSE).

Durante 2013, Edelnor tuvo su revisión tarifaria, mediante la Resolución N°203-2013-OS/CD el OSINERGMIN se fijaron los Valores Agregados de Distribución, cargos fijos y parámetros de cálculo tarifario, para el periodo noviembre 2013 – octubre 2017. Los resultados arrojan un incremento del 1,2% del Valor Agregado de Distribución (VAD) en el margen de Edelnor, respecto a la tarifa anteriormente vigente, con lo cual se revierte el efecto negativo de la pre-publicación del OSINERGMIN que daba un -4.9% con respecto a la base de Dic-12. Lo anterior fue ratificado con resoluciones N°255 y N°256-2013-OS/CD del 20 de diciembre, las mismas que dieron respuesta a los Recursos de Reconsideración presentados por las distribuidoras de Lima

Otros negocios

Manso de Velasco

Manso de Velasco centra su actividad en el desarrollo de importantes proyectos inmobiliarios y principalmente en la gestión del patrimonio inmobiliario del Grupo en Sudamérica, en todo lo relativo a la compra, venta y desarrollo de activos.

Su principal proyecto, denominado ENEA, corresponde al desarrollo inmobiliario de una propiedad, originalmente de 1.041 hectáreas, estratégicamente localizada en Santiago poniente, comuna de Pudahuel. Colindante con el Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez, el proyecto está siendo desarrollado y urbanizado para la venta en lotes, para requerimientos empresariales, industriales, comerciales, residenciales, servicios, educacionales y otros.

La conectividad vial que posee el proyecto, cada año se va complementando con la construcción de nuevas obras de enlace vial, calles, caletas y nuevos accesos a autopistas. Estos trabajos permiten a ENEA ir mejorando su ya excelente conexión con los centros neurálgicos de la ciudad, lo que se traduce en una importante plusvalía a este Parque de Negocios.

Actualmente se encuentran en desarrollo y comercialización las Fases II, III y Poniente, que responden al concepto de Parque Industrial y de Negocios. El proyecto cuenta con una completa infraestructura, la cual se ha visto incrementada este último año, con nuevas obras de equipamiento y áreas verdes, lo que ofrece mejores condiciones de servicio al loteo y sus usuarios.

En el ejercicio 2013, ENEA avanzó en el plano comercial. Se integraron importantes empresas al Parque de Negocios, destacando la venta realizada a Importadora y Exportadora HJ Ltda. por 4 hectáreas y a Porfit Summit por 1 hectárea. En Fase II se destacan las ventas a los siguientes clientes: Distribuidora Santa Bárbara, Quinta S.A. y Empresas JR S.A. entre otras. El total de ventas realizadas durante el ejercicio fue de \$12.489 millones.

Inserta en el proyecto ENEA, se encuentra la sociedad Aguas Santiago Poniente S.A., que otorga los servicios sanitarios asociados al desarrollo inmobiliario. Producto de las importantes nuevas construcciones habitacionales e industriales en ENEA, la empresa ha debido ampliar su infraestructura sanitaria con la que atiende a la fecha a más de 3.489 clientes residenciales e industriales y realiza el tratamiento al 100% de los efluentes del proyecto. En tal perspectiva, Aguas Santiago Poniente está en una fase de incrementar notoriamente su valor económico, al tener certidumbre de la existencia de clientes asociados al desarrollo de ENEA que requieren los servicios que presta esta compañía.

Dentro de su negocio inmobiliario, Manso de Velasco, además, administra un total de 13.009 m² edificados, correspondientes a edificios de oficinas, los cuales se encuentran en su mayoría arrendados a empresas relacionadas y terceros.

Los ingresos de Inmobiliaria Manso de Velasco consolidado para el periodo 2013 fueron de \$15.442 millones.

ICT

ICT Servicios Informáticos Limitada es una empresa de servicios de consultoría, gestión, administración y operación de contratos en materias asociadas al ámbito de sistemas de información, tecnologías de información, telecomunicaciones y sistemas de control para Chile y Sudamérica, en la cual Enersis posee directa e indirectamente una participación del 100%.

En el ámbito estratégico la función de ICT tiene como objetivo impulsar constantemente, una mejor entrega de servicios de tecnológicos acorde con las nuevas tendencias, gestionando la correcta integración de soluciones tecnológicas, de manera de impulsar las iniciativas estratégicas del Grupo Enersis. ICT realiza constantemente

aportes a la mejora en la eficiencia operacional, que permiten impulsar la ventaja competitiva de las empresas del Grupo en la región, basándose en las mejores prácticas y estándares mundiales en materia tecnológica.

Durante 2013 ICT centró sus gestiones en mejorar la operación continua de los sistemas de información, al mismo tiempo trabajó en el desarrollo e implementación de nuevos proyectos en Sudamérica que permitirán al Grupo Enersis disponer de tecnología de vanguardia para enfrentar los nuevos desafíos estratégicos.

En relación a los Sistemas de Generación, durante el presente año se ha trabajado en el término de la implementación de la fase I de los sistemas SCADA de las generadoras de Chile y Colombia. En la región se ha continuado con el roll out del sistema SIVI proyecto que permitirá a las generadoras integrar mediciones desde las centrales de generación en cada uno de los países. Adicionalmente, se han efectuado avances en los sistemas SIGO y SIGP donde se implementaron una serie de mejoras en materia de seguridad limitando los riesgos y acceso indebidos en la red de datos y sistemas.

En los sistemas de generación en Chile, se han efectuado actividades de actualización tecnológica de la plataforma Meridian y GEMA. Particularmente en Chile se ha incorporado la totalidad de infraestructura tecnológica necesaria para el inicio de la última fase del proyecto SCADA Generación.

En materia de Sistemas de Distribución a nivel regional se ha avanzado con la implementación de proyectos estratégicos destacando GCORE el cual se encuentra exitosamente implementado en Colombia y Brasil, se estima que esta iniciativa sea iniciada durante el año 2014 en Chile particularmente. En un escenario similar se

encuentra el proyecto SCADA regional de Distribución, cuya implementación se ha terminado con éxito en países como Chile, Colombia y Brasil.

En Chile, durante el presente año se implementaron proyectos de mejoras en los sistemas de mantenimiento de subestaciones junto con mejoras en la plataforma SIGMA relacionada a la gestión de alumbrado público. Se han implementado proyectos innovadores como la nueva plataforma APP MOBILE para smartphone, proyecto orientado a mejorar los canales de comunicación con nuestros clientes de acuerdo a las tendencias mundiales poniendo a disposición de los clientes nuevos medios de comunicación. Adicionalmente, se realizó la implementación de proyectos que permite a Chilectra disminuir costos operacionales en los procesos de recaudación y facturación.

Adicionalmente, se implementaron iniciativas como Web Pay y Botones de Pago, ambas iniciativas incorporan mejoras en los canales de recaudación, posibilitando mayores funcionalidades acorde a las tendencias, cuyo objetivo es proporcionar a los clientes de Chilectra mejores canales de contacto permitiendo además la realización de pagos web.

En relación a los Sistemas de Holding, se ha impulsado la modernización de sistemas web y de las plataformas institucionales, implementando soluciones que proporcionan mayor robustez y flexibilidad, permitiendo la incorporación de nuevas tecnologías.

En materia de Telecomunicaciones de Endesa Chile, se trabajó intensamente en asegurar la continuidad operacional de los servicios en las centrales y plantas de generación en Chile, con el objetivo de proporcionar mejoras en las comunicaciones y en la disponibilidad y performance de los sistemas.



Participaciones económicas directas e indirectas

ARGENTINA	Negocio	Propiedad
Costanera	Gx	45,40%
El Chocón	Gx	39,21%
Docksud	Gx	39,99%
Edesur	Dx	71,61%
CTM	Tx	83,54%
TESA	Tx	83,53%
CEMSA	Tx	81,99%
Gasoducto Atacama Argentina	Ox	30,75%

CHILE	Negocio	Propiedad
Endesa Chile	Gx	59,98%
Celta	Gx	61,49%
Pehuenche	Gx	55,57%
Canela	Gx	46,12%
HidroAysén	Gx	30,59%
GasAtacama	Gx	30,75%
Chilectra	Dx	99,09%
Transquillota	Tx	30,75%
Túnel el Melón	Ox	59,98%
GasAtacama Chile	Ox	30,75%
Gasoducto Tal Tal	Ox	30,75%
Electrogas	Ox	25,49%
GNL Chile	Ox	19,99%
GNL Quintero	Ox	12,00%

BRASIL	Negocio	Propiedad
Endesa Brasil	Gx, Dx, Tx	83,54%
Fortaleza	Gx	83,54%
Cachoeira Dourada	Gx	83,33%
Ampla	Dx	91,63%
Coelce	Dx	49,18%
CIEN	Tx	83,54%

COLOMBIA	Negocio	Propiedad
Emgesa	Gx	37,72%
Codensa	Dx	48,39%

PERÚ	Negocio	Propiedad
Edegel	Gx	37,46%
Edelnor	Dx	75,54%
EEPSA	Gx	96,50%

Notas

Gx: Generación

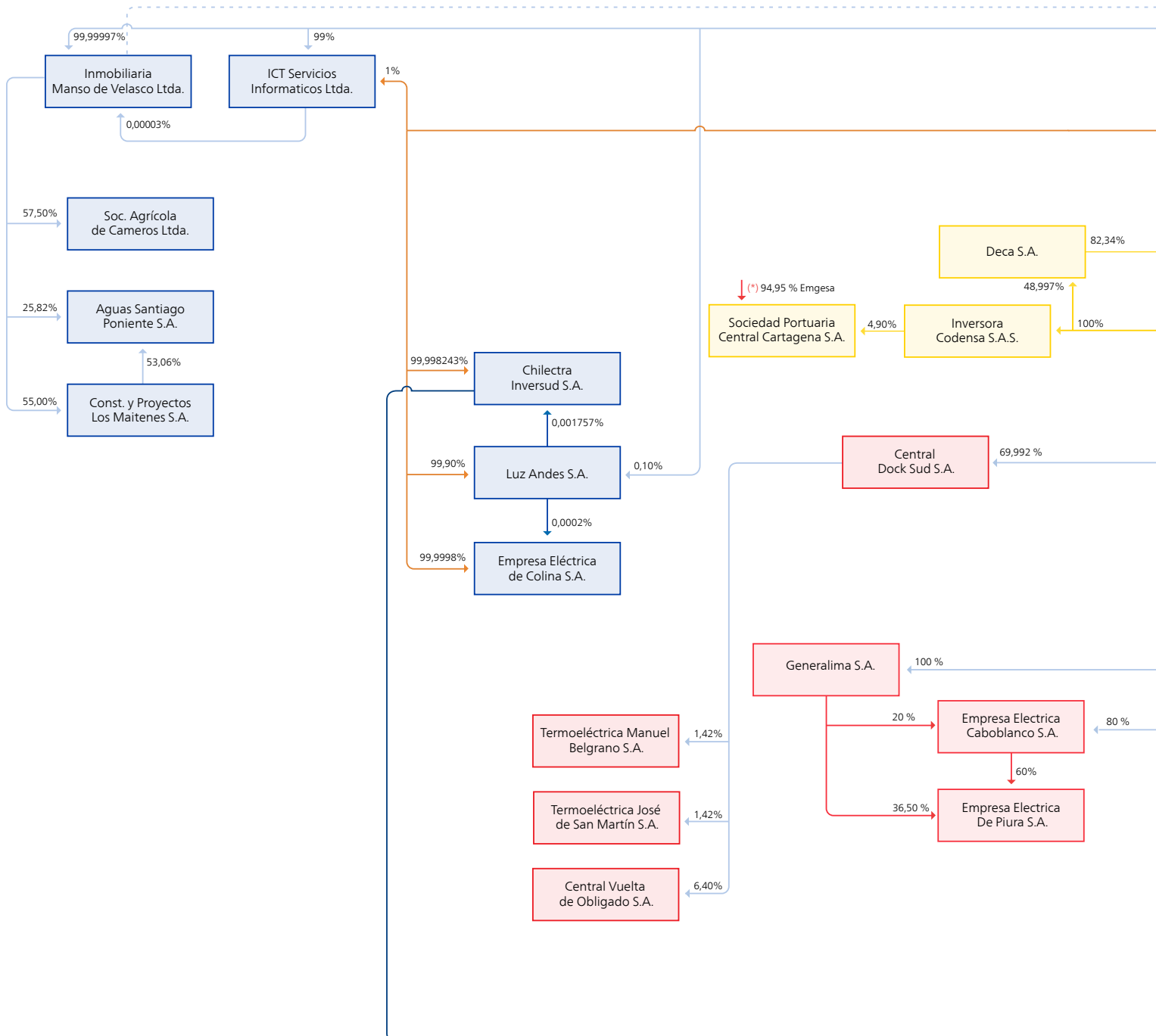
Dx: Distribución

Tx: Transmisión / Comercialización

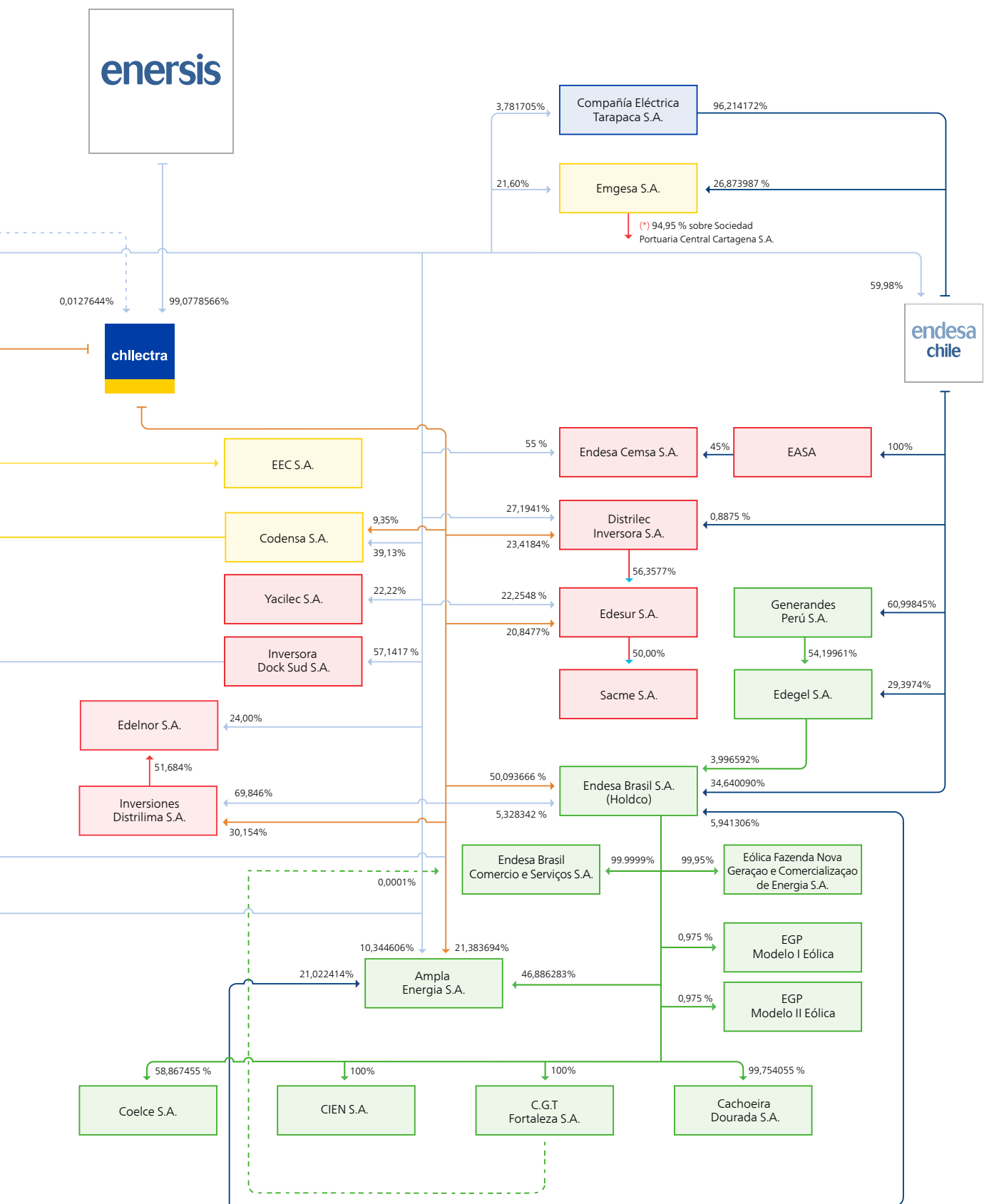
Ox: Gasoductos, otros

(*) Se consideran empresas operativas del Grupo Enersis.

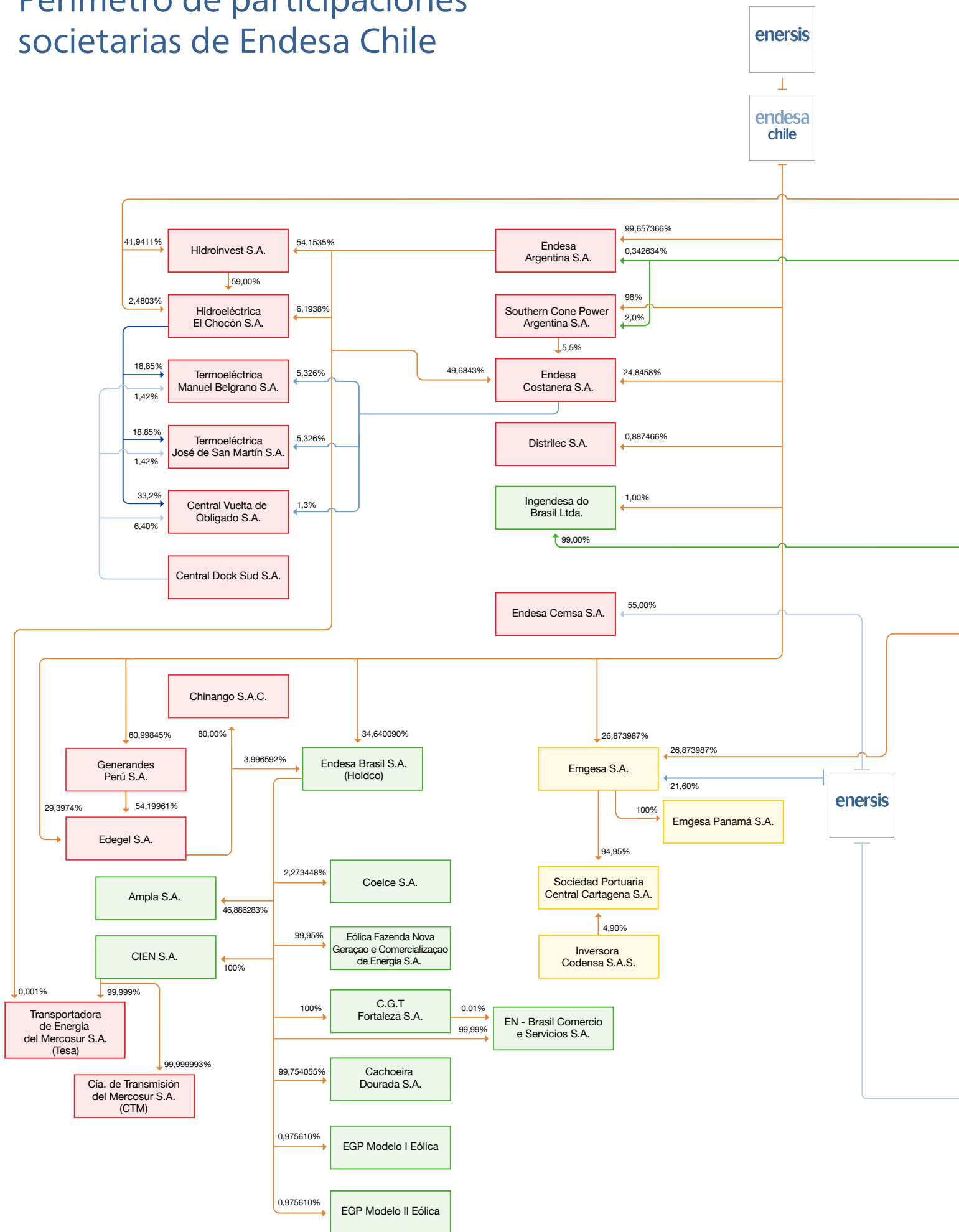
Perímetro de participaciones societarias de Enersis

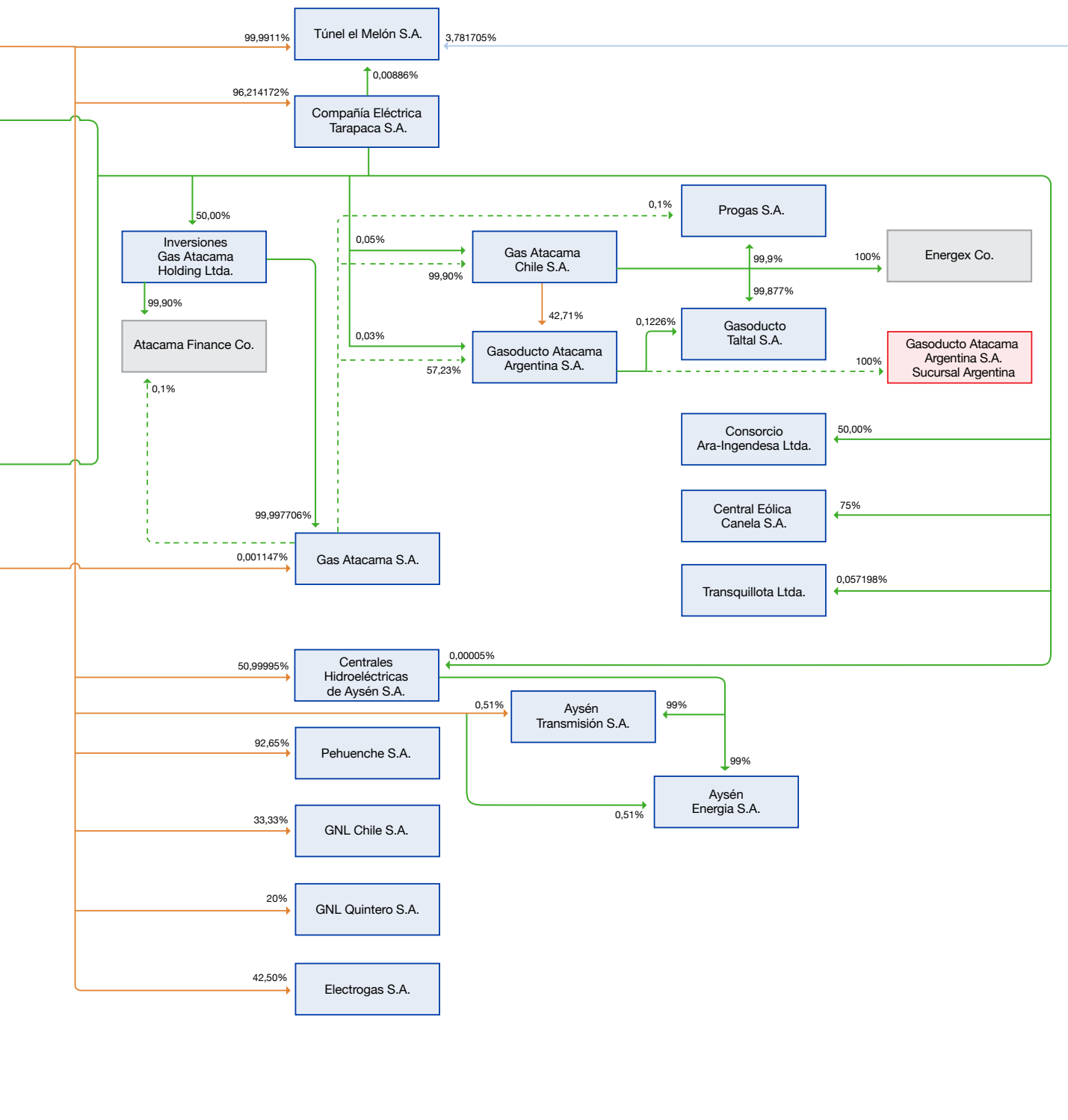


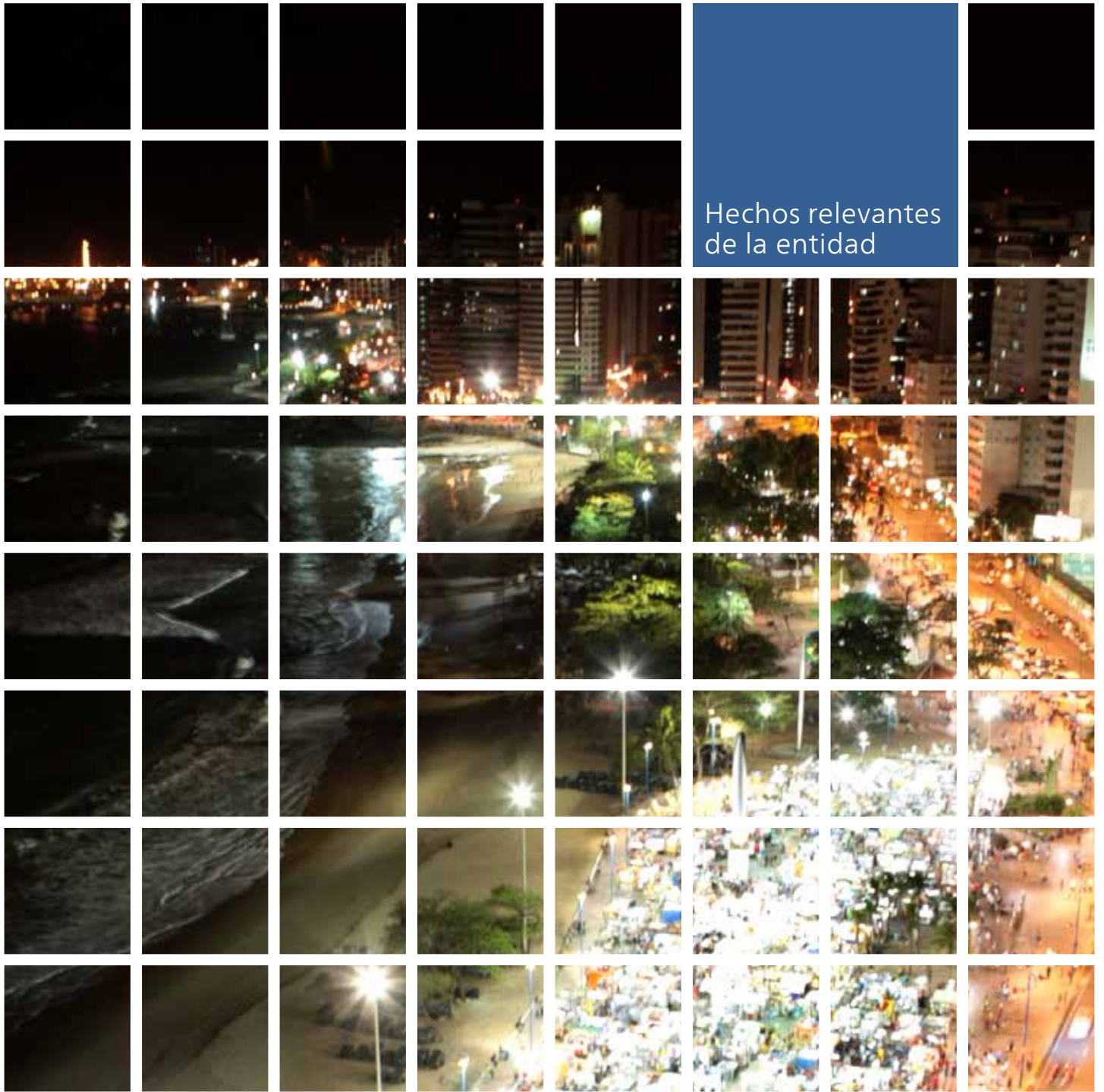
- Argentina
- Brasil
- Chile
- Colombia
- Perú



Perímetro de participaciones societarias de Endesa Chile







Hechos relevantes
de la entidad

Enersis

2013

De acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9° y 10°, inciso segundo, de la Ley N° 18.045, sobre Mercado de Valores, y lo previsto en la Norma de Carácter General N°30, de esa Superintendencia, se informan los siguientes hechos esenciales:

- Con fecha 8 de enero de 2013, se informó que Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile), ha aceptado los términos del monto final y definitivo a indemnizar por los siniestros relacionados con los efectos del terremoto del 27 de febrero de 2010 informado por el liquidador Becket S.A. Liquidadores de Seguros mediante carta de fecha 7 de enero de 2013. Dichos términos también han sido aceptados por todas las compañías aseguradoras.

Con respecto a las instalaciones de la Central Bocamina 1 de propiedad de Endesa Chile, se ha alcanzado un acuerdo de indemnización por US\$85.665.673 por concepto de pérdida de beneficios y daños materiales (US\$66.165.673 y US\$19.500.000 respectivamente), como consecuencia del mencionado terremoto. Nuestra filial ha recibido anticipos de efectivo por el siniestro por un monto de US\$42.665.673.

Respecto a Bocamina 2, también de propiedad de Endesa Chile, el acuerdo implica indemnizaciones por US\$112.999.528, de los cuales US\$2.953.306 corresponden a daños materiales y US\$110.046.222 a pérdida de beneficios como consecuencia del siniestro (ALOP).

Al 31 de diciembre de 2012, nuestra filial Endesa Chile registrará un monto de US\$114.711.895 en su resultado operacional por concepto de indemnización por pérdida de beneficios. Lo anterior representa un beneficio para Enersis de US\$55.043.356 después de impuestos y minoritarios.

- Con fecha 22 de enero de 2013, se informó que en relación con la comunicación de hecho esencial de fecha 21 de diciembre de 2012, que da cuenta del aumento de capital aprobado en la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el día 20 de diciembre de 2012, Enersis S.A. ("Enersis") ha realizado gestiones con el objeto de estudiar la colocación de acciones tanto en Chile como en mercados extranjeros a través de un programa de ADR's (según este término se define en la Circular), con los siguientes bancos de inversiones / agentes colocadores: J.P. Morgan, BTG Pactual / Celfin, Bank of America Merrill Lynch, Banchile, BBVA, Crédit Suisse, Deutsche Bank, Goldman Sachs, HSBC, Larraín Vial, Morgan Stanley, Santander, Bank of Tokyo, Mitsubishi UFJ Securities, BNP Paribas y Crédit Agricole.

Se hace presente que Enersis S.A. comunicará la información requerida bajo la sección II.1b) de la Circular, tan pronto como tome conocimiento de la misma.

Nada de lo informado por medio del presente hecho esencial constituye una oferta de venta de valores en los Estados Unidos de América. Los valores no pueden ser ofrecidos ni vendidos en los Estados Unidos de América sin registro o exención de registro. Enersis pretende registrar valores para su venta pública en los Estados Unidos de América en relación con su anunciado aumento de capital.

Cualquier oferta pública de valores a realizarse en los Estados Unidos de América será efectuada por medio de un prospecto que podrá ser obtenido del emisor o del depositario de los valores en venta y contendrá información detallada acerca de Enersis y su administración, así como de sus estados financieros.

- Con fecha 29 de enero de 2013, nuestra filial Endesa Chile informó que en el marco del procedimiento de arbitraje internacional relacionado con las divergencias existentes entre las partes del Contrato de Construcción Llave en Mano de la Central Termoeléctrica Bocamina II de propiedad de Endesa Chile y que fue iniciado por solicitud de arbitraje presentado por nuestra Compañía en octubre de 2012 ante la Cámara Internacional de Comercio de París (CII), Endesa Chile ha sido notificada por parte de la Secretaría Técnica de la Cámara Internacional de Comercio de París que los integrantes del Consorcio SES-TECNIMONT, por separado, han procedido a contestar la solicitud de arbitraje de Endesa Chile que contenía sus pretensiones y junto con ello, han demandado reconventionalmente a Endesa Chile por un monto de US\$MM1.294, en el caso de Tecnimont y US\$MM15, en el caso de SES.

Nuestra filial, Endesa Chile considera que las demandas reconventionales no tienen fundamento, por lo que nuestra Compañía defenderá su posición en este juicio arbitral, con la convicción que le asiste el derecho y los hechos en esta controversia y que han justificado el cobro de las boletas bancarias de garantía por los graves incumplimientos del Consorcio.

En consideración a lo expuesto precedentemente, y teniendo presente la falta de fundamentos de las pretensiones de los demandantes reconventionales, no se advierten a esta fecha efectos financieros sobre los activos, pasivos o resultados en Enersis S.A. ni en su filial Endesa Chile.

- Con fecha 15 de febrero de 2013, se informa que en Sesión Extraordinaria de Directorio de Enersis celebrada con esta misma fecha, se adoptaron los siguientes acuerdos:

- 1) Dar cuenta del registro de las acciones de pago en el Registro de valores de la superintendencia de valores y seguros bajo N° 971 de fecha 13 de febrero de 2013.
- 2) Dar inicio al período preferente de suscripción de 16.441.606.297 nuevas acciones de pago emitidas por la Sociedad con motivo del aumento de capital acordado en la Junta Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada con fecha 20 de diciembre de 2012 (la "Junta") a contar del día 25 de febrero de 2013 y finalizando el día 26 de marzo de 2013. El Directorio acordó que aprobará en su oportunidad la forma en que serán ofrecidas las acciones que no sean suscritas durante el período de opción preferente, así como aquellas correspondientes a fracciones de acciones que resulten del prorrateo entre accionistas, en un período de oferta remanente en los términos y condiciones establecidos en la Junta. Las publicaciones pertinentes se realizarán en el diario El Mercurio.
- 3) El precio de colocación al que tales acciones serán ofrecidas preferentemente a los accionistas de la Sociedad durante el período de opción preferente es la suma de \$173 por acción, el cual corresponde al precio fijado por la Junta.
- 4) Aprobación de los documentos denominados Form F-3, Prospectus Supplement, F-6 y 8-A y su ingreso a la Securities and Exchange Commission (SEC) en Estados Unidos de América para realizar la oferta preferente en el New York Stock Exchange. El Directorio delegó en el Gerente General de la Sociedad la determinación del inicio de período de oferta preferente en Estados Unidos de América una vez que se hayan perfeccionado todos los trámites necesarios para ello.

- Con fecha 25 de febrero de 2013, se informa con carácter de hecho esencial lo siguiente:

Que se ha registrado ante la Securities and Exchange Commission (SEC) de los Estados Unidos de América la documentación necesaria para iniciar el período de suscripción preferente en dicho mercado del aumento de capital aprobado por la Junta Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad el 20 de diciembre de 2012.

Los documentos ingresados ante la SEC incluyen el Formulario F-3 ("Form F-3") mediante el cual se registra la emisión de dichos valores, así como el prospecto

suplementario a dicho registro ("Prospectus Supplement") y demás documentos relacionados. Copias de dichos documentos fueron ingresados hoy a la Superintendencia de Valores y Seguros en cumplimiento de lo dispuesto en la Circular N°1375 del 12 de febrero de 1998.

Citibank, N.A., en calidad de Banco Depositario para los American Depositary Shares (ADSs) de Enersis S.A., distribuirá a los tenedores de ADSs (cada uno de dichos ADSs representando 50 acciones ordinarias) derechos para suscribir ADSs en una proporción de 0,504 ADS por cada ADS de propiedad de dichos tenedores a las 17:00 hrs. (hora de la ciudad de New York) el 25 de febrero de 2013. Las opciones sobre fracciones de ADS no serán distribuidas, y cualquier opción sobre fracciones serán reunidas y vendidas por Citibank, N.A. y lo recaudado se distribuirá a los tenedores de ADSs que habrían tenido derecho a dichas fracciones.

El precio de suscripción de cada ADS será de US\$19,19 por cada ADS, lo que equivale a \$8.650 pesos chilenos más un adicional de un 5% de dicho monto con el fin de cubrir potenciales fluctuaciones de tasa de cambio, el fee del Banco Depositario, gastos y ciertos impuestos. El período de suscripción de acciones en los Estados Unidos de América se iniciará el 26 de febrero de 2013 y terminará a las 14:15 hrs (hora de la ciudad de New York) del 21 de marzo de 2013.

Las opciones preferentes sobre ADS se transarán en la Bolsa de Valores de Nueva York (New York Stock Exchange) bajo el símbolo "ENI RT". El inicio de las transacciones se prevé para el 26 de febrero de 2013 y continuará hasta el 15 de Marzo de 2013.

J.P. Morgan, BTG Pactual y BofA Merrill Lynch han sido contratados como Coordinadores Globales y Agentes Colocadores Conjuntos para la oferta ("Global Coordinators and Joint Bookrunners". Banchile, BBVA, Credit Suisse, Deutsche Bank Securities, Goldman, Sachs & Co., HSBC, Larrain Vial, Morgan Stanley y Santander han sido contratados como agentes colocadores ("Bookrunners") y BNP PARIBAS, Credit Agricole CIB y Mitsubishi UFJ Securities han sido contratados como Co-Managers.

- Con fecha 14 de Marzo de 2013, se informa con carácter de hecho esencial lo siguiente:

Con fecha de hoy se ha registrado la cesión que Endesa Latinoamérica, S.A., accionista controlador de Enersis S.A. y titular de un 60,62% del capital social de la Compañía,

ha efectuado a Endesa, S.A. (Endesa España) de la totalidad de sus opciones de suscripción preferente en el aumento de capital de Enersis S.A. en curso, equivalentes a 9.967.630.058 opciones, por un valor de adquisición total de \$32.783.535.261. El valor pagado por Endesa, S.A. a Endesa Latinoamérica, S.A. equivale a \$3,289 por opción, valor al cual se transaban las opciones al cierre del 12 de marzo de 2013.

Lo anterior no tiene ningún efecto financiero sobre los activos, pasivos o resultados de Enersis S.A.

- Con fecha 21 de Marzo de 2013, se informa con carácter de hecho esencial lo siguiente:

Con fecha de hoy, Endesa, S.A. (Endesa España), controlador de Enersis S.A., ejerció la totalidad de los derechos de suscripción preferente que le fueron cedidos por su filial Endesa Latinoamérica, S.A., mediante la celebración de un contrato de suscripción de acciones con Enersis S.A. Dicho contrato da cuenta de la suscripción de 9.967.630.058 acciones ordinarias correspondientes al aumento de capital de Enersis S.A. en curso, a un valor de 173 pesos por acción, lo que corresponde a un valor total de suscripción de 1.724.400.000.034 pesos chilenos, moneda de curso legal.

El valor total de suscripción será pagado por Endesa España mediante la transferencia de la totalidad de sus derechos sociales en la sociedad Cono Sur Participaciones, S.L., los cuales fueron aprobados como aporte de bienes no dinerarios por Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis S.A. del 20 de diciembre de 2012. Aquel aporte fue valorizado por dicho órgano societario en la suma de \$ 1.724.400.000.034 antes indicada.

Hasta tanto no se verifique la condición suspensiva a la cual se encuentra afecta el referido aumento de capital, la celebración del referido contrato de suscripción de acciones carece de efectos financieros sobre los activos, pasivos o resultados de Enersis S.A.

- Con fecha 22 de Marzo de 2013, se informa con carácter de hecho esencial lo siguiente:

Con fecha de hoy, Citibank N.A., en su condición de Banco Depositario de los titulares de ADR de Enersis S.A., nos ha comunicado que al término de la oferta preferente realizada en el mercado de los Estados Unidos de América, la cual finalizó el jueves 21 de marzo de 2013

a las 12:15 (hora de la ciudad de Nueva York), se han ejercido derechos de suscripción preferente por un total de 33.508.834 American Depositary Shares, equivalentes a 1.675.441.700 acciones ordinarias correspondientes al aumento de capital de Enersis S.A. en curso, por un valor total de suscripción de 624.939.754,10 dólares de los Estados Unidos de América.

Hasta tanto no se verifique la condición suspensiva a la cual se encuentra afecta el referido aumento de capital, las mencionadas suscripciones de ADR carecen de efectos financieros sobre los activos, pasivos o resultados de Enersis S.A.

Igualmente informamos que Enersis S.A. y su filial Empresa Eléctrica de Colina Limitada, constituyeron con fecha de ayer, una sociedad, denominada "INVERSIONES SUDAMÉRICA LIMITADA", domiciliada en Santiago de Chile, que tendrá por objeto efectuar y desarrollar, en el país o en el extranjero, toda clase de inversiones y/o negocios, especialmente en inversiones en el sector eléctrico y afines, por cuenta propia o ajena, sea directamente o a través de sociedades filiales o coligadas. El capital de esta nueva filial es la cantidad de 10.000.000 de pesos chilenos, el cual será aportado y pagado en dinero efectivo por los socios de la siguiente manera: Enersis S.A., el 99,99999%, esto es 9.999.999 pesos chilenos; y Empresa Eléctrica de Colina Limitada, el 0,00001%, esto es 1 peso chileno.

- Con fecha 25 de marzo de 2013, se informa que en Sesión Extraordinaria de Directorio de la Sociedad celebrada con esta misma fecha, se adoptaron los siguientes acuerdos:
 1. Declarar cumplida la condición suspensiva a la que está afecto el aumento de capital en curso de la Sociedad, acordado por Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada el 20 de diciembre de 2012, en relación con la oferta pública de colocación de 16.441.606.297 acciones de pago. El cumplimiento de la condición suspensiva se ajusta a los términos aprobados por la mencionada Junta de Accionistas.
En virtud de dicha condición, todos los contratos de suscripción de acciones estaban sujetos a que accionistas y/o terceros suscribieran y pagaran, ya sea en el período de suscripción preferente o en el período de suscripción del remanente, al menos 3.169.224.294 acciones, de modo de permitir que el Controlador de la Sociedad suscribiera y pagara 9.967.630.058 acciones, sin superar

el límite legal y estatutario de concentración máxima de 65% del capital con derecho a voto de la Sociedad.

2. Aprobar el texto del aviso que se publicará en el diario El Mercurio el día 26 de abril de 2013, el cual comunicará al público el cumplimiento de la mencionada condición suspensiva, como consecuencia de lo cual todos los contratos de suscripción de acciones producirán la integridad de sus efectos jurídicos y, por lo tanto, se procederá a la inscripción de las acciones a nombre del respectivo titular en el registro de accionistas de Enersis y se considerará como fecha de suscripción de las acciones, la fecha en que el accionista o tercero haya suscrito el respectivo contrato de suscripción de acciones.
 3. Autorizar al Gerente General, don Ignacio Antoñanzas Alvear, para que informe el cumplimiento de la Condición y la publicación del aviso de resultado al Depósito Central de Valores y al Banco Santander. Atendido que la referida operación de aumento de capital continúa en curso, los efectos financieros sobre los activos, pasivos o resultados de Enersis S.A. se comunicarán oportunamente al cierre del mencionado aumento de capital.
- Con fecha 27 de marzo de 2013, se informa que en Sesión Extraordinaria de Directorio de la Sociedad celebrada con esta misma fecha, se adoptaron los siguientes acuerdos:
 1. Dar a conocer el resultado de la colocación de acciones del aumento de capital en curso durante el período de oferta preferente que finalizó el 26 de marzo de 2013 a medianoche, en el cual se suscribieron un total de 16.284.562.981 acciones, de un total de 16.441.606.297 acciones, lo cual representa una colocación del 99,04% del total de acciones autorizadas para su emisión. En consecuencia, queda un remanente de 157.043.316 acciones por colocar. Las cantidades antes indicadas incluyen las acciones suscritas en el mercado local y en el extranjero.
 2. Realizar la oferta del remanente de 157.043.316 acciones, que se llevará a cabo mediante un remate en la Bolsa de Comercio de Santiago, a celebrarse el jueves 28 de marzo de 2013.
Atendido que la referida operación de aumento de capital continúa en curso, los efectos financieros sobre los activos, pasivos o resultados de Enersis S.A. se comunicarán oportunamente al finalizarse el mencionado aumento de capital
 - Con fecha 27 de Marzo de 2013, se informa con carácter de hecho esencial lo siguiente:

Que el jueves 28 de marzo de 2013 a las 12:30 horas , se llevará a cabo el remate de 157.043.316 acciones de Enersis S.A. en la Bolsa de Comercio de Santiago. Dichas acciones corresponden a aquéllas que no fueron colocadas en el período de suscripción preferente del aumento de capital en curso de Enersis S.A.

El remate se dividirá en 15 lotes de 10.000.000 de acciones cada uno y un lote de 7.043.316 de acciones. Sólo se ofrecerán acciones ordinarias. No se rematarán ADRs.

El precio mínimo del remate será de 178 pesos chilenos por acción.

- Con fecha 28 de Marzo de 2013, se informa con carácter de hecho esencial lo siguiente:

Con fecha de hoy, jueves 28 de marzo de 2013 a las 12:30 horas, a través de Celfin Capital S.A. Corredores de Bolsa y Merrill Lynch Corredores de Bolsa SpA se procedió a la venta en un remate en la Bolsa de Comercio de Santiago de un total de 157.043.316 acciones de primera emisión de Enersis S.A. a un precio de 182,3 pesos chilenos por acción. El monto total recaudado a través del referido remate ascendió a un total de 28.628.996.507 pesos chilenos.

Con el mencionado remate termina la oferta del remanente del aumento de capital de Enersis S.A. que fue aprobado por junta extraordinaria de accionistas el 20 de diciembre de 2012, con una suscripción del 100% del total de las acciones a colocar.

Lo anterior supone el mayor aumento de capital realizado en Chile y posiciona a Enersis S.A. como el vehículo único de expansión en Sudamérica del Grupo Enel-Endesa en el ámbito de las energías convencionales , hallándose dotado de los recursos necesarios para proceder a su crecimiento en la región.

El aumento de capital ha permitido la incorporación de todos los activos que integran el patrimonio de Cono Sur Participaciones S.L., sociedad aportada por Endesa España y que reúne participaciones societarias del sector generación, transmisión y distribución de Chile, Perú, Colombia, Brasil y Argentina y, a su vez, permitirá recaudar la suma de 1.121.458.392.186 pesos chilenos , lo cual incluye un sobreprecio de colocación de acciones de 1.460.502.839 pesos chilenos.

Por último, informamos que finalizado los Períodos de Oferta Preferente y del Remanente del aumento de capital, se ha suscrito íntegramente y está en curso de ser completamente pagado un total de 16.441.606.297 acciones, correspondiente a 2.845.858.392.220 pesos chilenos, con lo cual el capital total de Enersis S.A. ascenderá a 5.669.280.724.381 pesos chilenos.

- Con fecha 16 de abril de 2013, Enersis S.A. informó que en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día de hoy, se ha acordado distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el Dividendo Provisorio N°86) , y un dividendo adicional , que ascienden a un total de \$ 188.675.260.500. Atendido que el mencionado Dividendo Provisorio N° 86 ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del Dividendo Definitivo N° 87, ascendente a \$ 148.991.647.050, lo que equivale a \$ 3,03489 por acción.

- Con fecha 16 de abril de 2013, Enersis S.A. informó que en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día de hoy, se designó un nuevo Directorio de la compañía por un período de tres años , conformado por las siguientes personas:

Sr. Pablo Yrarrázaval Valdés

Sr. Borja Prado Eulate

Sr. Andrea Brentan

Sr. Luigi Ferraris

Sr. Hernán Somerville Senn

Sr. Leonidas Vial Echeverría

Sr. Rafael Fernández Morandé

En sesión de Directorio celebrada, a continuación de la mencionada junta ordinaria de accionistas , fue elegido como Presidente del Directorio don Pablo Yrarrázaval Valdés, como Vicepresidente del Directorio, don Borja Prado Eulate y como Secretario del Directorio, don Domingo Valdés Prieto.

Asimismo, en la sesión de Directorio antes señalada se procedió a la designación del Comité de Directores regido por la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas y la Sarbanes Oxley Act, el cual quedó integrado por los Directores señores Hernán Somerville Senn, Leonidas Vial Echeverría y Rafael Fernández Morandé. De conformidad a lo dispuesto en la Circular N° 1.956 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informa que los tres Directores antes señalados son directores independientes.

Finalmente, se comunica que el Directorio de Enersis S.A. ha designado como Experto Financiero del Comité de Directores al director señor Hernán Somerville Senn.

- Con fecha 16 de mayo de 2013 y de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9° y 10°, inciso segundo, de la Ley 18.045, sobre Mercado de Valores y lo previsto en la Norma de Carácter General N°30, de esa Superintendencia se informa con carácter de hecho esencial que, con fecha 15 de mayo de 2013 se publicó en la República Argentina la Resolución SE N° 250/13 de la Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (la "Resolución"), que autoriza la compensación de la deuda que nuestra filial Empresa Distribuidora Sur S.A. ("EDESUR") registra por concepto de los ingresos derivados de la aplicación del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica hasta febrero de 2013, con el crédito a su favor que surge del reconocimiento que hace la misma Resolución del mecanismo de Monitoreo de Costos por los periodos semestrales comprendidos entre mayo de 2007 y febrero de 2013.

Adicionalmente, la mencionada Resolución instruye a la Compañía Administradora de Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima ("CAMMESA") emitir a favor de EDESUR las denominadas Liquidaciones de Ventas con Fecha de Vencimiento a definir (las "liquidaciones") por los valores excedentes de la compensación mencionada y autorizó a CAMMESA a recibir tales Liquidaciones como parte de pago de las deudas por transacciones económicas del Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM") y otras deudas que EDESUR mantiene con ella. Finalmente, se instruye a EDESUR a ceder los créditos excedentes al Fideicomiso constituido por Resolución ENRE N° 347 del 23 de noviembre de 2012 y se solicita su desistimiento de los reclamos administrativos efectuados por reconocimiento de mayores costos que excedan los del Mecanismos de Monitoreo de Costos indicado en la Resolución y por la revisión tarifaria integral.

Estimativamente, los efectos financieros de la Resolución sobre resultados consolidados de Enersis S.A. se calculan en el equivalente de aproximadamente USD\$398 millones por concepto de EBITDA y, en aproximadamente, el equivalente de USD\$327 millones en la línea de resultado, Neto de Minoritarios.

- Con fecha 29 de mayo de 2013 y de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9° y 10°, inciso segundo, de la

Ley 18.045, sobre Mercado de Valores y lo previsto en la Norma de Carácter General N°30, de esa Superintendencia se informa con carácter de hecho esencial que en sesión ordinaria de Directorio de Enersis S.A., celebrada con fecha de 29 de mayo de 2013, se ha acordado proponer las instancias societarias correspondientes a sus filiales Inversiones Sudamérica Limitada (99,99999% de Enersis) y Cono Sur Participaciones, S.L.U., extinguiéndose esta última. Cono Sur Participaciones S.L.U. es la sociedad mediante la cual Endesa España, controlador de Enersis S.A., realizó el pago en especie correspondiente a su prorrata accionarial en el aumento de capital aprobado por Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis S.A. con fecha 20 de Diciembre de 2012.

Asimismo, se autorizó que, una vez realizada la mencionada fusión por absorción, Enersis S.A. proceda a la adquisición de la participación minoritaria del 0.00001% que su filial Empresa Eléctrica de Colina limitada ostenta en Inversiones Sudamérica Limitada. Con motivo de dicha adquisición se reunirá toda la propiedad de Inversiones Sudamérica en Enersis S.A., en ese momento, como titular directo de todas las participaciones sociales en Sudamérica que fueron aportadas por Endesa España en el mencionado aumento de capital.

- Con fecha 4 de julio de 2013 ha quedado perfeccionada la fusión por absorción entre Inversiones Sudamérica Limitada (filial al 99,99999% de Enersis) y Cono Sur Participaciones, S.L.U. (filial 100% de Enersis), extinguiéndose esta última. Dicha fusión ha producido todos sus efectos en forma retroactiva, al 1° de julio de 2013.

Cono Sur Participaciones, S.L.U. fue la sociedad mediante la cual Endesa España, controlador de Enersis S.A., realizó el pago en especie correspondiente a su prorrata accionarial en el aumento de capital aprobado por Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis S.A. con fecha de diciembre de 2012.

- Con fecha 26 de noviembre de 2013, Enersis S.A. informó que en sesión celebrada el día de hoy, el Directorio de Enersis S.A., acordó por la unanimidad de sus miembros, repartir con fecha 31 de enero de 2014, un dividendo provisorio 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 de 2013, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente en la materia.

Hechos Relevantes de la Entidad 2012

Mediante hecho esencial de fecha 31 de enero de 2012, se comunica que Enersis S.A. ha efectuado provisiones en los activos de sus filiales Empresa Distribuidora Sur S.A., y Central Costanera S.A., que tienen un impacto en los resultados de Enersis S.A. por MM\$106.750.

Lo anterior ha sido reflejado en los Estados Financieros Consolidados de Enersis S.A., para el ejercicio 2011, aprobados por el Directorio en sesión celebrada el día de hoy. Si no se hubiesen efectuado los referidos ajustes, los resultados de Enersis S.A. habrían sido similares a los del ejercicio 2010.

Con fecha 2 de febrero de 2012 se informa que se complementa la información contenida en hecho esencial enviado el día 31 de enero de 2012, en el cual se informaba que Enersis S.A. había efectuado provisiones en los activos de sus filiales Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur) y Endesa Costanera S.A. (Central Costanera), con un impacto en los resultados de Enersis S.A. por MM\$106.750.

Al respecto, cabe señalar que dicha cantidad corresponde al efecto en Enersis de lo siguiente:

- Se ha registrado una provisión por pérdida por deterioro relacionada a las Propiedades, Plantas y Equipos de Edesur por MM\$69.607, neto de participaciones no controladoras (ver nota N°15 d) vii) en los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2011).
- Se ha dejado de reconocer activos por créditos tributarios por impuestos en Edesur y Endesa Costanera por MM\$17.220 y MM\$7.723, respectivamente, neto de participaciones no controladoras.
- Por último, se registró una provisión por pérdida por deterioro de los saldos existentes de las plusvalías en Edesur y Endesa Costanera por MM\$8.931 y MM\$3.269, respectivamente, neto de participaciones no controladoras (ver nota N°14 en los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2011).

Para el caso de Edesur, lo anterior se debe a las incertidumbres generadas por la demora en el

reconocimiento de ajustes de tarifas a través del mecanismo semestral de monitoreo de costos (MMC) y en la realización de una Revisión Tarifaria Integral (RTI).

En lo referente a Endesa Costanera, se debe a las dificultades para obtener ajustes a sus ingresos que permitan cubrir los costos reales de generación y al déficit en el capital de trabajo debido a las dificultades en cobrar las liquidaciones de venta del operador del sistema, factores que afectan su equilibrio financiero en el corto plazo.

Con fecha 29 de febrero de 2012 el Directorio de Enersis S.A. 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. Para el presente ejercicio dicho porcentaje equivale a \$5,7497 por acción, al que habrá que descontar el dividendo provisorio de \$1,4560 por acción pagado en enero de 2012. En consecuencia, el monto a repartir a los accionistas será de \$4,2841 por concepto de dividendo definitivo por acción de la Compañía.

Esto representará un reparto efectivo ascendente a M\$ 139.880.862 con cargo a los resultados al 31 de diciembre de 2011.

Lo anterior modifica la política de dividendos vigente en la materia, que preveía el reparto de un dividendo 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, que ascienden a un total de \$5,74970. Atendido que el mencionado Dividendo Provisorio N°84 ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del Dividendo Definitivo N° 85 ascendente a \$4,28410 por acción.

Con fecha 13 de Julio de 2012 se informa que mediante Resolución ENRE N° 183/2012 de fecha 12 de Julio de 2012, del Ente Regulador de la Electricidad de la República Argentina, se resolvió designar al Señor Luis Miguel Barletta, como veedor en nuestra filial argentina Empresa Distribuidora Sur S.A. (EDESUR). Cabe hacer presente que dicha designación no reemplaza a la actual administración de dicha empresa, ni constituye una co-administración de la misma.

En sesión celebrada hoy 25 de Julio de 2012, el Directorio de Enersis S.A. acordó convocar a Junta Extraordinaria de Accionista para el día 13 de septiembre de 2012 a las 10:30 horas, la cual tendrá lugar en el Hotel Marriot ubicado en Avenida Kennedy 5741 comuna de la Condes, Santiago, con el objeto de tratar las siguientes materias:

1. Aumentar el capital social por el equivalente en pesos chilenos, moneda de curso legal, de hasta la suma de US\$ MM 8.020 o en la suma que determine la Junta Extraordinaria de Accionistas, mediante la emisión del número de acciones de pago que asimismo determine la Junta, para ser pagada en dinero efectivo y/o con el aporte en dominio de bienes no dinerarios. Las acciones a emitir serán nominativas, todas de una misma serie especial sin preferencias sin valor nominal.
2. Aprobar todos y cada uno de los aportes no dinerarios susceptibles de ser capitalizados y sus respectivas estimaciones periciales realizadas por el perito Sr. Eduardo Walker Hirschfeld, cuyo informe se pondrá a disposición de los accionistas el día de hoy en el sitio Web de la sociedad: www.enersis.cl. Dicho informe estima el valor total de las aportaciones no dinerarias en US\$MM 4.862.
3. Acordar el valor o precio de colocación de las acciones correspondientes al aumento del capital social que se apruebe o facultar al Directorio para la fijación del mismo.
4. Modificar los estatutos sociales conforme a los acuerdos que se adopten sobre el aumento del capital social y autorizar a la administración de la Compañía para otorgar un texto refundido y actualizado de los estatutos sociales
5. Adoptar todos los acuerdos necesarios, conducentes y convenientes para el perfeccionamiento y materialización de las respectivas decisiones que adopte la Junta, incluyendo, pero no limitados, a determinar la forma, época y procedimiento de colocación de las acciones correspondientes al aumento del capital social; inscripción de la emisión de las acciones en el Registro de Valores; plazo para emisión, suscripción y pago de las acciones; establecer el procedimiento de colocación del remanente de acciones que no sean suscritas en el período de suscripción preferente; o bien facultar ampliamente al Directorio para todos estos efectos, como también para que éste pueda adoptar cualquier acuerdo que se requiera para complementar o dar cumplimiento a los que resuelva la Junta o para satisfacer cualquier exigencia

legal, reglamentaria o administrativa o requerimiento de la Superintendencia de Valores y Seguros, del Servicio de Impuestos Internos o, en general, de cualquier otra autoridad pública competente, facultando al efecto al Gerente General, al Subgerente General y al Fiscal de la Sociedad para que actuando individualmente realicen todas las gestiones, actuaciones y actos jurídicos que resulten necesarios o convenientes para llevar a cabo lo señalado.

6. Información de los acuerdos correspondientes a las operaciones con parte relacionadas a que se refiere el Título XVI de la Ley N° 18.046, y que, si los hubiere son aquellos posteriores a los informados en la última junta ordinaria de accionistas.

Los accionistas podrán obtener copia íntegra de los documentos que explican y fundamentan las materias que se someten a la resolución de la Junta en el domicilio de la sociedad, ubicado en Santa Rosa 76, Piso 15, Santiago, con quince días de anticipación a la celebración de la correspondiente junta. Asimismo aquéllos se encontrarán, en dicha oportunidad, a disposición de los accionistas en el sitio Web de la sociedad.

Con fecha 3 de Agosto de 2012 se informa que Enersis S.A fue notificada con esta fecha del Ordinario N°18.684 de la Superintendencia de Valores y Seguros que ordena someter la operación de aumento de capital propuesta por el controlador, al Título XVI de la ley N°18.046, sobre operaciones con partes relacionadas.

Esta empresa toma nota de la interpretación administrativa y evaluará, en el seno de su directorio, lo que corresponda, fruto de este nuevo antecedente.

Sin perjuicio de lo anterior, es relevante reafirmar que Enersis S.A y su directorio tienen la convicción de haber actuado de buena fe, con estricto apego a la legislación aplicable, destacando la circunstancia de que tuvo particular cuidado de asesorarse con la debida anticipación consultando a, y obteniendo de, prestigiados estudios jurídicos de la plaza informes legales que, en forma categórica y sin calificaciones, confirman la corrección de su proceder.

El Directorio de Enersis S.A. en su sesión extraordinaria celebrada en el día 9 de Agosto de 2012, ha decidido lo siguiente:

1. Que sin perjuicio de discrepar de las argumentaciones jurídicas contenidas en el Oficio Ordinario N°18.684 emitido por la Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 3 de Agosto de 2012, el Directorio manifestó su intención de continuar con el proceso de aumento de capital que había propuesto el Controlador, complementado con los procedimientos que resulten pertinentes para los efectos de cumplir con las disposiciones contempladas en el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas.
2. Como consecuencia de lo anterior, el Directorio resolvió postergar la convocatoria a junta extraordinaria de accionistas prevista para el día 13 de septiembre de 2012 a una nueva fecha que se determinará oportunamente.
3. Finalmente, se acordó citar a una sesión de directorio para el día 22 de agosto de 2012 con el objeto que se adopten las decisiones que correspondan para dar cumplimiento a los procedimientos referidos.

El directorio de Enersis S.A. (la "Sociedad") en su sesión ordinaria celebrada en el día 31 de Agosto de 2012, ha decidido lo siguiente en relación con el aumento de capital en curso (la operación):

1. Informar que los Directores señores Pablo Yrarrázaval Valdés (Presidente), Andrea Brentan (Vicepresidente), Rafael Miranda Robredo, Hernán Somerville Senn, Leónidas Vial Echeverría y Eugenio Tironi Barrios, al haber sido elegidos con votos del accionista controlador de la Sociedad han declarado tener interés en la operación en los términos del Artículo 147 de la Ley de Sociedades Anónimas, atendido lo dispuesto en el Oficio Ordinario N° 21.001, emitido con fecha 29 de agosto de 2012 por la SVS.
2. Informar que el Gerente General, Sr Ignacio Antoñanzas Alvear, por ostentar cargos en Endesa Latinoamérica, S.A., controladora de la Sociedad ha declarado también tener interés en la operación en los términos del Artículo 147 de la Ley de Sociedades Anónimas. En virtud de lo anterior, el Directorio, definió los parámetros para que el Gerente General pueda actuar en relación con la operación.
3. Informar que el Directorio ha acordado continuar con la operación referida y para tales efectos ha iniciado el proceso de búsqueda de un evaluador independiente para los efectos de lo dispuesto en el Artículo 147 de la Ley de Sociedades Anónimas, sin perjuicio de lo resuelva el Comité de Directores en su oportunidad.

4. Informar que el Directorio ha tomado conocimiento de carta recibida del accionista controlador de la Sociedad mediante la cual aquél confirma su interés en continuar con el proceso de aumento de capital propuesto y solicita se convoque en su debida oportunidad a una junta de accionista para cuyos efectos deberán observarse adicionalmente las disposiciones del Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas y en términos tales y con la debida anticipación necesaria para que todos los accionistas de Enersis S.A., incluyendo los titulares de ADRs, puedan participar en la mencionada junta.

El Directorio de Enersis S.A. en su sesión extraordinaria celebrada en el día 05 de Septiembre 2012, ha decidido contratar a la empresa IM Trust como evaluador independiente del Aumento de Capital, en razón de la alta calidad técnica y profesional de dicha empresa, su reconocido prestigio en estas materias, así como por su independencia. Lo anterior, en cumplimiento de las formalidades establecidas en el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas (LSA).

Asimismo, informamos que el Comité de Directores de Enersis S.A. ha iniciado el proceso de búsqueda de un evaluador independiente para los efectos de lo dispuesto en el Artículo 147 de la LSA.

El Comité de Directores de Enersis S.A. en su sesión extraordinaria celebrada en el día 07 de Septiembre 2012, ha decidido contratar a la empresa Claro y Asociados Ltda. como evaluador independiente del Aumento de Capital, atendida su independencia, la ausencia de conflictos de interés en esta materia y su calidad técnica y profesional. Lo anterior, en cumplimiento de las formalidades establecidas en el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas (LSA).

Con fecha 20 de Septiembre de 2012 el accionista controlador, Endesa S.A. (España) ha comunicado con carácter de Hecho Relevante la presentación que adjuntamos, en idiomas español e inglés. Copia de dichas presentaciones se encuentran además disponibles en la página web de Endesa S.A. (www.endesa.es) y próximamente estarán disponibles en la página web de Enersis S.A. (www.enersis.cl).

Con fecha 24 de octubre de 2012 se informa que el comité de Directores de Enersis S.A., en su sesión extraordinaria ha recibido formalmente el informe de la empresa Claro y Asociados, evaluadores independientes designados por dicho órgano societario el pasado 7 de septiembre, relativo al aumento de capital de Enersis S.A. en curso.

Asimismo, se informa que el Directorio de Enersis S.A., en su sesión extraordinaria celebrada ha recibido formalmente el informe de la empresa IM Trust, evaluadores independientes designados por dicho órgano societario el pasado 5 de septiembre, relativo al aumento de capital de Enersis en curso.

Dichos informes, de conformidad con las exigencias legales, se refieren a las condiciones de la operación de aumento de capital en curso, a sus efectos y potencial impacto para Enersis S.A., y a aquellos puntos que han sido expresamente solicitados que sean evaluados por el Directorio, el Comité de Directores y los miembros integrantes de éste.

A partir de esta fecha, copia de dichos informes estarán a disposición de los señores accionistas en las oficinas sociales y en el sitio de internet de la sociedad: www.enersis.cl.

Estos informes se añaden al informe pericial de don Eduardo Walker Hitschfeld, el cual ya se encuentra en el mencionado sitio de internet.

Con fecha 30 de octubre de 2012 se informa que el Comité de Directores de Enersis S.A., en su sesión extraordinaria celebrada en la tarde de ayer y que se extendió hasta la madrugada de hoy, ha emitido formalmente su informe, relativo al aumento de capital de Enersis S.A. en curso, de conformidad con el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas.

A partir de esta fecha, copia de dicho informe se encuentra a disposición de los señores accionistas en las oficinas sociales ubicadas en Santa Rosa 76 piso 15, Santiago de Chile (Gerencia de Inversiones y Riesgos) y en el sitio de internet de la sociedad: www.enersis.cl.

Con fecha 31 de octubre de 2012 se informa que todos los Directores de Enersis S.A., en forma individual y dentro de los plazos prescritos por la Ley de Sociedades Anónimas, han emitido respectivamente las opiniones individuales establecidas por los numerales 5 y 6 del artículo 147 de la Ley de Sociedades Anónimas, relativas al aumento de capital de Enersis S.A. en curso.

A partir de esta fecha, copia de dichas opiniones estarán a disposición de los señores accionistas en las oficinas sociales ubicadas en Santa Rosa 76 piso 15, Santiago de Chile, (Gerencia de Inversiones y Riesgos) y en el sitio de internet de la sociedad: www.enersis.cl.

Con fecha 31 de octubre de 2012 se informa que Enersis S.A. ha recibido una comunicación de Endesa, S.A. fechada 30 de octubre de 2012, relacionada con una proposición de condicionalidad en el aumento de capital de Enersis en curso, la cual se adjunta a la presente.

Mediante dicha comunicación, Endesa solicita formalmente que se proponga en la junta extraordinaria de accionistas de Enersis S.A. que tratará sobre el aumento de capital, que la suscripción y pago de las acciones emitidas quede sujeta al cumplimiento de una condición suspensiva. Esta condición consiste en que los interesados suscriban y paguen, ya sea en el período de suscripción preferente o en otro u otros períodos de oferta, al menos una cantidad tal de acciones que haga posible que Endesa suscriba al menos la totalidad de las acciones que le corresponde de acuerdo a su prorrata, sin superar el límite legal y estatutario de concentración del 65% de las acciones emitidas con derecho a voto. En el evento que la suma total de las acciones suscritas y pagadas implique que Endesa supere dicho límite, se entenderá automáticamente fallida la condición y los contratos de suscripción de acciones no producirán efecto jurídico alguno, devolviéndose a los suscriptores las cantidades entregadas por éstos.

El Directorio de Enersis S.A., en su sesión celebrada el 31 de octubre de 2012, declaró que la propuesta de Endesa cumple con el interés social y acordó asimismo adoptar, en una próxima sesión, las medidas que se estimen procedentes para el resguardo patrimonial de Enersis S.A. y de quienes concurren al referido aumento de capital.

Con fecha 6 de noviembre de 2012 se informa que en sesión celebrada hoy, el Directorio de Enersis S.A. acordó convocar a Junta Extraordinaria de Accionistas a fin de que ésta se pronuncie sobre el aumento de capital en curso, en los mismos términos que fue formulada como una operación única por el controlador Endesa, S.A. (Endesa España). En dicha junta también se informará a los accionistas acerca de otras materias no vinculadas a dicho aumento de capital. Dicha Junta Extraordinaria de Accionistas se celebrará el día 20 de diciembre de 2012 a las 12:30 horas y tendrá lugar en el salón Las Américas del Hotel Intercontinental ubicado en Avenida Vitacura 2885, comuna de Las Condes, Santiago.

Las materias que se someterán al conocimiento y decisión de la Junta Extraordinaria de Accionistas son las siguientes, las cuales podrán ser tratadas en el orden que al efecto determine la junta a objeto que los acuerdos que se adopten sean debidamente concordantes:

1. Aprobar, conforme a los términos del Título XVI de la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas ("LSA"), la operación con partes relacionadas consistente en la ampliación de capital referida en los puntos siguientes de la presente convocatoria, teniendo en consideración los antecedentes que para estos efectos se encuentran a disposición de los accionistas en el domicilio social y en el sitio Web de la sociedad: www.enersis.cl.
2. Aumentar el capital social en una suma en pesos, moneda de curso legal, que no será inferior a la cantidad de US\$ 5.915 millones ni superior a US\$ 6.555 millones a un tipo de cambio de 482,29 por dólar de los Estados Unidos de América, o en la suma que en definitiva determine la Junta Extraordinaria de Accionistas, mediante la emisión del número de acciones de pago que se determine al efecto. Todas las acciones que se emitan serán nominativas y serán ordinarias de una misma serie especial sin preferencia y sin valor nominal, que se denominará Serie B. Esta Serie B tendrá exactamente los mismos derechos que las acciones actualmente emitidas, con la única excepción de sus derechos cambiarios. La Serie B se crea con la sola finalidad de diferenciar las nuevas acciones de aquéllas ya emitidas, puesto que todas estas últimas se encuentran regidas por la Convención Cambiaria acordada con fecha 24 de septiembre de 2008 entre Enersis S.A., Citibank N.A. y el Banco Central de Chile.
3. Aprobar todos los aportes no dinerarios susceptibles de ser capitalizados y su respectivo valor de aporte, sometiendo a deliberación para efectos de los artículos 15 y 67 N°6 de la Ley de Sociedades Anónimas las estimaciones contempladas en los informes independientes emitidos por don Eduardo Walker Hirschfeld, por IM Trust y por Claro y Asociados. Dichos informes se encuentran a disposición de los señores accionistas en el sitio Web de la Sociedad: www.enersis.cl y en las oficinas de esta última. Así, las acciones que se emitan con cargo al aumento de capital social serán pagadas en dinero efectivo y con el aporte en dominio de todas las participaciones societarias de Cono Sur Participaciones S.L., sociedad que agrupará las acciones que se encuentran señaladas en los mencionados informes.
4. Acordar un precio de colocación de las acciones que se emitan o bien establecer una fórmula al efecto y en este último caso delegar en el Directorio la determinación final de dicho precio, siempre que la colocación se inicie dentro de los 180 días siguientes a la fecha de la Junta, de conformidad con el artículo 23 del Reglamento de Sociedades Anónimas. Teniendo presente el precio de colocación que resulte, el Directorio deberá ofrecer la cantidad de acciones que corresponda al número de acciones que sea estrictamente necesario para que, en relación a dicho precio, se obtenga el monto del aumento del capital social. Se entregará información sobre el tratamiento que se dará a los costos de emisión y colocación de las acciones que se emitan y su monto.
5. Establecer que la oferta de colocación de acciones deberá efectuarse en primer lugar dentro del período de suscripción preferente establecido por el artículo 25 de la LSA y el saldo de las acciones no suscritas durante dicho período deberá ser ofrecido en un período de suscripción del remanente, a valores no inferiores ni en condiciones más ventajosas que las ofrecidas en el período de suscripción preferente. Asimismo, acordar los plazos dentro de los cuales las acciones deberán quedar emitidas, suscritas y pagadas.
6. Aprobar que todos los contratos de suscripción de acciones queden sujetos al cumplimiento de una condición suspensiva consistente en que los interesados suscriban y entreguen, ya sea en el periodo de suscripción preferente o en el período de suscripción del remanente, al menos una cantidad tal de acciones que haga posible que el controlador Endesa España suscriba y pague la totalidad de las acciones que le corresponde de acuerdo a su prorrata, sin superar el límite legal y estatutario de concentración del 65% del capital con derecho a voto. En el evento que la suma total de acciones suscritas y entregadas implique que Endesa España supere dicho límite, se entenderá automáticamente fallida la condición y todos los contratos de suscripción de acciones quedarán sin efecto, devolviéndose a los suscriptores los dineros entregados por este concepto.
7. Aprobar el uso de los fondos provenientes del aumento del capital.
8. Modificar los artículos quinto permanente y segundo transitorio de los estatutos sociales conforme a los acuerdos que se adopten en la presente junta de accionistas sobre el aumento del capital social y autorizar a la administración de la compañía para otorgar un texto refundido y actualizado de los estatutos sociales.
9. Acordar aquellos otros aspectos de la operación de aumento de capital descrita que la junta de accionistas estimen del caso aprobar y que sean funcionales o accesorios a dicha operación.

10. Adoptar todos los acuerdos necesarios, conducentes y convenientes para el perfeccionamiento y materialización de las respectivas decisiones que adopte la Junta, incluyendo, pero no limitados, a determinar la forma, época y procedimiento de colocación de las acciones correspondientes al aumento del capital social; inscripción de la emisión de las acciones en el Registro de Valores; plazo para emisión, suscripción y pago de las acciones; establecer el procedimiento de colocación del remanente de acciones que no sean suscritas en el período de suscripción preferente; o bien facultar ampliamente al Directorio para todos estos efectos, como también para que éste pueda adoptar cualquier acuerdo que se requiera para complementar o dar cumplimiento a lo que resuelva la Junta o para satisfacer cualquier exigencia legal, reglamentaria o administrativa o requerimiento de la Superintendencia de Valores y Seguros, de la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América, del Servicio de Impuestos Internos o, en general, de cualquier otra autoridad pública competente, facultando al efecto al Gerente General, al Subgerente General y al Fiscal de la sociedad para que actuando individualmente uno cualquiera de ellos realicen todas las gestiones, actuaciones y actos jurídicos que resulten necesarios o convenientes para llevar a cabo lo señalado.

11. Ratificar el Tercer Clasificador Privado de Riesgo Designado por el Directorio de la Sociedad.

12. Sigüientes materias informativas no vinculadas al aumento de capital:

12.1. Solicitud del Public Company Accounting Oversight Board (PCAOB) de los Estados Unidos de América al Auditor Externo de la Sociedad, Ernst & Young.

12.2. Acuerdos correspondientes a operaciones con partes relacionadas regidas por el Título XVI de la Ley sobre Sociedades Anónimas, adoptados con posterioridad a la última junta ordinaria de accionistas y otros acuerdos de directorio de preceptiva información.

Todas las proposiciones precedentemente indicadas no privan a la Junta de su plena competencia para, en su caso, acogerlas, rechazarlas, modificarlas o acordar algo distinto.

Se comunica a los señores accionistas que el Directorio ha acordado que se proceda a calificación de poderes, proceso que se realizará los días 17, 18 y 19 de diciembre de 2012,

en las oficinas de la sociedad, ubicadas en Santa Rosa N°76, Santiago Centro, de 9:30 a 12:30 horas y de 15:30 a 18 horas y el mismo día de la Junta, a partir de las 11:30 horas y hasta las 12:30 horas, en el lugar de celebración de la misma. El día de la celebración de la Junta sólo se recibirán poderes hasta las 12:30 horas, momento en que se cerrará la recepción de los mismos y, por tanto, sólo se calificarán los poderes que hayan sido recibidos hasta esa hora.

Los accionistas podrán obtener copia íntegra de los documentos que explican y fundamentan las materias que se someten al conocimiento y a la resolución de la Junta en el domicilio social, ubicado en Santa Rosa 76, Piso 15 (Gerencia de Inversiones y Riesgos), Santiago de Chile, con quince días de anticipación a la celebración de esta junta. Asimismo, aquéllos se encontrarán, en dicha oportunidad, a disposición de los señores accionistas en el sitio Web de la sociedad.

Con fecha 6 de noviembre de 2012 se informa que el Directorio de Enersis S.A. acordó diversos temas de interés de los accionistas en relación con la operación de aumento de capital propuesta por el controlador Endesa, S.A. ("Endesa España").

En primer lugar, el Directorio se pronunció sobre el uso de fondos, señalando que la caja obtenida por la Sociedad, de perfeccionarse la operación de aumento de capital en curso, sería destinada fundamentalmente a las siguientes actividades: compra de participaciones en sociedades que Enersis S.A. ya consolida, y adquisiciones en la región y en las actividades donde Enersis S.A. opera en la actualidad, que resulten convenientes para el interés social por agregar valor y que permitan aprovechar oportunidades de mercado. Lo anterior, sin perjuicio de que el Directorio deba aprobar, en su oportunidad, cada una de las operaciones analizadas, las que deberán ser evaluadas en forma particular, detallada y concreta de conformidad con las facultades ordinarias de administración del Directorio.

Asimismo, el Directorio de la Sociedad aprobó el aporte en dominio por parte de Endesa España de las participaciones societarias descritas en los informes independientes emitidos por el perito don Eduardo Walker Hirschfeld y los evaluadores IM Trust y Claro y Asociados y señaló que dicho aporte en dominio debería situarse en un rango de valor no inferior a US\$ 3.586 millones ni superior a US\$ 3.974 millones o en la suma equivalente en pesos, moneda de curso legal, que en definitiva determine la Junta Extraordinaria de Accionistas. El Directorio dejó expresa constancia que con la aprobación precedente se cumplía lo dispuesto en el artículo 14 Bis de los estatutos

sociales y que, en ningún caso, ello podía estimarse como un pronunciamiento bajo los términos del Título XVI de la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas, por lo que se realizaba sin perjuicio de lo que en definitiva resuelva la Junta Extraordinaria de Accionistas que se pronunciará sobre el aumento de capital en conformidad a lo dispuesto en dicho Título y en los artículos 15 y 67 de la Ley de Sociedades Anónimas. El Directorio dejó constancia que dicho rango de valor fue aprobado por seis de los siete miembros de dicho órgano societario, dándose así cumplimiento al quórum especial previsto en dicho artículo 14 Bis que exigía una aprobación de al menos dos tercios del Directorio, observándose que los fundamentos de dicha decisión se contienen en las respectivas opiniones individuales que cada uno de los directores concurrentes emitió con motivo de esta operación y que se encuentran a disposición de los accionistas de la Sociedad en la respectiva página Web y en las oficinas sociales.

Adicionalmente, en relación al hecho esencial de fecha 31 de octubre de 2012, relativo a la condicionalidad del aumento de capital en curso, el Directorio de Enersis S.A. ha procedido a analizar diversas medidas para el resguardo patrimonial de la sociedad y de quiénes concurren al referido aumento de capital, las cuales serán oportunamente publicadas y puestas en conocimiento del mercado y los accionistas.

Finalmente, se acordó por el Directorio solicitar a Endesa España un pronunciamiento relativo a los siguientes asuntos, en relación con la ampliación de capital en curso: (i) otorgamiento de ciertas representaciones y garantías respecto de Piura, Yacylec y Central Dock-Sud; (ii) compromiso relativo a que Enersis S.A. será el único vehículo de inversión en Sudamérica del Grupo Enel en energías convencionales, con excepción de las actividades actualmente desarrolladas a través de Enel Green Power y aquéllas que en un futuro pueda esta última sociedad desarrollar en el campo de las energías renovables; (iii) compromiso de mantener indemne a Enersis respecto de posibles contingencias tributarias derivadas de la estructura de la operación y (iv) mantenimiento del compromiso de no promover un reparto extraordinario de dividendos como consecuencia del aumento de capital en curso.

Con fecha 8 de noviembre se informa que la compañía ha recibido una comunicación del accionista controlador, Endesa, S.A., la cual proporciona información adicional respecto de la posición de Endesa, S.A. en relación a determinados aspectos relativos al aumento de capital propuesto.

Con fecha 9 de noviembre de 2012 se informa que el accionista controlador, Endesa, S.A. ha iniciado un road show a inversionistas, en relación al aumento de capital propuesto en Enersis S.A. Adjuntamos copia de la presentación en idiomas español e inglés, difundidas con motivo de dicho road show. Copia de las mencionadas presentaciones se encuentran además disponibles en la página web de Endesa, S.A. (www.endesa.es) y próximamente estarán disponibles en la página web de Enersis S.A. (www.enersis.cl).

Con fecha 12 de noviembre de 2012 se informa que el accionista controlador, Endesa, S.A. ha registrado un hecho relevante ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores de España, adjuntando presentación más ampliada que efectuará a inversionistas en su Road Show, en relación al aumento de capital propuesto en Enersis S.A. Adjuntamos copia de la mencionada presentación en idiomas español e inglés, las cuales se encuentran además disponibles en la página web de Endesa, S.A. (www.endesa.es) y próximamente estarán disponibles en la página web de Enersis S.A. (www.enersis.cl).

Con fecha 22 de noviembre de 2012 se informa que con fecha 21 de noviembre de 2012, la sociedad ha recibido una comunicación de AFP Habitat S.A., AFP Planvital S.A., AFP Provida S.A., AFP Capital S.A., AFP Cuprum S.A. y AFP Modelo S.A., todas ellas accionistas de Enersis S.A. que en su conjunto representan un 13,63% de las acciones con derecho a voto de la sociedad. Mediante dicha comunicación, los mencionados accionistas solicitan la convocatoria de una Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis S.A. que se realice antes de la Junta Extraordinaria de Accionistas ya convocada por el Directorio para el próximo 20 de diciembre de 2012 a las 12:30 horas.

Asimismo, informo que atendido lo solicitado por los accionistas indicados, y de conformidad con lo dispuesto en el artículo 58 N°3 de la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas, el Directorio de Enersis S.A., en sesión extraordinaria celebrada en la tarde de hoy, acordó convocar a Junta Extraordinaria de Accionistas con el objeto que en ésta: "se informe detalladamente sobre los fundamentos del directorio y de cada uno de sus miembros, respecto de la decisión de llamar a junta extraordinaria de accionistas para aprobar un aumento de capital a enterarse en especies, propuesto por el accionista controlador Endesa España. En especial, se solicita se dé a conocer lo siguiente:

- a) Cuál será la propuesta del directorio o de cada uno de sus miembros respecto de la relación de canje entre las nuevas acciones de Enersis representativas del aumento de capital y el paquete de activos que aportará el accionista controlador, así como los fundamentos que justifiquen la conveniencia de la o las propuestas, tanto para la sociedad como para todos los accionistas y forma en que estas propuestas permiten dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 30 de la ley n° 18.046;
- b) Las razones que han tenido los directores para proponer un piso o valor mínimo a los activos con que el accionista controlador pretende pagar el aumento de capital;
- c) Los fundamentos del directorio y sus miembros que justifiquen la conveniencia de realizar un aumento de capital superior al monto de los activos que el accionista controlador pretende aportar a la sociedad; y,
- d) Se de a conocer y explique las cláusulas del Contrato de ADR sobre el uso de voto de los ADR que no se pronuncian y la forma en que se ejercerán los votos de los referidos tenedores de ADR."

Dicha Junta Extraordinaria de Accionistas se celebrará el día 14 de diciembre de 2012 a las 12:30 horas y tendrá lugar en el Estadio del Grupo Enersis ubicado en calle Carlos Medina N°858, comuna de Independencia, Santiago.

Con fecha 29 de noviembre de 2012 se informa que el Directorio de Enersis S.A., acordó, por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 25 de enero de 2013, un dividendo provisorio de \$1,21538 por acción, con cargo a los resultados del ejercicio 2012, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30.09.2012, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente.

Con fecha 7 de diciembre de 2012 se informa que la compañía ha recibido copia del comunicado de prensa emitido por Endesa, S.A., relativo al aumento de capital de Enersis S.A.

Con fecha 13 de diciembre de 2012 se informa que el Directorio de la Compañía ha acordado proponer a la Junta Extraordinaria de Accionistas que resolverá acerca de aumento de capital en Enersis S.A., a realizarse el 20 de diciembre del año en curso, un rango para el precio de colocación de las nuevas acciones entre Ch\$160 y Ch\$187 por acción.

Adicionalmente, el Directorio, por la unanimidad de sus miembros, acordó declarar que tanto el monto del aumento de capital, valor de los activos y número máximos de acciones a emitir contenidos en los comunicados de prensa difundidos el pasado 7 de diciembre por Endesa, S.A. y cinco AFPs: AFP Capital S.A., AFP Cuprum S.A., AFP Habitat S.A., AFP Plan Vital S.A. y AFP Provida S.A., se encuentran dentro de los parámetros contemplados en los informes emitidos por los evaluadores independientes y por el Comité de Directores de la Sociedad. El Directorio ha estimado positivo que los términos contenidos en los mencionados comunicados de prensa son consecuentes con los planteamientos realizados en su fecha por el Directorio y el Comité de Directores.

Finalmente, se adjunta a la presente, copia de la respuesta del Directorio de Enersis S.A. al Oficio Ordinario N°28.292, de fecha 3 de diciembre de 2012, emitido por la Superintendencia de Valores y Seguros, relativo a las consultas de las AFPs y de la propia SVS.

Con fecha 18 de diciembre de 2012 se informa que el Comité de Directores ha examinado y por la unanimidad de sus miembros, ha remitido al Directorio sin observaciones el contrato de suscripción de acciones a celebrarse entre Enersis S.A. y su controlador, Endesa, S.A., para su difusión a los accionistas. El contrato será sometido para su aprobación a la Junta Extraordinaria de Accionistas que resolverá acerca del aumento de capital en Enersis S.A., citada para el día 20 de diciembre del año en curso. Dicho contrato, en carácter de borrador y sin sus anexos descriptivos, estará disponible para el examen de los señores accionistas en la Gerencia de Inversiones y Riesgos de Enersis S.A., ubicada en Santa Rosa 76, Piso 15, Santiago, y en la página web de la sociedad: www.enersis.cl.

Adicionalmente, se comunica con carácter de hecho esencial que el Depositario Citibank ha informado que no otorgará al Presidente del Directorio el voto discrecional de aquellos tenedores de ADRs que no hayan expresado intención de voto.

Con fecha 21 de diciembre de 2012 se informa que con fecha 20 de diciembre de 2012 se celebró la Junta Extraordinaria de Accionistas que resolvió acerca del aumento de capital en Enersis S.A. En dicha junta, una muy amplia mayoría, prácticamente un 86% de todos los accionistas presentes en sala con derecho a voto, equivalentes al 81,94% del total de acciones con derecho a voto de la compañía, aprobaron un aumento de capital de las siguientes características:



1) Monto máximo del aumento de capital:
2.844.397.889.381 pesos chilenos dividido en
16.441.606.297 acciones de pago nominativas ordinarias
de una misma serie, sin preferencia y sin valor nominal.

2) Valor de los aportes no dinerarios a ser capitalizados:
La totalidad del capital social de Cono Sur, compañía
que agrupará las acciones que se encuentran señaladas
en los informes que han sido puestos a disposición
de los accionistas y que sería aportado por Endesa a
Enersis, S.A. tendrá un valor de un 1.724.400.000.034
pesos chilenos que corresponden a 9.967.630.058
acciones de Enersis S.A. a un precio de 173 pesos chilenos
por acción. Lo anterior constituye un valor referencial de
3.634.754.015,5 dólares de los Estados Unidos de América
a un tipo de cambio observado del día 20 de diciembre

de 2012 de 474,42 pesos chilenos por cada dólar de los
Estados Unidos de América.

3) Precio de colocación de las acciones: Un precio fijo de
173 pesos chilenos por cada acción de pago que se emita
como consecuencia del aumento de capital.

Los accionistas aprobaron los términos del aumento de
capital antes descrito, como operación con parte relacionada
en condiciones de mercado y en el mejor interés de la
sociedad, cumpliendo de este modo, con los requisitos
exigidos por el artículo 147 de la Ley 18.046.

Adicionalmente, se votaron, ratificaron y aprobaron los
compromisos del accionista controlador, los cuales habían
sido informados anteriormente mediante hecho esencial de
fecha 8 de noviembre.



Identificación de las compañías filiales y coligadas

AGRÍCOLA DE CAMEROS

Razón social
Sociedad Agrícola de Cameros Limitada

Tipo de sociedad
Sociedad Responsabilidad Limitada

RUT
77.047.280-6

Dirección
Camino Polpaico a Til-Til, S/N Til-Til

Teléfono
(56 2) 2378 4700
Capital suscrito y pagado (M\$)
5.738.046

Objeto social
La sociedad tiene por objeto la explotación de predios agrícolas.

Actividades que desarrolla
Agrícola e Inmobiliaria.

Principales ejecutivos
Hugo Ayala Espinoza
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
57,50% - Sin variación.

AGUAS SANTIAGO PONIENTE

Razón social
Aguas Santiago Poniente S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada, sujeta a las normas de las Sociedades Anónimas Abiertas

RUT
96.773.290-7

Dirección
Boulevard Aeropuerto Norte 9623, local 4, Parque Industrial Enea, Pudahuel
Teléfono
(56 2) 2601 0601

Capital suscrito y pagado (M\$)
6.601.121

Objeto social
La sociedad tiene por objeto exclusivo, establecer, construir y explotar servicios públicos destinados a producir y distribuir agua potable; recolectar, tratar y disponer aguas servidas, y efectuar las demás funciones que expresamente autorice el DFL N° 382 de 1988 y sus modificaciones.

Actividades que desarrolla
Agua potable y servicios afines.

Directorio
Víctor M. Jarpa Riveros
Andrés Salas Estrades

Luis F. Edwards Mery
José M. Guzmán Nieto
Fernando Gardeweg Ried

Principales ejecutivos
Roberto Alcalde Eyzaguirre
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
55,00% - Sin variación.

AMPLA ENERGÍA

Razón social
Ampla Energia e Serviços S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta

Dirección
Praça Leoni Ramos, N° 01, São Domingos, Niteroi, Río de Janeiro, Brasil

Teléfono
(55 21) 2613 7000

Capital suscrito y pagado (M\$)
288.837.437

Objeto social
Estudiar, planear, proyectar, construir y explorar los sistemas de producción, transmisión, transformación, distribución y comercio de energía eléctrica, así como prestar servicios correlatos que hayan sido o que puedan ser concedidos; realizar investigaciones en el sector energético; participar de otras sociedades del sector energético como accionista, incluso en el ámbito de programas de privatización en Brasil.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica.

Directorio
Mario Fernando de Melo Santos (Presidente)
Antonio Basilio Pires e Albuquerque (Vicepresidente)
Nelson Ribas Visconti
Luciano Galasso Samaria
Ramón Francisco Castañeda Ponce
José Távora Batista
José Alves de Mello Franco
Cristián Fierro Montes
Otacilo de Souza Junior

Principales ejecutivos
Marcelo Llévenes Rebolledo
Director Presidente
José Alves de Mello Franco
Bruno Golebiovsky
Carlos Ewandro Naegele Moreira
Claudio Rivera Moya
Déborah Meirelles Rosa Brasil
Teobaldo Jose Cavalcante Leal
Janaina Savino Vilella Carr
Participación de Enersis
(directa e indirecta)
91,63 %

Proporción sobre Activo de Enersis
1,92%

ARA – INGENDESA

Razón Social
Consortio Ara – Ingendesa Limitada

Tipo de Sociedad
Sociedad de responsabilidad limitada

Rut
77.625.850-4

Domicilio
Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

Teléfono
(562) 2630 9000

Objeto Social
Prestación de servicios de ingeniería, comprendiéndose en ellos la proyección, planificación y ejecución de estudios y proyectos de ingeniería, asesorías y consultorías, otorgamiento de asistencia e información técnica y la administración, inspección y desarrollo de proyectos y obras. Además, ejecutar toda clase de obras, montar y poner en marcha para sí o terceros, todo tipo de establecimientos, industriales o no, comercializando para sí o terceros los bienes o servicios producidos.

Actividades que desarrolla
Servicios de ingeniería.

Capital Suscrito y Pagado
M\$500

Apoderados
Alejandro Santolaya de Pablo
Juan Benabarre Benaiges

Apoderados Suplentes
Daniel Barría
Cristián Arandeda Valdívieso
Fernando Armijo Scotti
Nelson Hernández Pérez

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
29,99%- Sin variación.

ATACAMA FINANCE

Razón social
Atacama Finance Co.

Tipo de sociedad
Compañía exenta constituida en Caymán Island, BWI.

Dirección
Caledonian House P.O. Box 265 G, George Town, Grand Cayman, Cayman Islands

Teléfono
(562) 2630 9000

Capital suscrito y pagado (M\$)
3.305.043

Objeto social

El principal objetivo de la sociedad incluye el endeudamiento en dinero en el mercado financiero a través de créditos acordados o la emisión de bonos u otros títulos y el préstamo en dinero a otras compañías, en particular aquellas que tengan relación con el Proyecto Atacama.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directorio

Horacio Reyser
Ingrid Morales Ávila (Finanzas Internacionales Latinoamérica, Enersis S.A.)
Gonzalo Alende Serra
Eduardo Escaffi Johnson (Gerente de Finanzas de Enersis S.A.)

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
30,75%

AYSÉN TRANSMISIÓN

Razón social
Aysén Transmisión S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad anónima cerrada inscrita en el Registro de Valores de la SVS

RUT
76.041.891-9

Dirección
Miraflores 383, Of. 1302, Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2713 5000

Capital suscrito y pagado (M\$)
22.368

Objeto social

El objeto de la sociedad es desarrollar, y alternativa o adicionalmente administrar, los sistemas de transmisión eléctrica que requiera el proyecto de generación hidroeléctrica que HidroAysén planifica construir en la Región de Aysén, el cumplimiento de su objeto, forman parte de su giro las siguientes actividades: a) el diseño, desarrollo, construcción, operación, propiedad, mantenimiento y explotación de sistemas de transmisión eléctrica, b) el transporte de energía eléctrica, y c) la prestación de servicios relacionados con su objeto social.

Actividades que desarrolla
Transmisión eléctrica

Directorio

Joaquín Galindo Vélez (Presidente)
Juan Benabarre Benaiges
Bernardo Larraín Matte
Luis Felipe Gazitúa Achondo
Ramiro Alfonsín Balza

Carlos Martín Vergara
Claudio Iglesias Guillard
Juan Eduardo Vásquez

Directores suplentes

Sebastián Fernández Cox
Eduardo Lauer Rodríguez
Cristián Morales Jaureguiberry
Enrique Donoso Moscoso

Principales ejecutivos

Jorge Andrés Taboada Rodríguez
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
30,59% - Sin variación.

AYSÉN ENERGÍA

Razón social
Aysén Energía S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad anónima cerrada.

RUT
76.091.595-5

Dirección
Miraflores 383, Of. 1302, Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2713 5000

Capital suscrito y pagado (M\$)
4.900

Objeto social

Los objetos de la sociedad son los siguientes:
I.- Cumplir lo ordenado por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia en el Resuelvo número primero de la Resolución Número Treinta, de fecha veintiséis de mayo de dos mil nueve.
II.- Dar cumplimiento al compromiso asumido por Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. con la comunidad de la XI Región de Aysén, del General Carlos Ibáñez del Campo, en el marco del desarrollo Proyecto Hidroeléctrico Aysén, para proveer a esa región de una oferta de energía eléctrica de menor costo que la actual, a través del desarrollo, financiamiento, propiedad y explotación de proyectos de generación y de transmisión de energía eléctrica en dicha región. Para el cumplimiento de lo anterior, la sociedad podrá desarrollar, entre otras, las siguientes actividades: a) la producción de energía eléctrica mediante cualquier medio de generación, su suministro y comercialización, b) el transporte de energía eléctrica, c) la prestación de servicios relacionados con su objeto social, d) solicitar, obtener o adquirir y gozar las concesiones, derechos y permisos que se requieran.
Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica (proyecto)

Directores Titulares

Joaquín Galindo Vélez (Presidente)
Juan Benabarre Benaiges
Ramiro Alfonsín Balza

Bernardo Larraín Matte
Luis Felipe Gazitúa Achondo
Juan Eduardo Vásquez

Directores Suplentes

Carlos Martín Vergara
Sebastián Fernández Cox
Claudio Iglesias Guillard
Eduardo Lauer Rodríguez
Cristián Morales Jaureguiberry
Enrique Donoso Moscoso
Principales ejecutivos
Daniel Fernández Koprach
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
30,59%

CELTA

Razón social
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
96.770.940-9

Dirección
Santa Rosa 76, Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2630 9000

Capital suscrito y pagado (M\$)
331.770.543

Objeto social

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

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directorio

Alejandro García Chacón (Presidente)
Alan Fischer Hill
Humberto Espejo Paluz

Principales ejecutivos
Eduardo Soto Trincado
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
61,49%

Proporción sobre Activo de Enersis
0,17%

CENTRAL DOCK SUD S.A.

Razón Social
Central Dock Sud S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Pasaje Ingeniero Butty 220 Piso 16 Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Teléfono
4229-1000

Capital suscrito y pagado (M\$)
M\$ 12.272.405

Objeto social
Producción de energía eléctrica.

Actividades que desarrolla
Generación de Energía Eléctrica

Directores titulares
Martin Mandarano
Alejandro Héctor Fernández
Rodolfo Berisso
José Miguel Granged Bruñen
Joaquín Galindo Vélez
José María Hidalgo Martín-Mateos
Paula María García Kedingler
María Inés Justo Borga
Pablo Vera Pinto

Directores suplentes
Juan Carlos Blanco
Julián Matías Ferreiro
Daniel Gustavo Ciaffone
Gerardo Zmijak
Sebastián Ortiz
Jorge Norberto Peña
Fernando Claudio Antognazza
Fernando Boggini
Rodrigo Quesada

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
39,99%

CENTRAL VUELTA OBLIGADO

Razón social
Central Vuelta Obligado S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Av. Thomas Edison 2701, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4117 1077

Capital suscrito y pagado (M\$arg)
500

Objeto social
Producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque, y particularmente, la gestión de compra del equipamiento, la

construcción, la operación y el mantenimiento de una central térmica denominada Vuelta de Obligado en cumplimiento del "Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos, Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2008-2011" suscrito el 25 de noviembre de 2010 entre el Estado Nacional y las empresas generadoras firmantes.

Actividades que desarrolla
Construcción de una central termoeléctrica denominada Central Vuelta de Obligado.

Directores titulares
José Miguel Granged Bruñen
Fernando Claudio Antognazza
José María Vázquez
Eduardo Nitardi

Directores suplentes
Leonardo Marinaro
Juan Carlos Blanco
Roberto José Fagan
Adrian Salvatore

Principales ejecutivos
Eduardo Nitardi
Gerente General
Participación de Enersis
(directa e indirecta)
16,17%

CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE AYSÉN

Razón social
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada constituida en la ciudad de Santiago, Chile, inscrita en el Registro de Valores de la SVS

RUT
76.652.400-1

Dirección
En Santiago, Chile, calle Miraflores 383, oficina 1302.
En Coyhaique, Chile, calle Baquedano 260.
En Cochrane, Chile, calle Teniente Merino 324.

Teléfono
(562) 2713 5000

Capital suscrito y pagado (M\$)
168.945.662

Objeto social
El desarrollo, financiamiento, propiedad y explotación de un proyecto hidroeléctrico en la Décimo Primera Región de Aysén, de capacidad estimada 2.750 MW mediante cinco centrales hidroeléctricas, el cual se denomina "Proyecto Aysén". Para el cumplimiento de su objeto, forman parte de su giro las siguientes actividades: a) la producción y transporte de energía eléctrica; b) el suministro y comercialización de energía eléctrica a sus accionistas; y c) la administración, operación y mantenimiento de obras hidráulicas, sistemas eléctricos y centrales generadoras de energía hidroeléctrica.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica (proyecto).

Directores Titulares
Joaquín Galindo Vélez
Juan Benabarre Benaiges
Ramiro Alfonsín Balza
Bernardo Larraín Matte
Luis Felipe Gazitúa Achondo
Juan Eduardo Vásquez

Directores Suplentes
Carlos Martín Vergara
Sebastián Fernández Cox
Claudio Iglesias Guillard
Eduardo Lauer Rodríguez
Cristián Morales Jaureguiberry
Enrique Donoso Moscoso

Principales ejecutivos
Daniel Fernández Koprlich
Vicepresidente Ejecutivo

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
30,59% - Sin variación.

CHILECTRA

Razón social
Chilectra S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta

RUT
96.800.570-7

Dirección
Santa Rosa 76, piso 8,
Santiago, Chile

Teléfono
(56 2) 2675 2000

Capital suscrito y pagado (M\$)
367.928.682

Objeto social
Explotar en el país o en el extranjero, la distribución y venta de energía eléctrica, hidráulica, térmica, calórica o de cualquier naturaleza, así como la distribución, transporte y venta de combustibles de cualquier clase, suministrando dicha energía o combustibles al mayor número de consumidores en forma directa o por intermedio de otras empresas.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica.

Directorio
Juan María Moreno Mellado
Marcelo Llévénos Rebolledo
Livio Gallo
Hernán Felipe Errázuriz Correa
José Luis Marín López-Otero
Elena Salgado Méndez

Principales ejecutivos
Cristián Fierro Montes
Gerente General
Gianluca Caccialupi
Subgerente General
Gonzalo Vial Vial
Andreas Gebhardt Strobel

Daniel Gómez Sagner
Enrique Fernández Pérez
Ramón Castañeda Ponce
Jaime Muñoz Vargas
Gloria Salgado Rubilar
Héctor Villouta Sanhueza
Luciano Galasso Samaría
Jean Paul Zalaquett Falaha

Relaciones comerciales
Con clientes y proveedores.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
99,09% - Sin variación.

Proporción sobre Activo de Enersis
6,75%

CHILECTRA INVERSUD

Razón social
Chilectra Inversud S.A.

RUT
99.573.910-0

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Santa Rosa 76, piso 8, Santiago, Chile

Teléfono
(56 2) 2675 2000

Capital suscrito y pagado (M\$)
265.306.226

Objeto social
Explotar en el extranjero, por cuenta propia o a través de terceros los negocios de la distribución y venta de energía eléctrica. Asimismo, podrá realizar inversiones en empresas extranjeras, como también efectuar toda clase de inversiones en toda clase de instrumentos mercantiles como abonos, debentures, títulos, crédito, valores mobiliarios negociables u otros documentos financieros o comerciales, todo ello, con miras a la percepción de sus frutos naturales y civiles. Para lo anterior, podrá constituir, modificar, disolver y liquidar sociedades en el extranjero, pudiendo asimismo desarrollar todas las demás actividades que sean complementarias y/o relacionadas con los giros anteriores.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directorio
Ramón Castañeda Ponce
Francisco Miqueles Ruz
Gonzalo Vial Vial

Principales ejecutivos
Francisco Miqueles Ruz
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
99,09% - Sin variación.

CHINANGO

Razón social
Chinango S.A.C.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima cerrada

Dirección
Avda. Víctor Andrés Belaúnde 147, Edificio Real 4,
piso 7, San Isidro, Lima, Perú

Capital suscrito y pagado (M\$)
50.042.423

Objeto social
El objeto principal de la sociedad es la generación, comercialización y transmisión de energía eléctrica, pudiendo realizar todos los actos y celebrar todos los contratos que la ley peruana permita a tales efectos.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Gerente General
Edegel S.A.A. representado por Julián
Cabello Yong

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
29,97% (sin variación)

CHOCÓN

Razón social
Hidroeléctrica El Chocón S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Avda. España 3301,
Buenos Aires, Argentina

Capital suscrito y pagado (M\$)
24.073.993

Objeto social
Producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directores Titulares
Joaquín Galindo Vélez
José Miguel Granged Bruñen
José María Hidalgo Martín Mateos
Eduardo Escaffi Johnson (Gerente de Finanzas de Enersis S.A.)
Vacante
Alex Daniel Horacio Valdez
Juan Carlos Nayar
Sergio Maschio

Directores Suplentes
Jorge Raúl Burlando Bonino
Francisco Domingo Monteleone
Juan Carlos Blanco
Roberto José Fagan

Fernando Carlos Boggini
Orlando Adalberto Díaz
Alejandro Nagel

Principales ejecutivos
Fernando Claudio Antognazza
Gerente General
Fernando Carlos Luis Boggini
Gerente de Finanzas
Néstor Srebernic
Gerente de Producción
Cristian Vargas
Gerente Comercial
Rodolfo Silvio Bettinsoli
Gerente de Recursos Humanos

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
39,21% - Sin variación.

CODENSA

Razón social
Codensa S.A. E.S.P.

Tipo de sociedad
Sociedad anónima de carácter privado – Empresa de servicios públicos domiciliarios

Dirección
Carrera 13 A #93-66, Bogotá, Colombia

Teléfono
(57 1) 601 6060

Capital suscrito y pagado (M\$)
3.593.166

Objeto social
La sociedad tiene como objeto principal la distribución y comercialización de energía eléctrica, así como la ejecución de todas las actividades afines, conexas, complementarias y relacionadas a la distribución y comercialización de energía, la realización de obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica y la comercialización de productos en beneficio de sus clientes. La sociedad podrá además ejecutar otras actividades relacionadas con la prestación de los servicios públicos en general, gestionar y operar otras empresas de servicios públicos, celebrar y ejecutar contratos especiales de gestión con otras empresas de servicios públicos y vender o prestar bienes o servicios a otros agentes económicos dentro y fuera del país relacionado con los servicios públicos. Podrá además participar como socia o accionista en otra empresas de servicios públicos, directamente, o asociándose con otras personas, o formando consorcio con ellas. En desarrollo del objeto principal antes enunciado, la sociedad podrá promover y fundar establecimientos o agencias en Colombia o en el exterior; adquirir a cualquier título toda clase de bienes muebles o inmuebles, arrendarlos, enajenarlos, gravarlos y darlos en garantía; asumir cualquier forma asociativa o de colaboración empresarial con personas naturales o jurídicas para adelantar actividades relacionados, conexas y complementarias con su objeto social; explotar marcas, nombres comerciales, patentes, invenciones o cualquier otro bien incorporal siempre que sean afines al objeto principal; girar aceptar, endosar, cobrar y pagar toda clase de títulos valores, instrumentos negociables, acciones,

títulos ejecutivos y demás; participar en licitaciones públicas y privadas; dar a, o recibir de, sus accionistas, matrices, subsidiarias, y terceros dinero en mutuo; celebrar contratos de seguros, transporte, cuentas en participación, contratos con entidades bancarias y/o financieras.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica.

Directores titulares
Cristian Fierro Montes
José Antonio Vargas Lleras
Lucio Rubio Díaz
Sandra Stella Fonseca Arenas
Ricardo Roa Barragán
Ricardo Bonilla González
Orlando José Cabrales Martínez
Directores suplentes
Gustavo Gómez Cerón
Leonardo López Vergara
David Felipe Acosta Correa
Ernesto Moreno Restrepo
Álvaro Torres Macías
José Alejandro Herrera Lozano
Antonio Sedán Murra

Principales ejecutivos
David Felipe Acosta Correa
Gerente General
Andrés Caldas Rico
Jaime A. Vargas Barrera
Juan Manuel Pardo Gómez
María Celina Restrepo
Leonardo López Vergara
Rafael Carbonell Blanco
Omar Serrano Rueda
Mauricio Carvajal
Raúl Puentes Barrera

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
48,39%

Proporción sobre Activo de Enersis
11,02%

COELCE

Razón social
Companhia Energética do Ceará

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta

Dirección
Rua Padre Valdevino, 150 - Centro, Fortaleza,
Ceará, Brasil

Teléfono
(55 85) 3453-4082

Capital suscrito y pagado (M\$)
98.549.260

Objeto social
a) La producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, ejecución de servicios correlacionados que les vengán a ser concedidos o autorizados por cualquier título de derecho, y el desarrollo de actividades asociadas a los servicios, bien como la celebración de actos de

comercio decurrentes de esas actividades;
b) La realización de estudios, planeamientos, proyectos, construcción y operación de sistemas de producción, transformación, transporte y almacenamiento, distribución y comercio de energía de cualquier origen o naturaleza, en la forma de concesión, autorización y permisos que les fueron otorgados con jurisdicción en el área territorial del Estado de Ceará, y otras áreas definidas por el Poder Concedente.
c) El estudio, proyecto y ejecución de planos y programas de pesquisa y desarrollo de nuevas fuentes de energía, en especial las renovables, acciones que desarrollara directamente o en cooperación con otras instituciones;
d) El estudio, la elaboración y ejecución, en el sector de energía, de planos y programas de desarrollo económico y social en regiones de interés de la comunidad y de la compañía, directamente o en colaboración con órganos estatales o privados, pudiendo, también, suministra datos, informaciones y asistencia técnica a la iniciativa pública o privada que revele empeño en implantar actividades económicas y sociales necesarias al desarrollo;
e) La práctica de más actos que se hicieren necesarios al objeto social, bien como la participación en el capital social de otras compañías en Brasil o en el exterior, cuyas finalidades seamos la explotación de servicios públicos de energía eléctrica, incluyendo los enchufados a la producción, generación, transmisión y distribución.

Actividad que desarrolla
Distribución y venta de energía eléctrica y servicios afines en el Estado de Ceará, Brasil

Directorio
Mario Fernando de Melo Santos (Presidente)
Marcelo Llévenes Rebolledo (Vicepresidente)
Gonzalo Vial Vial
José Alves de Mello Franco
Jorge Parente Frota Júnior
Cristián Eduardo Fierro Montes
Francisco Honório Pinheiro Alves
Renato Soares Sacramento
Nelson Ribas Visconti
Joao Francisco Landim Tavares
Claudio Manuel Rivera Moya

Directores suplentes
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
Luciano Alberto Galasso Samaria
Teobaldo José Cavalcante Leal
José Caminha Alencar Aripe Júnior
José Távora Batista
Carlos Ewandro Naegele Moreira
Vlândia Viana Regis
José Nunes de Almeida Neto
Bruno Golebiovsky
Robson Figueiredo de Oliveira

Principales ejecutivos
Abel Alves Rochinha
Gerente Presidente

David Augusto de Abreu
Teobaldo José Cavalcante Leal
José Nunes de Almeida Neto
Carlos Ewandro Naegele Moreira
José Távora Batista
Olga Jovanna Carranza Salazar
José Alves de Mello Franco

Cristine de Magalhães Marcondes
Nelson Ribas Visconti

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
49,18%

CONSTRUCCIONES Y PROYECTOS LOS MAITENES

Razón social
Construcciones y Proyectos Los Maitenes S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
96.764.840-K

Dirección
Américo Vespucio 100, Pudahuel, Santiago, Chile

Teléfono
(56 2) 2601 0601

Capital suscrito y pagado (M\$)
41.742.265

Objeto social
a) La construcción por cuenta propia o para terceros, en terrenos propios o ajenos, urbanizados o no urbanizados, de todo tipo de obras civiles, instalaciones, edificios, viviendas, oficinas y otros;
b) La venta o enajenación en cualquier forma de tales obras y construcciones; c) El estudio y desarrollo de proyectos para tales construcciones, incluyendo, ingeniería, arquitectura, financiamiento, comercialización y otros. En el desarrollo de las actividades propias de su giro, la sociedad podrá siempre actuar por cuenta propia o ajena, ya sea directamente o formando parte de asociaciones, comunidades, sociedades y personas jurídicas de cualquier naturaleza, de las cuales podrá incluso asumir la administración.

Actividades que desarrolla
Inmobiliaria.

Directorio
Fernando Gardeweg Ried
Andrés Salas Estrades
Luis Felipe Edwards Mery
José Manuel Guzmán Nieto
Victor Jarpa Riveros

Principales ejecutivos
Roberto Alcalde Eyzaguirre
Gerente General
Rodrigo Sánchez Cubric
Fernando Krebs Labarca

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
55,00% - Sin variación.

CTM

Razón social

Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima constituida en la ciudad de Buenos Aires, República de Argentina

Dirección

Bartolomé Mitre 797, piso 11, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Capital suscrito y pagado (M\$)

1.142.971

Objeto social

Prestar servicios de transporte de energía eléctrica en alta tensión, tanto en el caso de vinculación de sistemas eléctricos nacionales como internacionales, de acuerdo a la legislación vigente, a cuyo fin podrá participar en licitaciones nacionales o internacionales, convertirse en concesionaria de los servicios públicos de transporte de energía eléctrica en alta tensión nacional o internacional y realizar todas aquellas actividades que resulten necesarias para el cumplimiento de sus fines, incluyendo expresamente pero no limitado a, constituirse como parte en contratos de construcción, operación y mantenimiento para el inicio y/o ampliación de líneas de transporte de energía eléctrica, participar en la financiación de proyectos relacionados directa o indirectamente con dichos emprendimientos como prestaría y/o prestamista y/o garante y/o avalista, cuyo efecto podrá otorgar garantías a favor de terceros. Se excluyen expresamente todas aquellas actividades comprendidas en la Ley de Entidades Financieras y toda otra que requiera el concurso del ahorro público.

Actividades que desarrolla

Transmisión de energía eléctrica por interconexión internacional.

Directores titulares

José María Hidalgo Martín-Mateos
Guilherme Gomes Lencastre
Arturo Miguel Pappalardo

Directores suplentes

José Venegas Maluenda
Juan Carlos Blanco
Roberto José Fagan

Principales ejecutivos

Arturo Miguel Pappalardo
Gerente General

Participación de Enersis

(directa e indirecta)
83,54%

DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE CUNDINAMARCA

Razón social

Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

Rut

900.265.917-0

Dirección

Carrera 9 N° 73-44 Piso 5
Capital suscrito y pagado (M\$)
57.871.689

Objeto social

La sociedad tiene como objeto principal la distribución y comercialización de energía eléctrica, así como la ejecución de todas las actividades afines, conexas, complementarias y relacionadas a la distribución y comercialización de energía, la realización de obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica, y la comercialización de productos en beneficio de sus clientes.

Actividades que desarrolla

Distribución y comercialización de energía eléctrica

Directores titulares

Catalina Velasco Campusano
David Felipe Acosta
María Cristina Toro Restrepo

Directores Suplentes

Iván Pinzón Amaya
Leonardo López Vergara
Fabiola Leal Castro

Principales Ejecutivos

Álvaro Torres Macías
Gerente General

Participación de Enersis

(directa e indirecta)
23,71%

DISTRILEC INVERSORA

Razón social

Distrilec Inversora S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

Dirección

San José 140, Buenos Aires, Argentina

Teléfono

(54 11) 4370 3700

Capital suscrito y pagado (M\$)

40.756.974

Objeto social

Objeto exclusivo de inversión de capitales en sociedades constituidas o a constituirse que tengan por actividad principal la distribución de energía eléctrica o que directa o indirectamente participen en sociedades con dicha actividad principal mediante la realización de toda clase de actividades financieras y de inversión, salvo a las previstas en leyes de entidades financieras, la compra y venta de títulos públicos y privados, bonos, acciones, obligaciones negociables y

otorgamiento de préstamos, y la colocación de sus fondos en depósitos bancarios de cualquier tipo.

Actividades que desarrolla

Sociedad de inversiones.

Directores titulares

José María Hidalgo Martín Mateos (Presidente)
Cristián Fierro Montes
María Inés Justo
Juan Carlos Blanco
Rafael Fauquie Bernal
Gonzalo Alejandro Pérez Moore
Juan Carlos Bledel
José María Vásquez
Fernando Bonnet
Edgardo Lican

Directores suplentes

Fernando Antognazza
Rodrigo Quesada
Roberto Fagan
Mariana Marine
Gonzalo Vial Vial
Héctor Sergio Falzone
José María Saldungaray
Oswaldo Alejandro Pollice
Leonardo Marinaro
Justo Pedro Saenz

Principales ejecutivos

Antonio Jerez
Gerente General

Participación de Enersis

(directa e indirecta)
50,93% - Sin variación.

Proporción sobre Activo de Enersis

0,01%

EDEGEL

Razón social

Edegel S.A.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Abierta

Dirección

Avda. Víctor Andrés Belaúnde 147, Edificio Real 4, piso 7, San Isidro, Lima, Perú

Capital suscrito y pagado (M\$)

423.750.467

Objeto social

En general, actividades propias de la generación de energía eléctrica. Podrá efectuar asimismo, los actos y operaciones civiles, industriales, comerciales y de cualquier otra índole que sean relacionados o conducentes a su Objeto Social principal.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica.

Directorio

Ignacio Blanco Fernández (Presidente)
Alberto Briand Rebaza Torres (Vicepresidente)

Joaquín Galindo Vélez
Rafael Fauquió Bernal
Reynaldo Llosa Barber
Claudio Herzka Buchdahl
Gerardo Rafael Sepúlveda Quezada

Directores Suplentes
Julián Cabello Yong
Raffaele Enrico Grandi
Arrate Gorostidi Aguirresarobe
Mariano Paz Soldán Franco
Alberto Triulzi Mora
Sebastián Fernández Cox
Eric Andrés Añorga Müller

Principales Ejecutivos
Francisco Pérez Thoden Van Velzen (Gerente General)
Julián Cabello Yong (Gerente de Explotación)
Carlos Rosas Cedillo (Gerente de Gestión de Energía y Comercialización)
Eric Añorga Müller (Gerente de Finanzas)
Daniel Abramovich Ackerman (Gerente de Asesoría Legal)

Participación de Enersis (directa e indirecta)
37,46% (sin variación)

EDELNOR

Razón social
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta

Dirección
Jr. Teniente Cesar López Rojas 201 Urb. Maranga, San Miguel, Lima, Perú

Teléfono
(51 1) 561 2001

Capital suscrito y pagado (M\$)
99.904.810

Objeto social
Dedicarse a las actividades propias de la prestación del servicio de distribución, transmisión y generación de energía eléctrica, de acuerdo con lo dispuesto en la legislación vigente. Complementariamente, la sociedad podrá dedicarse a la venta de bienes bajo cualquier modalidad, así como a la prestación de servicios de asesoría y financieros, entre otros, salvo por aquellos servicios para los cuales se requiera de una autorización expresa conforme con la legislación vigente.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica

Directorio
Reynaldo Llosa Barber (Presidente)
Ignacio Blanco Fernández
Paolo Giovanni Pescarmona
María Cecilia Blume Cilloniz
Cristian Eduardo Fierro Montes
Fernando Fort Marie
Claudio Eduardo Helfmann Soto
José María Hidalgo Martín Mateos

Principales ejecutivos
Ignacio Blanco Fernández
Gerente General
Carlos Solís Pino
Walter Sciutto Brattoli
Rocío Pachas Soto
Raffaele Enrico Grandi
Luis Salem Hone
Pamela Gutiérrez Damiani
Alfonso Valle Cisneros

Participación de Enersis (directa e indirecta)
75,54%

Proporción sobre Activo de Enersis
1,52%

EDESUR

Razón social
Empresa Distribuidora Sur S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
San José 140 (1076), Capital Federal, Argentina

Teléfono
(54 11) 4370 3700

Capital suscrito y pagado (M\$)
69.224.794

Objeto social
Distribución y comercialización de energía eléctrica y operaciones vinculadas.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica.

Directores Titulares
José María Hidalgo Martín Mateos (Presidente)
Juan Carlos Blanco
Cristian Fierro Montes
Marcelo Silva Iribarne
Gonzalo Vial Vial
Marco Fadda (Gerente Regional Planificación y Control Enersis S.A.)
Ernesto Pablo Badaraco
José María Vásquez

Directores Suplentes
Roberto Fagan
José Miguel Granged
Fernando Antognazza
María Inés Justo
Rodrigo Quesada
Mariana Marine
Fernando Bonnet
José María Saldungaray

Principales ejecutivos
Antonio Jerez Agudo
Gerente General
Silvia Migone Díaz
Gerente Asuntos Legales

Participación de Enersis (directa e indirecta)
71,61%

Proporción sobre Activo de Enersis
0,03%

ELÉCTRICA CABO BLANCO S.A.C.

Razón Social
Cabo Blanco S.A.C.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Calle César López Rojas N° 201, Urbanización Maranga, Distrito de San Miguel, Provincia y Departamento de Lima

Teléfono
(051) 517-2993

Capital suscrito y pagado (M\$)
8.723.363

Objeto social
Realizar inversiones en otras sociedades, principalmente en aquellas dedicadas a la explotación de recursos naturales y, muy especialmente, en las vinculadas a la generación, producción y comercialización de energía eléctrica; así como realizar actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica de manera directa.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.
Ejecutivos principales
Manuel Cieza Paredes (Gerente General)

Participación de Enersis (directa e indirecta)
100%

Proporción sobre Activo de Enersis
0,40%

ELECTROGAS

Razón social
Electrogas S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
96.806.130-5

Dirección
Alonso de Córdova 5900, Oficina 401, Comuna de Las Condes
Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2299 3400

Objeto social
La sociedad tiene por objeto prestar servicios de transporte de gas natural y otros combustibles, por cuenta propia y ajena, para lo cual podrá construir, operar y mantener gasoductos, oleoductos, poliductos e instalaciones complementarias.

Actividades que desarrolla
Transporte de gas.

Capital suscrito y pagado (M\$)
11.176.162

Directores titulares
Juan Eduardo Vásquez Moya (Presidente)
Alan Fischer Hill (Vicepresidente)
Pedro Gatica Kerr
Eduardo Lauer Rodríguez
Fernando Promis Baeza
Directores suplentes
Andrés Opazo Irrarrázaval
Gastón Schofield Lara
Cristian Morales Jaureguiberry
Juan Oliva Vásquez
Ricardo Santibáñez Zamorano

Principales ejecutivos
Carlos Andreani Luco
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
25,49% - Sin variación.

EMGESA

Razón social
Emgesa S.A. E.S.P.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima, de carácter privado, Empresa de Servicios Públicos

Dirección
Carrera 11 N°82-76, piso 4, Santa Fe de Bogotá,
D.C. Colombia

Capital suscrito y pagado (M\$)
165.215.801

Objeto social
La empresa tiene por objeto principal la generación y comercialización de energía eléctrica y la comercialización de gas combustible, así como la ejecución de todas las actividades afines, conexas, complementarias y relacionadas con su objeto principal.

Actividades que desarrolla
Generación y comercialización de energía eléctrica.

Directores titulares
Joaquín Galindo Vélez
Lucio Rubio Díaz
José A. Vargas Lleras
Sandra Stella Fonseca Arenas
Ricardo Roa Barragán
Ricardo Bonilla González
Luisa Fernanda Lafaurie Rivera

Directores suplentes
Omar Serrano Rueda
Carlos Luna Cabrera
Juan Manuel Pardo
Ernesto Moreno Sánchez
Álvaro Torres Macías
Jose Alejandro Herrera Lozano
Andrés López Valderrama

Principales ejecutivos
Lucio Rubio Díaz
Gerente General
Carlos Luna Cabrera
Andrés Caldas Rico
Juan Manuel Pardo Gómez
Fernando Gutiérrez Medina
Gustavo Gómez Cerón
María Celina Restrepo
Leonardo López Vergara
Rafael Carbonell Blanco
Omar Serrano Rueda
Mauricio Carvajal García
Raúl Puentes Barrera
Ana Patricia Delgado Meza
Javier Blanco Fernández

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
37,72%

Proporción sobre Activo de Enersis
2,90%

EMGESA PANAMÁ, S.A.

Razón Social
Emgesa Panamá, S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima que no cotiza en bolsa ni es emisora de valores.

Domicilio
Ciudad de Panamá, Panamá

Objeto social
Compra, venta, importación y exportación de electricidad. Adicionalmente, la sociedad podrá dedicarse a la industria y al comercio en general, pudiendo celebrar todas las transacciones, operaciones, negocios, actos y actividades permitidas por las leyes panameñas a las sociedades anónimas aunque no estén expresamente mencionadas en este PACTO SOCIAL.

Actividades que desarrolla
Compra, venta, importación y exportación de electricidad.

Capital suscrito y pagado (M\$)
5.255

Directores
Lucio Rubio Díaz
Andrés Caldas Rico
Omar Serrano Rueda

Principales ejecutivos
Fernando Gutiérrez Medina
Andrés Caldas Rico
Elizabeth Laverde Enciso

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
37,72%

EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA

Razón social
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada
Rut
860.007.638-0

Dirección
Carrera 11 N° 93-52 Bogotá D.C.
Teléfono
(571) 7051800

Capital suscrito y pagado (M\$)
10.798.989

Objeto social
Empresa de servicios públicos de generación, comercialización y distribución de energía en el departamento de Cundinamarca y sus alrededores. Cuenta con la Planta de Generación de energía eléctrica Río Negro.

Actividades que desarrolla
Generación, comercialización y distribución de energía

Directores Titulares:
Manuel Guillermo Camargo
David Alfredo Riaño
María Cristina Toro
Alvaro Cruz Vargas
Paulo Jairo Orozco Díaz
Omar Serrano Rueda
Martha Catalina Velasco Campuzano

Directores Suplentes:
Javier Botero Álvarez
Claudia Niño Cubides
Fabiola Leal Castro
Luis Fernando Ayala
David Feferbaum Gutfraind
Aurelio Bustilho de Oliveira
Javier Ortíz Muñoz

Principales Ejecutivos:
Carlos Mario Restrepo Molina
Alberto Duque Ramírez
Olga Pérez R.
Alba Marina Urrea Gómez
Diego Mauricio Muñoz Hoyos
Nidia Ximena León Corredor

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
19,52%

EMPRESA ELÉCTRICA DE COLINA

Razón social
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.

Tipo de sociedad
Sociedad de Responsabilidad Limitada

RUT
96.783.910-8

Dirección
Chacabuco 31, Colina, Santiago, Chile
Teléfono
(56 2) 2844 4280

Capital suscrito y pagado (M\$)
82.222
Objeto social
Distribución y venta de energía eléctrica y venta de artículos eléctricos del hogar, deportes, esparcimiento y computación.
Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica.

Principales ejecutivos
Leonel Martínez Garrido
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
99,09% - Sin variación.

EMPRESA ELECTRICA DE PIURA S.A.

Razón Social
Empresa Eléctrica de Piura S.A

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Calle César López Rojas N° 201, Urbanización Maranga, Distrito de San Miguel, Provincia y Departamento de Lima

Teléfono
(051) 517-2993

Capital suscrito y pagado (M\$)
M\$ 15.318.148

Objeto social
Generación y comercialización de Energía Eléctrica.

Actividades que desarrolla
Generación y comercialización de Energía Eléctrica

Directores
Manuel Muñoz Laguna
Fernando Prieto Plaza (Presidente)
Claudio Helfmann Soto (Vicepresidente)

Ejecutivos principales
Gerente General: Manuel Vicente Cieza Paredes
Gerente de Planificación y Control: Juan Martín Sabogal Carrillo

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
96,50%

ENDESA ARGENTINA

Razón social
Endesa Argentina S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Suipacha 268, piso 12, Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4307 3040

Objeto social
Efectuar inversiones en empresas destinadas a la producción, transporte y distribución de energía eléctrica y su comercialización, así como realizar actividades financieras, con excepción de aquellas reservadas por la ley exclusivamente a los bancos.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Capital suscrito y pagado (M\$)
56.314.705

Directores titulares
José María Hidalgo Martín Mateos
José Miguel Granged Bruñen
Maria Inés Justo

Directores suplentes
Rodrigo Quesada
Mariana Cecilia Mariné
María Julia Nosetti

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
59,98% - Sin variación.

EN - BRASIL COMÉRCIO E SERVIÇOS S.A.

Razón social
En- Brasil Comércio e Serviços S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada constituida de acuerdo a las leyes de la Republica Federativa de Brasil.

Dirección
Praça Leoni Ramos nº 01 – parte, São Domingos, Niterói, Rio de Janeiro, Brasil.
Teléfono
(55 21) 2613 7000
Capital suscrito y pagado (M\$)
222.486

Objeto social
La sociedad tiene como objeto participar del capital social de otras sociedades, en Brasil o en el exterior, el comercio en general, incluso importación y exportación, al por menor y al por mayor, de diversos productos, y la prestación de servicios en general para el sector de energía eléctrica y otros.

Actividades que desarrolla
Prestación de servicios en general para el sector de energía eléctrica y otros.

Principales Ejecutivos
Albino Motta da Cruz
Gerente General
Rafael de Bessa Sales

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
83,54%

ENDESA BRASIL

Razón social
Endesa Brasil S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima de capital cerrado

Dirección
Praça Leoni Ramos, N°1, 7° andar, bloco 2 - Parte, Niterói, Rio de Janeiro, Brasil

Teléfono
(5521) 3607 9500

Capital suscrito y pagado (M\$)
210.254.158

Objeto social
La participación en el capital social de otras compañías y sociedades, en cualquier segmento del sector eléctrico, incluyendo sociedades de prestación de servicios a empresas actuantes en tal sector, en Brasil o el exterior; la prestación de servicios de transmisión, distribución, generación o comercialización de energía eléctrica y actividades afines y la participación, individualmente o por medio de joint venture, sociedad, consorcio u otras formas similares de asociación, en licitaciones, proyectos y emprendimientos para ejecución de los servicios y actividades mencionadas anteriormente.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directorio
Mario Fernando de Melo Santos (Presidente)
Ignacio Antoñanzas Alvear (Vicepresidente)
(Gerente General de Enersis S.A.)
Massimo Tambosco (Subgerente General de Enersis S.A.)
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
Ramiro Diego Alfonsín Balza
Cristián Eduardo Fierro Montes
Joaquín Galindo Velez
Principales ejecutivos
Marcelo Lívenes Rebolledo
Gerente General
Nelson Ribas Visconti (Vice Gerente General)
Luis Larumbe Aragón
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
José Alves de Mello Franco
Carlos Ewandro Naegele Moreira
Teobaldo José Cavalcante Leal
Janaina Savino Villella Carro

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
83,54%

Proporción de la inversión en activos
de Enersis
8,15%

ENDESA CACHOEIRA

Razón social
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima de capital cerrado

Dirección
Rodovia GO 206, Km 0, Cachoeira Dourada
Goiania, Goiás, Brasil

Teléfono
(55 62) 3434 9000

Capital suscrito y pagado (M\$)
14.314.684

Objeto social
La sociedad tiene como objeto social la realización de estudios, planeamiento, construcción, instalación, operación y explotación de centrales generadoras de energía eléctrica y el comercio relacionado con estas actividades. Asimismo, la sociedad puede promover o participar de otras sociedades constituidas para producir energía eléctrica, dentro o fuera del Estado de Goiás.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directorio
Marcelo Llévanes Rebolledo
Ana Cláudia Gonçalves Rebelo
Luis Larumbe Aragón

Principales ejecutivos
Guilherme Gomes Lencastre
Gerente General
Manuel Herrera Vargas
José Ignacio Pires Medeiros
Carlos Ewandro Naegele Moreira
José Alves de Mello Franco
Ana Cláudia Gonçalves Rebelo
Teobaldo José Cavalcante Leal
Janaina Savino Vilella Carro

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
83,33%

ENDESA CEMSA

Razón social
Endesa Cemsa S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Pasaje Ing. E. Butty 220, piso 16,
Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4875 0600

Capital suscrito y pagado (M\$)
1.129.748

Objeto social
La compra y venta mayorista de potencia y energía eléctrica producida por terceros y/o a consumir por terceros, incluyendo la importación y exportación de potencia y energía eléctrica y la comercialización de regalías, así como la prestación y/o realización de servicios relacionados, tanto en el país como en el extranjero de servicios informáticos y/o de control de la operación y/o de telecomunicaciones. Asimismo podrá efectuar transacciones de compraventa o compra y venta de gas natural, y/o de su transporte, incluyendo la importación y/o exportación de gas natural y/o la comercialización de regalías, así como la prestación y/o realización de servicios relacionados. Efectuar actividades comerciales y transacciones de compraventa o compra y venta de combustibles líquidos y petróleo crudo, y/o lubricantes y/o de transporte de dichos elementos, incluyendo la importación y/o exportación de combustibles líquidos y la comercialización de regalías, así como la prestación y/o realización de servicios relacionados.

Actividades que desarrolla
Comercializadora de energía eléctrica y gas.

Directores Titulares
José María Hidalgo Martín-Mateos
José Venegas Maluenda
Fernando Claudio Antognazza

Directores Suplentes
Arturo Pappalardo
Roberto José Fagan
Pedro Cruz Viné

Principales ejecutivos
Juan Carlos Blanco
Gerente General
Participación de Enersis
(directa e indirecta)
81,99%

Proporción sobre Activo de Enersis
0,05%

ENDESA CHILE

Razón social
Empresa Nacional de Electricidad S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta
RUT
91.081.000-6

Dirección
Santa Rosa 76, Santiago, Chile

Teléfono
(56 2) 2630 9000

Capital suscrito y pagado (M\$)
1.331.714.085

Objeto social
Generación y suministro de energía eléctrica, venta de servicios de consultoría e ingeniería en el país y en el extranjero y la construcción y explotación de obras de infraestructura.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica

Directorio
Jorge Rosenblut (Presidente)
Paolo Bondi (Vicepresidente)
Francesco Buresti
Vittorio Corbo Loi
Felipe Lamarca Claro
Jaime Bauzá Bauzá
Enrique Andrés Cibié Bluth
Manuel Moran Casero
Alfredo Arahuetes García

Principales ejecutivos
Joaquín Galindo Vélez
Gerente General
Ramiro Alfonsín Balza
Sub Gerente General
Carlos Fernando Gardeweg Ried
Federico Poleman
Francisca Moya Moreno
Fernando Prieto Plaza
Paulo Domingues
Fernando Lafuente
Sebastian Fernandez Cox
José Venegas Maluenda
Ignacio Quiñones Sotomayor

Relaciones comerciales
Cuenta corriente mercantiles, suministro de servicios de contabilidad, mesa de dinero y tesorería.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
59,98% - Sin variación.

Proporción sobre Activo de Enersis
30,43%

ENDESA CIEN

Razón social
CIEN - Compañía de Interconexión Energética S.A.
Tipo de sociedad
Sociedad Anónima de capital cerrado

Dirección
Praça Leoni Ramos, N° 1, piso 6, Bloco 2, São Domingos, Niterói, Río de Janeiro, Brasil

Teléfono
(55 21) 3607 9500

Capital suscrito y pagado (M\$)
63.418.309

Objeto Social
La actuación en producción, industrialización, distribución y comercialización de energía eléctrica, inclusive en las actividades de importación y exportación. Para la realización de su objeto, la compañía promoverá el estudio, planificación y construcción de las instalaciones relativas a los sistemas de producción, transmisión,

conversión y distribución de energía eléctrica, realizando y captando las inversiones necesarias para el desarrollo de las obras que venga a realizar y prestando servicios. Asimismo, podrá la compañía promover la implementación de proyectos asociados, bien como la realización de actividades inherentes, accesoria o complementaria a los servicios y trabajos que viniere a prestar. Para la consecución de sus fines, la compañía podrá participar en otras sociedades.

Actividades que desarrolla
Transporte de energía eléctrica.

Directorio
Marcelo Andrés Llévénos Rebollo
Ana Claudia Gonçalves Rebello
José Agustín Venegas Maluenda

Principales ejecutivos
Guilherme Gomes Lencastre
Gerente General
Manuel Herrera Vargas
José Ignacio Pires Medeiros
Carlos Ewandro Naegele Moreira
Teobaldo José Cavalcante Leal
José Alves de Mello Franco
Ana Cláudia Gonçalves Rebello
Janaina Sabino Vilella Carro
Participación de Enersis
(directa e indirecta)
83,54%

ENDESA COSTANERA

Razón social
Endesa Costanera S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Avda. España 3301, Buenos Aires, Argentina
Teléfono
(5411) 4307 3040

Capital suscrito y pagado (M\$)
58.560.092

Objeto social
El objeto de la sociedad es la producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directores Titulares
Joaquín Galindo Vélez (Presidente)
Máximo Luis Bomchil
José María Hidalgo Martín Mateos
Eduardo Escaffi Johnson (Gerente de Finanzas Enersis S.A.)
María Inés Justo
César Fernando Amuchástegui
Matías María Brea
Damián Camacho

Directores Suplentes
Roberto José Fagan
Francisco Domingo Monteleone

Fernando Carlos Boggini
Claudio Iglesias Guillard
Jorge Raúl Burlando Bonino
Rodrigo Quesada
Fernando Claudio Antognazza

Principales Ejecutivos
Jose Miguel Granged Bruñen
Gerente General
Roberto José Fagan
Director de Explotación
Fernando Carlos Luis Boggini
Gerente Financiero
Rodolfo Silvio Bettinsoli
Gerente de Recursos Humanos
Francisco Domingo Monteleone
Gerente de Producción
Rodrigo Quesada
Gerente Jurídico

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
45,40%

ENDESA FORTALEZA

Razón social
Central Geradora Termeléctrica Fortaleza S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima de Capital Cerrado

Dirección
Rodovia 422, Km 1 s/n, Complexo Industrial e Portuário de Pecém Caucaia – Ceará, Brasil

Teléfono
(55 85) 3464-4100

Capital suscrito y pagado (M\$)
33.803.508

Objeto social
Estudiar, proyectar, construir y explorar los sistemas de producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica que le sean concedidos, permitidos o autorizados por cualquier título de derecho, bien como el ejercicio de otras actividades relacionados a las actividades arriba mencionadas; la adquisición, la obtención y la exploración de cualesquier derecho, concesiones y privilegios relacionados a las actividades arriba referidas, así como la práctica de todos los demás actos y negocios necesarios a la consecución de su objetivo; y la participación en el capital social de otras compañías o sociedades, como accionista, socia o en cuenta de participación, cualesquiera que sean sus objetivos.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directorio
Marcelo Andrés Llévénos Rebollo
Ana Claudia Gonçalves Rebello
Luis Larumbe Aragón

Principales ejecutivos
Manuel Herrera Vargas
Gerente General

Raimundo Câmara Filho
Teobaldo José Cavalcante Leal
José Ignacio Pires Medeiros
José Alves de Mello Franco
Ana Cláudia Gonçalves Rebello
Janaina Savino Vilella Carro

Participación de Enersis
(Directa e indirecta)
83,54%

ENERGEX

Razón social
Energex Co.

Tipo de sociedad
Compañía exenta, constituida en Cayman Islands, BWI

Dirección
Walker House, 87 Mary Street, George Town, Grand Cayman, Cayman Islands

Capital suscrito y pagado (M\$)
5.246

Objeto social
La sociedad tiene como objetivo realizar todo negocio o actividad de acuerdo con la legislación de Cayman Islands. En el caso de los negocios y actividades referidas al área financiera, se exceptúan aquellas que la ley reserva a los bancos. Además tiene prohibición de efectuar negocios con firmas o personas domiciliadas en Cayman Islands.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directorio
Horacio Reyser
Gonzalo Alende Serra
Ingrid Morales Ávila (Finanzas Internacionales Latinoamérica, Enersis S.A.)
Eduardo Escaffi Johnson (Gerente de Finanzas Enersis S.A.)

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
30,75%

ENEL GREEN POWER MODELO I EÓLICA S.A.

Razón social
Enel Green Power Modelo I Eólica S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada.

Dirección
Praça Leoni Ramos, Nº 1, 5º andar, bloco 2, Niterói, RJ, Brasil.

Capital suscrito y pagado
R\$ 66.125.000

Objeto Social
La generación de energía eléctrica de origen eólica.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Administración
Newton Souza de Moraes
Enrique de las Morenas Moneo
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
0,81%

ENEL GREEN POWER MODELO II EÓLICA S.A.

Razón social
Enel Green Power Modelo II Eólica S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad Anónima Cerrada.

Dirección
Praça Leoni Ramos, Nº 1, 5º andar, bloco 2, Niterói,
RJ, Brasil.

Objeto Social
La generación de energía eléctrica de
origen eólica.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Capital suscrito y pagado
R\$ 75.295.000

Administración
Newton Souza de Moraes
Enrique de las Morenas Moneo
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
0,81%

EÓLICA CANELA

Razón social
Central Eólica Canela S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
76.003.204-2

Dirección
Santa Rosa 76, Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2630 9000

Capital suscrito y pagado (M\$)
12.284.743

Objeto social
Promover y desarrollar proyectos de energía
renovables, principalmente de energía eólica,
identificar y desarrollar proyectos de Mecanismo
de Desarrollo Limpio (MDL) y actuar como

depositaria y comercializadora de los Certificados
de Reducción de Emisiones que se obtengan de
dichos proyectos. Asimismo, la sociedad tendrá
por objeto la generación, transporte, distribución,
suministro y comercialización de energía eléctrica,
pudiendo para tales efectos adquirir y gozar de las
concesiones y mercedes respectivas.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eólica.

Directorio
Juan Benabarre Benaiges
Jesús Espadas Misioné
Sebastián Fernández Cox
Cristóbal García-Huidobro Ramírez
Bernardo Canales Fuenzalida

Directores suplentes
Claudio Betti Pruzzo
Juan Cristóbal Pavéz Recart
Marcelo Álvarez Ríos
Alejandro García Chacón

Principales ejecutivos
Wilfredo Jara Tirapegui
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
46,12%

EÓLICA FAZENDA NOVA

Razón social
Eólica Fazenda Nova o Geração e Comercialização
de Energia S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Rua Felipe Camarão, nº 507, sala 104, Ciudad de
Natal, Rio Grande do Norte, Brasil
Teléfono
(5521) 3607 9500

Capital suscrito y pagado M\$ 409.151

Objeto social
La generación, transmisión, distribución y
comercialización de energía; Participación en
otras sociedades como socia, accionista, o cuotista
e importación de máquinas y equipamientos
para generación, transmisión, distribución y
comercialización de energía eléctrica a partir de
matriz eólica.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Administración
Marcelo Llévenes Rebolledo
Presidente
Guilherme Gomes Lencastre
Vacante

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
83,49%

GASATACAMA

Razón social
GasAtacama S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
96.830.980-3

Dirección
Avenida Isidora Goyenechea 3365, piso 8,
Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2366 3800

Capital suscrito y pagado (M\$)
152.915.467

Objeto social
La sociedad tendrá por objeto: a) La administración
y dirección de las sociedades Gasoducto Atacama
Chile Limitada, Gasoducto Atacama Argentina
Limitada, GasAtacama Generación Limitada
y de las demás sociedades que acuerden los
socios; b) La inversión de sus recursos, por cuenta
propia o ajena, en toda clase de bienes muebles
o inmuebles, corporales o incorporales, valores,
acciones y efectos de comercio.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directores titulares
Raúl Sotomayor Valenzuela (Presidente)
Joaquín Galindo Vélez
Gonzalo Dulanto Letelier
Ramiro Alfonsín Balza

Directores suplentes
Juan Benabarre Benaiges
Eduardo Ojea Quintana
Fernando Gardeweg Ried
Gonzalo Alende Serra

Principales ejecutivos
Rudolf Araneda Kauert
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
30,75%

GASATACAMA CHILE

Razón social
GasAtacama Chile S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
78.932.860-9

Dirección
Avenida Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las
Condes, Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2366 3800

Capital suscrito y pagado (M\$)
97.066.063

Objeto social

La sociedad tiene por objeto: a) Explotar la generación, transmisión, compra, distribución y venta de energía eléctrica o de cualquier otra naturaleza; b) La compra, extracción, explotación, procesamiento, distribución, comercialización y venta de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos; c) La venta y prestación de servicios de ingeniería; d) La obtención, compra, transferencia, arrendamiento, gravamen y explotación, en cualquier forma, de las concesiones a que se refiere la Ley General de Servicios Eléctricos, de concesiones marítimas y de derechos de aprovechamiento de aguas de cualquier naturaleza; e) El transporte de gas natural, por sus propios medios o en conjunto con terceras personas dentro del territorio chileno o en otros países, incluyendo la construcción, emplazamiento y explotación de gasoductos y demás actividades relacionadas directa o indirectamente con ello; f) Invertir en toda clase de bienes, corporales o incorporales, muebles o inmuebles; g) La organización y constitución de toda clase de sociedades, cuyos objetos estén relacionados o vinculados con la energía en cualquiera de sus formas o que tengan como insumo principal la energía eléctrica, o bien que correspondan a cualquiera de las actividades señaladas anteriormente.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica y transporte de gas.

Directorio

Raúl Sotomayor Valenzuela
Joaquín Galindo Vélez
Gonzalo Dulanto Letelier
Vacante
Directores suplentes
Juan Benabarre Benaiges
Eduardo Ojea Quintana
Fernando Gardeweg Ried
Gonzalo Alende Serra

Principales ejecutivos
Rudolf Araneda Kauert
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
30,75%

GASODUCTO ATACAMA ARGENTINA

Razón social
Gasoducto Atacama Argentina S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
78.952.420-3

Dirección
Avenida Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes, Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2366 3800

Capital suscrito y pagado (M\$)
109.209.703

Objeto social

La sociedad tiene por objeto el transporte de gas natural, por medios propios, ajenos o en conjunto con terceras personas, dentro del territorio chileno o en otros países, incluyendo la construcción, emplazamiento y explotación de gasoductos y demás actividades relacionadas directa o indirectamente con dicho objeto. Esta sociedad estableció una Agencia en Argentina, bajo el nombre "Gasoducto Cuenca Noroeste Limitada Sucursal Argentina", y cuyo propósito es la ejecución de un gasoducto entre la localidad de Cornejo, Provincia de Salta y la frontera Argentino-Chilena en las proximidades del paso de Jama, II Región.

Actividades que desarrolla
Transporte de gas.

Directores titulares
Rafael Zamorano Chaparro
Gustavo Venegas Castro
Pedro de la Sotta Sánchez

Directores suplentes
Luis Cerda Ahumada
Mario Guevara Esturillo
Alejandro Sáez Carreño

Principales ejecutivos
Rudolf Araneda Kauert
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
30,75%

GASODUCTO TALTAL

Razón social
Gasoducto Taltal S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
77.032.280-4

Dirección
Avenida Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes, Santiago, Chile.

Teléfono
(562) 2366 3800

Objeto social
El transporte, comercialización y distribución de gas natural, por medios propios, ajenos o en conjunto con terceras personas, dentro del territorio chileno, especialmente entre las localidades de Mejillones y Paposo en la II Región, incluyendo la construcción emplazamiento y

explotación de gasoductos y demás actividades relacionadas directa o indirectamente con dicho objeto.

Actividades que desarrolla
Transporte de gas.

Capital suscrito y pagado (M\$)
19.085.847

Directores titulares
Rafael Zamorano Chaparro
Gustavo Venegas Castro
Pedro de la Sotta Sánchez

Directores suplentes
Luis Cerda Ahumada
Mario Guevara Esturillo
Alejandro Sáez Carreño

Principales ejecutivos
Rudolf Araneda Kauert
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
30,75%

GENERALIMA S.A.C.

Razón Social
Generalima S.A.C.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Calle César López Rojas N° 201, Urbanización Maranga, Distrito de San Miguel, Provincia y Departamento de Lima

Teléfono
(051) 561-0466

Capital suscrito y pagado (M\$)
27.523.467

Objeto social
Realizar inversiones en otras sociedades, principalmente en aquellas dedicadas a la explotación de recursos naturales y, muy especialmente, en las vinculadas a la generación, producción y comercialización de energía eléctrica.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Ejecutivos principales
Claudio Helfmann Soto (Gerente General)

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
100%

Proporción sobre Activo de Enersis
0,30%

GENERANDES PERÚ

Razón social
Generandes Perú S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Avda. Víctor Andrés Belaúnde 147, Edificio Real 4,
piso 7, San Isidro, Lima, Perú

Teléfono
(511) 215 6300

Capital suscrito y pagado (M\$)
186.325.266

Objeto social
La sociedad tiene como objeto efectuar actividades relacionadas con la generación de energía eléctrica, directamente y/o a través de sociedades constituidas con ese fin.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directores titulares
Ignacio Blanco Fernández (Presidente)
Alberto Briand Rebaza Torres (Vicepresidente)
Joaquín Galindo Vélez
Raffaele Enrico Grandi
José Agustín Venegas Maluenda
Rafael Fauquie Bernal
Gerardo Rafael Sepúlveda Quezada
Alberto Triulzi Mora

Directores suplentes
Guillermo Lozada Pozo
Rafael Alcázar Uzátegui
Julián Cabello Yong
Carlos Rosas Cedillo
José María Hidalgo Martín-Mateos
Gonzalo Adolfo De las Casas Salinas
Sebastián Fernández Cox
Eric Andrés Añorga Müller

Principales ejecutivos
Francisco Pérez Thoden Van Velzen (Gerente General)
Eric Andrés Añorga Müller (Gerente de Finanzas)
Participación de Enersis (directa e indirecta)
36,59% - sin variación.

GNL CHILE

Razón social
GNL Chile S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
76.418.940-K

Dirección
Rosario Norte 530, oficina 1303, Las Condes,
Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2892 8000

Capital suscrito y pagado (M\$)
1.590.361

Objeto social
La Sociedad tendrá por objeto: a) contratar los servicios de la compañía de regasificación de gas natural licuado ("GNL") GNL Quintero S.A. y utilizar todas la capacidad de almacenamiento, procesamiento, regasificación y entrega de gas natural y GNL del terminal de regasificación de propiedad de la misma, incluyendo sus expansiones, si las hubiere, y cualquier otra materia estipulada en los contratos que la sociedad suscriba al efecto para usar el terminal de regasificación; b) importar GNL conforme a contratos de compraventa de GNL; c) la venta y entrega de gas natural y GNL conforme a los contratos de compraventa de gas natural y GNL que celebre la sociedad con sus clientes; d) administrar y coordinar las programaciones y nominaciones de cargamentos de GNL, así como la entrega de gas natural y GNL entre los distintos clientes; y e) cumplir todas sus obligaciones y exigir el cumplimiento de todos sus derechos al amparo de los contratos antes singularizados y coordinar todas las actividades al amparo de los mismos y, en general, realizar cualquier tipo de acto o contrato que pueda ser necesario, útil o conveniente para cumplir el objeto señalado.

Actividades que desarrolla
Importación y comercialización de gas natural.

Directorio
José Agustín Venegas Maluenda
Marc Llambias Bernaus
Klaus Lührmann Poblete

Directores suplentes
Víctor Turpaud Fernández
Juan Oliva Vásquez
Mario Basualto Vergara

Principales Ejecutivos
Alejandro Palma Rioseco
Gerente General

Participación de Enersis (directa e indirecta)
19,99% - Sin variación.

GNL QUINTERO

Razón social
GNL Quintero S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
76.788.080-4

Dirección
Rosario Norte 532, oficina 1604, Las Condes,
Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2499 0900

Capital suscrito y pagado (M\$)
59.941.639

Objeto social
a) El desarrollo, financiamiento, diseño, ingeniería, suministro, construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento de una planta de almacenamiento y regasificación de gas natural licuado ("GNL") y su correspondiente terminal marítimo para la carga y descarga de GNL y sus expansiones, de haberlas, incluyendo las instalaciones y conexiones necesarias para la entrega de GNL a través de un patio de carga en camiones y/o de uno o más puntos de entrega de GNL por tuberías (el "Terminal de Regasificación"); así como cualquier otra actividad conducente o relativa a dicho objeto; incluyendo, pero no limitado a, la dirección y gestión de todos los acuerdos comerciales necesarios para la recepción de GNL o la entrega de éste a clientes, regasificación de GNL, entrega de gas natural, y venta de los servicios y capacidad de almacenaje, procesamiento, regasificación, carga y descarga del Terminal de Regasificación y de entrega de GNL (el "Proyecto") y de sus expansiones, de haberlas; y b) la prestación de servicios de gestión y asesoría administrativa en general, necesaria para la correcta operación de la empresa, a la Sociedad Comercializadora, según este término se define en el numeral trece cuatro del artículo Décimo Tercero del pacto social y que actualmente se denomina GNL Chile S.A. La sociedad tendrá la facultad de realizar cualquier tipo de acto o contrato que pueda ser necesario, útil o conveniente para cumplir con los objetos señalados.

Actividades que desarrolla
Descarga, almacenamiento y regasificación y entrega de gas natural licuado y gas natural.

Directorio
José Agustín Venegas Maluenda
Julio Bertrand Planella
Francesco Gazmuri Schleyer
Jesús Saldaña
Sultán Al Bartamani

Directores Suplentes
Juan Oliva Vásquez
Fernando Promis Baeza
Víctor Turpaud Fernández
Rafael González
Hilal Al Kharusi
Principales ejecutivos
Antonio Bacigalupo Gittins
Gerente General

Participación de Enersis (directa e indirecta)
12% - Sin variación.

HIDROINVEST

Razón social
Hidroinvest S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima constituida en Buenos Aires, Republica de Argentina

Dirección
Avda. España 3301, Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4307 3040

Capital suscrito y pagado (M\$)
4.459.651

Objeto social
Adquirir y mantener una participación mayoritaria en Hidroeléctrica Alicura S.A. y/o en Hidroeléctrica El Chocón S.A. y/o Hidroeléctrica Cerros Colorados S.A. ("las sociedades concesionarias") creadas por decreto del Poder Ejecutivo Nacional 287/93 y administrar dichas inversiones.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directorio
Joaquín Galindo Vélez (Presidente)
José Miguel Granged Bruñen
José María Hidalgo Martín Mateos
Fernando Claudio Antognazza
Eduardo Escaffi Johnson (Gerente de Finanzas de Enersis S.A.)
Juan Carlos Blanco
Roberto José Fagan
Carlos Martín Vergara

Directores suplentes
Francisco Monteleone
Jorge Raúl Burlando Bonino
Daniel Garrido
Rodolfo Bettinsoli
Fernando Boggini
Rodrigo Quesada
Sergio Camps
Oscar Rigueiro

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
57,64% - Sin variación.

ICT

Razón social
ICT Servicios Informáticos Limitada

Tipo de sociedad
Sociedad de responsabilidad limitada
RUT
76.107.186-6

Dirección
Santa Rosa 76, piso 9

Teléfono
(562) 2353 4606

Capital suscrito y pagado (M\$)
500.000

Objeto social
La prestación de servicios de consultoría en materias relacionadas con las tecnologías de la información y de la informática, las telecomunicaciones y la transmisión de datos.

Actividades que desarrolla
Servicios de consultoría en materia de tecnología, de la información e informática, telecomunicaciones, transmisión de datos; adquirir y enajenar toda clase de bienes del giro.

Ejecutivos Principales
Pedro Carrizo Polanco
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
99,99%

Proporción sobre Activo de Enersis
0,01%

INGENDESA DO BRASIL (en liquidación)

Razón Social
Ingenpresa do Brasil Ltda.

Tipo de Sociedad
Sociedad de responsabilidad limitada.

Domicilio
Praça Leoni Ramos, Nº 1, parte, São Domingos,
Niterói - RJ, Brasil.

Objeto Social
Comprende la prestación de servicios de ingeniería, estudios, proyectos, consultoría técnica, administración, fiscalización y supervisión de obras, inspección y recepción de materiales y equipos, de laboratorio, de pericia, representación comercial de empresas de ingeniería nacionales y extranjeras, así como los demás servicios que las facultades legales permitan en la práctica de las profesiones de ingeniería, arquitectura, agronomía, geología y meteorología, en todas sus especialidades.

Actividades que desarrolla
Servicios de ingeniería.

Capital Suscrito y Pagado
M\$48.203
Apoderado
Bruno César Vasconcelos

INMOBILIARIA MANSO DE VELASCO

Razón social
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.

Tipo de sociedad
Sociedad de Responsabilidad Limitada

RUT
79.913.810-7

Dirección
Miraflores 383, piso 29, Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2378 4700

Objeto social
La adquisición, enajenación, comercialización y explotación de bienes raíces y sociedad de inversiones.

Actividades que desarrolla
Inmobiliaria.

Capital suscrito y pagado (M\$)
25.916.800

Apoderados
Andrés Salas Estrades
Fernando Gardeweg Ried

Principales ejecutivos
Andrés Salas Estrades
Gerente General

Hugo Ayala Espinoza
Jorge Carnevali Flores

Relaciones comerciales
Arrendamiento de inmuebles, prestación de servicios de mesa de dinero, contabilidad, tributaria y otros. Cuenta corriente mercantiles.

Participación de Enersis
100% - Sin variación.

Proporción sobre Activo de Enersis
0,12%

INVERSIONES DISTRILIMA

Razón social
Inversiones DISTRILIMA S.A.C.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Jr. Teniente César López Rojas 201, Maranga, San Miguel, Lima, Perú.

Teléfono
(511) 561 1604

Capital suscrito y pagado (M\$)
37.694.885

Objeto social
Efectuar inversiones en general en otras sociedades, preferentemente en aquellas destinadas a la explotación de recursos naturales y muy especialmente en las vinculadas a la distribución transmisión y generación de energía eléctrica. Para realizar su objeto social y practicar las actividades vinculadas a él la sociedad podrá realizar todos los actos y celebrar todos los contratos que las leyes peruanas permitan a las sociedades anónimas. Igualmente podrá efectuar inversiones de capital en cualquier clase de bienes muebles incluyendo acciones, bonos y cualquier otra clase de títulos valores mobiliarios, así como la administración de dichas inversiones dentro de los límites fijados por el directorio y la Junta General de Accionistas. Las actividades que integran el objeto social podrán desarrollarse en el Perú como en el extranjero.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directores

La Junta General de accionistas del 29/03/2011 acordó el cambio de denominación social, de la Sociedad Anónima a Sociedad Anónima cerrada sin directorio.

Principales ejecutivos

Ignacio Blanco Fernández
Gerente General

Participación de Enersis

(directa e indirecta)
99,73%

Proporción sobre Activo de Enersis

2.01%

INVERSIONES GASATACAMA HOLDING

Razón social

Inversiones Gasatacama Holding Limitada

Tipo de sociedad

Sociedad de Responsabilidad Ltda.

RUT

76.014.570-K

Dirección

Avenida Isidora Goyenechea 3365, piso 8,
Santiago, Chile

Teléfono

(562) 2366 3800

Objeto social

La sociedad tiene por objeto: a) la participación directa o indirecta a través de cualquier tipo de asociación, en sociedades que tengan por objeto una o más de las siguientes actividades: i) el transporte de gas natural en cualquiera de sus formas; ii) la generación, transmisión, compra, distribución y venta de energía eléctrica, iii) financiamiento de las actividades señaladas en i) y ii) precedente que desarrollan terceros relacionados y; b) la percepción e inversión de los bienes que se inviertan, quedando comprendidas las actividades lucrativas relacionadas a las ya citadas

Actividades que desarrolla

Sociedad de inversiones.

Capital suscrito y pagado (M\$)

174.967.716

Directorio

Raúl Sotomayor Valenzuela
Joaquín Galindo Vélez
Eduardo Escaffi Johnson (Gerente de Finanzas Enersis S.A.)
Gonzalo Dulanto Letelier

Directores suplentes

Juan Benabarre Benaiges
Claudio Iglesias Guillard
Eduardo Ojea Quintana
Pedro Pablo Errázuriz

Principales ejecutivos

Rudolf Araneda Kauert
Gerente General

Participación de Enersis

(directa e indirecta)
30,75%

INVERSORA CODENSA S.A.S.

Razón social

Inversora Codensa S.A.S.

Tipo de sociedad

Sociedad por acciones simplificada

Dirección

Carrera 11 N°82-76, Piso 4, Bogotá, Colombia

Teléfono

(571) 601 6060

Capital suscrito y pagado (M\$)

M\$ 1.360

Objeto social

Inversión en actividades de servicios públicos domiciliarios de energía, especialmente la adquisición de acciones de cualquier empresa de servicios públicos de energía, o en cualquier otra empresa que invierta a su vez en servicios públicos cuyo objeto principal sea el servicio público domiciliario de energía eléctrica de acuerdo con la definición establecida en la Ley 142 de 1994, o en cualquier otra empresa que invierta a su vez en empresas de servicios públicos cuyo objeto principal sea el servicio público domiciliario de energía eléctrica.

Actividades que desarrolla

Sociedad de inversiones.

Representante legal

David Felipe Acosta Correa
Participación de Enersis
(directa e indirecta)
48,39%

INVERSORA DOCK SUD S.A.

Razón social

Inversora Dock Sud S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

Dirección

Pasaje Ingeniero Butty 220 Piso 16 Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Teléfono

4229-1000

Capital suscrito y pagado (M\$)

20.613.502

Objeto social

Objeto exclusivo de inversión de capitales en sociedades.

Actividades que desarrolla

Vehículo de inversión

Directores titulares

José M. Hidalgo Martín-Mateos
Joaquín Galindo Vélez
María Inés Justo
Jorge Norberto Peña
Martin Mandarano
José Miguel Granged Bruñen
Pablo Vera Pinto

Directores suplentes

Sebastián Ortiz
Gerardo Zmijak
Juan Carlos Blanco
Alejandro Fernández
Fernando Claudio Antognazza

Participación de Enersis

(directa e indirecta)
57,14%

LUZ ANDES

Razón social

Luz Andes Limitada

Tipo de sociedad

Sociedad de Responsabilidad Limitada

RUT

96.800.460-3

Dirección

Santa Rosa 76, Santiago, Chile

Teléfono

(56 2) 2634 6310

Capital suscrito y pagado (M\$)

1.224

Objeto social

Distribución y venta de energía eléctrica y venta de artículos eléctricos del hogar, deportes, esparcimiento y computación.
Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica.

Principales ejecutivos

Claudio Inzunza Díaz
Gerente General

Participación de Enersis

(directa e indirecta)
99,09% - Sin variación.

PEHUENCHE

Razón social

Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Abierta

RUT

96.504.980-0

Dirección
Santa Rosa 76, Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2630 9000

Objeto social
Generar, transportar, distribuir y suministrar energía eléctrica, pudiendo para tales efectos, adquirir y gozar de las concesiones y mercedes respectivas.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Capital suscrito y pagado (M\$)
200.319.020

Directorio
Alan Fischer Hill
Alejandro García Chacón
Humberto Espejo Paluz
Fernando Gardeweg Ried
Fernando Prieto Plaza

Principales ejecutivos
Lucio Castro Márquez
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
55,57% - Sin variación.

PROGAS

Razón social
Progas S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
77.625.850-4

Dirección
Avenida Isidora Goyenechea 3365, piso 8,
Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2366 3800

Objeto social
Desarrollar en la regiones I, II y III del país, la adquisición, producción, almacenamiento, transporte, distribución, transformación y comercialización de gas natural y de otros derivados del petróleo y de combustibles en general; la prestación de servicios, fabricación, comercialización de equipos y materiales y ejecución de obras relacionadas con los objetos señalados anteriormente o necesarios para su ejecución y desarrollo; toda otra actividad necesaria o conducente al cumplimiento de los objetivos antes señalados.

Actividades que desarrolla
Suministro de gas.

Capital suscrito y pagado (M\$)
1.563

Directorio
Rudolf Araneda Kauert

Luis Cerda Ahumada
Pedro De La Sotta Sánchez

Principales ejecutivos
Alejandro Sáez Carreño
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
30,75%

SACME

Razón social
Sacme S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Avda. España 3251, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4361 5107

Capital suscrito y pagado
(\$Argentinos)
12.000

Objeto social
Efectuar la conducción, supervisión y control de la operación del sistema de generación, transmisión y subtransmisión de energía eléctrica de la Capital Federal y el Gran Buenos Aires y las interconexiones con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Representar a las Sociedades Distribuidora Edenor S.A. y Edesur S.A., en la gestión operativa ante la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). En general, efectuar todo tipo de acciones que le permitan desarrollar adecuadamente su gestión, en virtud de constituirse a estos efectos por las sociedades concesionarias de los servicios de distribución y comercialización de energía eléctrica en la Capital Federal y Gran Buenos Aires, en todo de acuerdo con lo dispuesto en el Concurso Público Internacional para la venta de acciones Clase A de Edenor S.A. y Edesur S.A. y la normativa aplicada.

Actividades que desarrolla
Conducción, supervisión y control de la operación de parte del sistema eléctrico argentino.

Directores titulares
Osvaldo Ernesto Rolando
Leandro Ostuni
Daniel Flaks
Eduardo Maggi

Directores suplentes
Abel Cresta
Leonardo Félix Druker
Alberto Rica
José Luis Marinelli

Principales ejecutivos
Francisco Cerar
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
35,80%

SOCIEDAD PORTUARIA CENTRAL CARTAGENA

Razón social
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Carrera 13 A N° 93-.66, piso 2 Bogotá, D.C.
Colombia.

Capital suscrito y pagado (M\$)
1.578

Objeto social
La Sociedad tendrá como objeto principal la siguiente actividad: 1. La inversión, construcción y mantenimiento de muelles y puertos públicos o privados, su administración y operación, el desarrollo y explotación de puertos multipropósito, conforme a la ley, entre otros.

Directorio
Carlos Alberto Luna Cabrera
Juan Manuel Pardo
Leonardo López Vergara

Directores Suplentes
Fernando Gutiérrez Medina
Alba Lucía Salcedo
Luís Fernando Salamanca

Principales ejecutivos
Fernando Gutiérrez Medina
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
38,19%

SOUTHERN CONE POWER ARGENTINA

Razón social
Southern Cone Power Argentina S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Avda. España 3301, Buenos Aires, Argentina
Teléfono
(54 11) 4307 3040

Capital suscrito y pagado (M\$)
34.670

Objeto social
Compra y venta mayorista de energía eléctrica producida por terceros y a consumir por terceros. Asimismo, la sociedad podrá mantener participaciones societarias en compañías dedicadas a la generación de energía eléctrica.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones

Directorio
José María Hidalgo Martín Mateos

José Miguel Granged Bruñen
Roberto José Fagan

Directores suplentes
Fernando Claudio Antognazza

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
60,01%

TERMOELÉCTRICA JOSÉ DE SAN MARTÍN

Razón social
Termoeléctrica José de San Martín S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Elvía Rawson de Dellepiane 150, piso 9, Buenos Aires, República de Argentina

Teléfono
(511) 561 0386

Capital suscrito y pagado (M\$)
40.314

Objeto social
La producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque y, particularmente, la gestión de compra del equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de una central térmica en cumplimiento del "Acuerdo definitivo para la gestión y operación de los proyectos para la readaptación del MEM en el marco de la resolución SE N° 1427/2004", aprobado mediante la resolución SE N° 1193/2005.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directorio
José María Vázquez
Claudio O. Majul
José Miguel Granged Bruñen
Fernando Claudio Antognazza
Patricio Testorelli
Martín Genesio
Gerardo Carlos Paz
José Manuel Tierno
Jorge Ravlich

Directores suplentes
Juan Carlos Blanco
Roberto José Fagan
Adrián Gustavo Salvatore
Leonardo Pablo Katz
Iván Durontó
Emiliano Chaparro
Luis Agustín León Longobardo
Sergio Raúl Sánchez
Rigoberto Orlando Mejía Aravena

Principales ejecutivos
Claudio Omar Majul

Gerente General - Gerente de Administración y Finanzas
Fernando Rabita - Gerente Operativo de Planta
Guillermo Paillet - Gerente Comercial

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
10,38%

TERMOELÉCTRICA MANUEL BELGRANO

Razón social
Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Domicilio
Suipacha 268, piso 12, Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(511) 561 0386

Capital suscrito y pagado (M\$)
40.314

Objeto social
La sociedad tiene por objeto la producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque y, particularmente, la gestión de compra del equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de una central térmica en cumplimiento del "Acuerdo Definitivo para la Gestión y Operación de los proyectos para la readaptación del MEM en el marco de la Resolución SE N° 1427/2004", aprobado mediante la Resolución SE N° 1193/2005.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directores Titulares
Patricio Testorelli
Martín Genesio
Adrián Gustavo Salvatore
José María Vázquez
Fernando Claudio Antognazza
José Miguel Granged Bruñen
Gerardo Carlos Paz
José Manuel Tierno
Jorge Ravlich

Directores Suplentes
Rigoberto Orlando Mejía Aravena
Juan Carlos Blanco
Roberto José Fagan
Leonardo Marinaro
Leonardo Pablo Katz
Emiliano Chaparro
Luis Agustín León Longobardo
Sergio Raúl Sánchez
Iván Diego Durontó

Principales Ejecutivos
Gabriel Omar Ures
Gerente General
Gustavo Manifiesto
Gerente Técnico

Óscar Zapiola
Gerente de Administración y Finanzas
Sergio Schmois
Gerente Comercial

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
10,38%

TESA

Razón social
Transportadora de Energía S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Bartolomé Mitre 797, piso 11, Buenos Aires, República de Argentina

Teléfono
(5411) 4394 1161

Capital suscrito y pagado (M\$)
8.063

Objeto social
Prestar servicios de transporte de energía eléctrica en alta tensión, tanto en el caso de vinculación de sistemas eléctricos nacionales como internacionales, de acuerdo a la legislación vigente, a cuyo fin podrá participar en licitaciones nacionales o internacionales, convertirse en concesionaria de los servicios públicos de transporte de energía eléctrica en alta tensión nacional o internacional, y realizar todas aquellas actividades que resulten necesarias para el cumplimiento de sus fines, incluyendo expresamente pero no limitado a, constituirse como parte en contratos de construcción, operación y mantenimiento para el inicio y/o ampliación de líneas de transporte de energía eléctrica, participar en la financiación de proyectos relacionados directa o indirectamente con dichos emprendimientos como prestataria y/o prestamista y/o garante y/o avalista, a cuyo efecto podrá otorgar garantías a favor de terceros. Se excluyen expresamente todas aquellas actividades comprendidas en la Ley de Entidades Financieras y toda otra que requiera el concurso del ahorro público

Actividades que desarrolla
Transmisión de energía eléctrica.

Directores
José María Hidalgo Martín-Mateos
Guilherme Gomes Lencastre
Arturo Miguel Pappalardo

Directores suplentes
José Venegas Maluenda
Juan Carlos Blanco
Roberto José Fagan

Principales ejecutivos
Arturo Pappalardo
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
83,53%

TRANSQUILLOTA

Razón social
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.

Tipo de sociedad
Sociedad de Responsabilidad Limitada

RUT
77.017.930-0

Dirección
Ruta 60, km 25, Lo Venecia, Comuna de Quillota,
V Región de Valparaíso

Teléfono
(562) 2630 9000

Capital suscrito y pagado (M\$)
4.404.446

Objeto social
Transporte, distribución y suministro de energía
eléctrica, por cuenta propia o de terceros.

Actividades que desarrolla
Transporte de energía eléctrica.

Apoderados
Juan Eduardo Vásquez Moya
Gabriel Carvajal Menególez
Ricardo Santibáñez Zamorano

Apoderados suplentes
Eduardo Calderón Avilés
Carlos Ferruz Bunster
Ricardo Sáez Sánchez

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
30,75%

TÚNEL EL MELÓN

Razón social
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
96.671.360-7

Dirección
Santa Rosa 76, Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2690 5081

Capital suscrito y pagado (M\$)
19.028.480

Objeto social
Ejecutar, construir, conservar y explotar la obra
pública denominada Túnel El Melón y prestar
los servicios complementarios que autorice el
Ministerio de Obras Públicas.

Actividades que desarrolla
Concesionaria de obra pública.

Directorio
Eduardo Escaffi Johnson (Gerente de Finanzas de
Enersis S.A.)
Sebastián Fernández Cox
Vacante

Principales ejecutivos
Maximiliano Ruiz Ortíz
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
59,98% - Sin variación.

YACYLEC S.A.

Razón social
Yacylec S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Bartolomé Mitre 797, piso 11°;
Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Teléfono
(5411) 4587 4322

Capital suscrito y pagado (M\$)
1.612.544

Objeto social
Construcción, operación y mantenimiento de la
vinculación eléctrica entre la central hidroeléctrica
de Yacyretá (Provincia de Corrientes), y la estación
transformadora Resistencia (Provincia de Chaco),
y la prestación de los servicios de transporte de
electricidad.

Actividades que desarrolla
Transporte de energía eléctrica.

Directorio
Jorge Neira (Presidente)
Juan Manuel Pereyra (Vicepresidente)
José María Hidalgo Martín-Mateos
Juan Carlos Blanco
Gerardo Luis Ferreyra
Osvaldo Acosta
Guillermo Díaz
Eduardo Martín Albarracín
Miguel Ángel Sosa
Luis Juan Bautista Piatti
Arturo Pappalardo
Patricia Liliana Díaz

Directores Suplentes
Ricardo Repetti
Javier Elgueta
María Inés Justo
Roberto José Fagan Pecollo
Gianfranco Catrini
Massimo Villa
Roberto Leonardo Maffioli
Darío Ballaré
Sergio Vestfrid
Daniel Garrido
Robert Ortega
Alberto Verra

Principales ejecutivos
Arturo Pappalardo (Gerente General)
Alberto Funes
Alberto Ledesma
Jessica Chelén

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
22,22%

Proporción sobre Activo de Enersis
0,02%

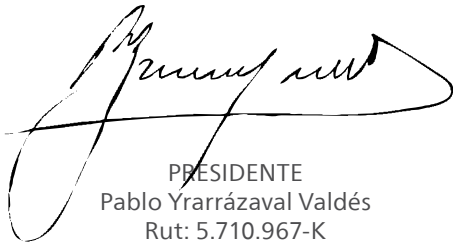
Notas:

1. No hay actos o contratos celebrados por Enersis S.A. con sus filiales o coligadas que influyan significativamente en las operaciones de Enersis S.A.
2. En las filiales y coligadas que no incluyen el ítem proporción sobre activo de Enersis, Enersis no posee inversión directa.
3. En las filiales y coligadas que no incluyen el ítem relaciones comerciales, Enersis no posee relación comercial.



Declaración de Responsabilidad

Los Directores de Enersis S.A. y el Gerente General, firmantes de esta declaración, se hacen responsables bajo juramento de la veracidad de toda la información proporcionada en la presente Memoria Anual, en cumplimiento de la Norma de Carácter General N°30, emitida por la Superintendencia de Valores y Seguros.



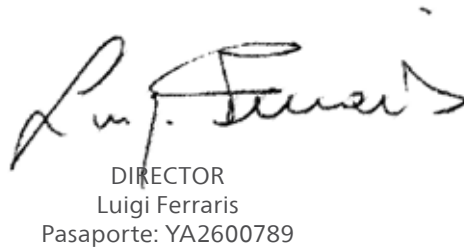
PRESIDENTE
Pablo Yrarrázaval Valdés
Rut: 5.710.967-K



VICEPRESIDENTE
Borja Prado Eulate
Pasaporte: AAC809697



DIRECTOR
Andrea Brentan
Pasaporte: YA0688158



DIRECTOR
Luigi Ferraris
Pasaporte: YA2600789



DIRECTOR
Hernán Somerville Senn
Rut: 4.132.185-7



DIRECTOR
Leonidas Vial Echeverría
Rut: 5.719.922-9



DIRECTOR
Rafael Fernández Morandé
Rut: 6.429.250-1



GERENTE GENERAL
Ignacio Antoñanzas Alvear
Rut: 22.298.662-1



INFORME INSPECTORES DE CUENTAS

Conforme a lo dispuesto por la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas y en cumplimiento al mandato conferido por la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 16 de Abril de 2013, hemos procedido a examinar los Estados Financieros de Enersis S.A., por el ejercicio comprendido entre el 1° de Enero y el 31 de Diciembre de 2013.

Nuestra labor se centró en la verificación, sobre una base selectiva, de la coincidencia de las cifras expuestas en los estados financieros con los registros oficiales de la Compañía y para tal efecto comparamos las cifras presentadas en el libro mayor con las planillas de agrupación y clasificación, para posteriormente estos montos, que representan sumas de cuentas de un mismo rubro, ver si coincidían con los incluidos en los estados finales, revisión que no mereció ningún reparo.


Waldo Gómez Santiago
Inspector de Cuenta


Luis Bone Solano
Inspector de Cuenta

Santiago, 23 de Enero de 2014.

Informe de los Auditores Independientes



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
Enersis S.A.

Informe sobre los estados financieros consolidados

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Enersis S.A. y afiliadas, que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2013, 2012 y al 1 de enero de 2012 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011 y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

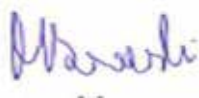
Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestras auditorías. No auditamos los estados financieros de ciertas sociedades afiliadas y coligadas, cuyos estados financieros reflejan respectivamente, un total de activos que constituyen un 30%, 34% y 35% de los activos totales consolidados al 31 de diciembre de 2013 y 2012 y al 1 de enero de 2012, y de ingresos ordinarios totales que constituyen, un 31%, 32% y 31% de los ingresos ordinarios consolidados totales por los años terminados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011. Estos estados financieros fueron auditados por otros auditores, cuyos informes nos han sido proporcionados y nuestra opinión, en lo que se refiere a los montos incluidos de esas sociedades, se basa únicamente en los informes de esos otros auditores. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

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

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

Opinión

En nuestra opinión, basada en nuestra auditoría y en los informes de los otros auditores, los estados financieros consolidados mencionados en el primer párrafo, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enersis S.A. y afiliadas al 31 de diciembre de 2013 y 2012 y al 1 de enero de 2012 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011 de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.



Marek Borowski

ERNST & YOUNG LTDA.

Santiago, 7 de febrero de 2014

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado

al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 1 de enero de 2012

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-12-13 M\$	31-12-2012 (*) Re-expresados M\$	01-01-2012 (*) Re-expresados M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	1.606.387.569	815.832.061	1.187.684.209
Otros activos financieros corrientes	7	781.029.437	194.500.798	939.220
Otros activos no financieros corriente		141.597.292	103.376.711	69.479.673
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	8	1.045.263.881	846.791.111	950.007.713
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	9	34.019.574	47.570.282	61.912.486
Inventarios	10	77.782.755	76.563.085	70.334.841
Activos por impuestos corrientes	11	210.134.773	205.554.882	138.365.618
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		3.896.215.281	2.290.188.930	2.478.723.760
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	12	-	-	-
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 CORRIENTES TOTALES		3.896.215.281	2.290.188.930	2.478.723.760
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Otros activos financieros no corrientes	7	491.536.418	439.018.106	37.246.770
Otros activos no financieros no corrientes		84.091.825	87.788.359	109.213.012
Derechos por cobrar no corrientes	8	223.045.673	202.900.342	443.128.492
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	9	-	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	13	248.080.880	214.517.345	194.785.717
Activos intangibles distintos de la plusvalía	14	1.173.560.361	1.202.002.511	1.466.680.979
Plusvalía	15	1.372.320.328	1.391.673.952	1.468.307.108
Propiedades, planta y equipo	16	7.433.798.725	7.049.923.571	7.045.908.847
Propiedad de inversión	17	44.877.049	46.922.970	38.055.889
Activos por impuestos diferidos	18	210.137.767	321.556.216	367.036.508
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES		11.281.449.026	10.956.303.372	11.170.363.322
TOTAL DE ACTIVOS		15.177.664.307	13.246.492.302	13.649.087.082

(*) Ver nota 2.2a)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-13 M\$	31-12-2012 (*) Re-expresados M\$	01-01-2012 (*) Re-expresados M\$
PASIVOS CORRIENTES				
Otros pasivos financieros corrientes	19	906.675.205	658.423.302	660.562.558
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	22	1.419.592.332	1.194.851.750	1.213.388.313
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	9	204.412.270	150.259.507	160.358.684
Otras provisiones corrientes	23	118.582.658	89.730.702	99.189.386
Pasivos por impuestos corrientes	11	255.148.385	169.545.538	232.246.173
Otros pasivos no financieros corrientes		76.848.849	83.919.926	56.288.910
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		2.981.259.699	2.346.730.725	2.422.034.024
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	12	-	-	-
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		2.981.259.699	2.346.730.725	2.422.034.024
PASIVOS NO CORRIENTES				
Otros pasivos financieros no corrientes	19	2.790.249.111	2.928.119.869	3.271.355.293
Otras cuentas por pagar no corrientes	22	23.063.878	14.257.438	14.304.607
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	9	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	23	193.967.353	176.575.035	202.015.839
Pasivo por impuestos diferidos	18	395.486.890	501.127.697	482.260.262
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	24	238.514.991	256.161.368	269.353.075
Otros pasivos no financieros no corrientes		47.657.524	65.313.125	96.722.791
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		3.688.939.747	3.941.554.532	4.336.011.867
TOTAL PASIVOS		6.670.199.446	6.288.285.257	6.758.045.891
PATRIMONIO				
Capital emitido	25.1	5.669.280.725	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias acumuladas		2.813.634.297	2.421.278.841	2.232.968.880
Primas de emisión	25.1	158.759.648	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	25.5	(2.473.120.417)	(1.511.122.753)	(1.320.882.757)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		6.168.554.253	3.893.798.571	3.895.728.606
Participaciones no controladoras	25.6	2.338.910.608	3.064.408.474	2.995.312.585
PATRIMONIO TOTAL		8.507.464.861	6.958.207.045	6.891.041.191
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		15.177.664.307	13.246.492.302	13.649.087.082

(*) Ver nota 2.2a)

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - diciembre		
		2013 M\$	2012 (*) Re-expresados M\$	2011 (*) Re-expresados M\$
Ganancia (pérdida)				
Ingresos de actividades ordinarias	26	5.696.777.240	6.182.123.698	6.107.142.811
Otros ingresos, por naturaleza	26	567.668.662	313.829.750	279.457.083
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza		6.264.445.902	6.495.953.448	6.386.599.894
Materias primas y consumibles utilizados	27	(3.089.141.195)	(3.695.022.919)	(3.450.163.125)
Margen de Contribución		3.175.304.707	2.800.930.529	2.936.436.769
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		61.965.528	48.667.382	49.921.196
Gastos por beneficios a los empleados	28	(465.682.098)	(409.179.836)	(371.753.777)
Gasto por depreciación y amortización	29	(435.473.259)	(434.483.734)	(416.864.931)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	29	(74.877.924)	(42.612.727)	(136.119.203)
Otros gastos por naturaleza	30	(520.098.689)	(492.558.847)	(522.693.103)
Resultado de Explotación		1.741.138.265	1.470.762.767	1.538.926.951
Otras ganancias (pérdidas)	31	19.170.005	15.186.412	(4.731.186)
Ingresos financieros	32	260.126.546	232.129.980	194.545.840
Costos financieros	32	(388.367.634)	(419.888.938)	(423.128.515)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	13	25.289.219	30.381.936	26.891.233
Diferencias de cambio	32	(30.373.115)	(16.126.401)	20.124.044
Resultado por unidades de reajuste	32	(9.414.755)	(12.756.868)	(25.206.927)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		1.617.568.531	1.299.688.888	1.327.421.440
Gasto por impuestos a las ganancias	33	(504.167.785)	(406.675.920)	(455.469.317)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		1.113.400.746	893.012.968	871.952.123
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		1.113.400.746	893.012.968	871.952.123
Ganancia (pérdida) atribuible a				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		658.514.150	377.350.521	375.471.254
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	25.6	454.886.596	515.662.447	496.480.869
GANANCIA (PÉRDIDA)		1.113.400.746	893.012.968	871.952.123
Ganancia por acción básica				
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	13,41	11,56	11,50
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	13,41	11,56	11,50
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	13,41	11,56	11,50
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	13,41	11,56	11,50

(*) Ver nota 2.2a)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - diciembre		
		2013 M\$	2012 (*) Re-expresados M\$	2011 (*) Re-expresados M\$
Ganancia (Pérdida)		1.113.400.746	893.012.968	871.952.123
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	24.2.f	6.351.518	(14.044.750)	(61.614.524)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo		6.351.518	(14.044.750)	(61.614.524)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión		(76.723.893)	(364.848.647)	211.297.640
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		(2.273)	515	(55.959)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		8.367.223	737.736	(15.880.240)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(76.144.260)	72.360.295	(63.842.341)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		55.283	(6.300.885)	(8.309.911)
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		(144.447.920)	(298.050.986)	123.209.189
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(138.096.402)	(312.095.736)	61.594.665
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del periodo				
Impuestos a las ganancias relacionados con planes de beneficios definidos		(2.603.231)	4.662.040	23.078.884
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del periodo		(2.603.231)	4.662.040	23.078.884
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo				
Impuestos a las ganancias relacionados con coberturas de flujos de efectivo		12.332.516	(25.726.629)	14.110.400
Impuestos a las ganancias relacionados con activos financieros disponibles para la venta		455	(569)	9.513
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		12.332.971	(25.727.198)	14.119.913
Total Otro resultado integral		(128.366.662)	(333.160.894)	98.793.462
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		985.034.084	559.852.074	970.745.585
Resultado integral atribuible a				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		577.348.684	187.169.558	368.568.685
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		407.685.400	372.682.516	602.176.900
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		985.034.084	559.852.074	970.745.585

(*) Ver nota 2.2a)

Estado de cambio en el patrimonio neto

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de Emisión	Cambios en Otras Reservas		
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos
Saldo Inicial al 01/01/2013	2.824.882.835	158.759.648	(40.720.059)	27.594.028	-
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)					
Otro resultado integral			(57.187.681)	(30.680.754)	6.865.655
Resultado integral					
Emisión de patrimonio	2.844.397.890	1.460.503			
Dividendos					
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	(1.460.503)	-	-	(6.865.655)
Incremento (disminución) por cambios en la participación de subsidiarias que no impliquen pérdida de control			41.885.724		
Total de cambios en patrimonio	2.844.397.890	-	(15.301.957)	(30.680.754)	-
Saldo Final al 31/12/2013	5.669.280.725	158.759.648	(56.022.016)	(3.086.726)	-

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de Emisión	Cambios en Otras Reservas		
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos
Saldo Inicial al 01/01/2012	2.824.882.835	158.759.648	176.622.668	(310.265)	-
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)					
Otro resultado integral			(217.342.727)	27.904.293	(742.368)
Resultado integral					
Dividendos					
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	742.368
Total de cambios en patrimonio	-	-	(217.342.727)	27.904.293	-
Saldo Final al 31/12/2012 Re-expresados (*)	2.824.882.835	158.759.648	(40.720.059)	27.594.028	-

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de Emisión	Cambios en Otras Reservas		
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos
Saldo Inicial al 01/01/2011	2.824.882.835	158.759.648	113.278.890	40.783.463	-
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)					
Otro resultado integral			60.106.895	(41.093.728)	(25.887.747)
Resultado integral					
Dividendos					
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	3.236.883	-	25.887.747
Total de cambios en patrimonio	-	-	63.343.778	(41.093.728)	-
Saldo Final al 31/12/2011 Re-expresados (*)	2.824.882.835	158.759.648	176.622.668	(310.265)	-

Cambios en Otras Reservas							
Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio	
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	
			658.514.150	658.514.150	454.886.596	1.113.400.746	
(1.836)	(160.850)	(81.165.466)		(81.165.466)	(47.201.196)	(128.366.662)	
				577.348.684	407.685.400	985.034.084	
				-	2.845.858.393	2.845.858.393	
			(273.024.349)	(273.024.349)		(273.024.349)	
-	74.015.741	67.150.086	6.865.655	72.555.238	(388.551.690)	(315.996.452)	
	(989.868.008)	(947.982.284)	-	(947.982.284)	(744.631.576)	(1.692.613.860)	
(1.836)	(916.013.117)	(961.997.664)	392.355.456	2.274.755.682	(725.497.866)	1.549.257.816	
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 Otras Reservas							
Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio	
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	
			377.350.521	377.350.521	515.662.447	893.012.968	
(189)	28	(190.180.963)		(190.180.963)	(142.979.931)	(333.160.894)	
				187.169.558	372.682.516	559.852.074	
			(188.298.192)	(188.298.192)		(188.298.192)	
-	(801.401)	(59.033)	(742.368)	(801.401)	(303.586.627)	(304.388.028)	
(189)	(801.373)	(190.239.996)	188.309.961	(1.930.035)	69.095.889	67.165.854	
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 Otras Reservas							
Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio	
41.825	(1.505.891.534)	(1.351.787.356)	2.103.689.509	3.735.544.636	2.778.483.320	6.514.027.956	
			375.471.254	375.471.254	496.480.869	871.952.123	
(27.989)	-	(6.902.569)		(6.902.569)	105.696.031	98.793.462	
				368.568.685	602.176.900	970.745.585	
			(209.886.734)	(209.886.734)		(209.886.734)	
-	8.682.538	37.807.168	(36.305.149)	1.502.019	(385.347.635)	(383.845.616)	
(27.989)	8.682.538	30.904.599	129.279.371	160.183.970	216.829.265	377.013.235	
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	

Estados de Flujos de Efectivo Consolidado Directo

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - diciembre		
		2013 M\$	2012 (*) Re-expresados M\$	2011 (*) Re-expresados 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		6.946.352.718	7.421.957.070	7.554.155.043
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		86.605.572	93.605.931	86.290.041
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		74.183.266	5.903.050	16.628.221
Otros cobros por actividades de operación		509.496.016	384.127.217	251.484.266
Clases de pagos				
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(3.690.576.400)	(3.899.057.207)	(3.804.072.531)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(448.354.032)	(400.061.812)	(349.702.202)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(5.782.311)	(8.066.513)	(5.627.373)
Otros pagos por actividades de operación		(1.176.355.154)	(1.351.575.914)	(1.544.218.673)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(381.648.502)	(452.305.887)	(358.664.017)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(212.945.529)	(251.163.500)	(173.026.445)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		1.700.975.644	1.543.362.435	1.673.246.330
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión				
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios		-	-	12.662.234
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios		(5.084.700)	(7.140.000)	(4.058.192)
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		871.863.989	-	-
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(1.433.536.193)	(194.093.275)	-
Préstamos a entidades relacionadas		(4.844.706)	-	(1.326.000)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		7.449.529	918.437	6.041.469
Compras de propiedades, planta y equipo		(603.413.832)	(517.233.484)	(484.028.401)
Importes procedentes de ventas de activos intangibles		-	-	8.965.592
Compras de activos intangibles		(169.371.666)	(187.197.935)	(187.551.511)
Compras de otros activos a largo plazo		(2.034.104)	(2.859.668)	(2.183.333)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(3.485.915)	(2.691.688)	(3.474.792)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		14.308.008	2.013.452	4.108.554
Cobros a entidades relacionadas		4.895.411	2.600.730	-
Dividendos recibidos		9.081.705	7.539.711	4.025.233
Intereses recibidos		92.176.821	56.681.895	19.611.804
Otras entradas (salidas) de efectivo		(1.891.436)	(674.255)	10.748.226
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(1.223.887.089)	(842.136.080)	(616.459.117)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación				
Importes procedentes de la emisión de acciones		1.130.817.519	-	-
Total importes procedentes de préstamos		530.735.256	501.199.355	643.919.707
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		487.162.501	400.797.521	525.077.859
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		43.572.755	100.401.834	118.841.848
Préstamos de entidades relacionadas		693.084	-	18.257.300
Pagos de préstamos		(563.049.681)	(645.675.778)	(617.735.935)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(9.388.183)	(25.491.730)	(11.478.851)
Dividendos pagados		(482.046.152)	(547.081.888)	(648.107.205)
Intereses pagados		(230.584.133)	(253.478.855)	(245.683.421)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(40.412.354)	(41.745.935)	(14.511.368)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		336.765.356	(1.012.274.831)	(875.339.773)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		813.853.911	(311.048.476)	181.447.440
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo				
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(23.298.403)	(60.803.672)	76.040.491
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		790.555.508	(371.852.148)	257.487.931
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	6	815.832.061	1.187.684.209	930.196.278
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	6	1.606.387.569	815.832.061	1.187.684.209

Estados Financieros Consolidados

Correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

(En miles de pesos)

Nota 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 Endesa, S.A., entidad española 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 Unico Tributario N° 94.271.000-3.

La dotación del Grupo alcanzó los 11.574 trabajadores al 31 de diciembre de 2013. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2013 fue de 11.301 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica, ver Nota 36.

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 2012 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 30 de enero de 2013, y posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas, celebrada con fecha 16 de abril de 2013, 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.m.

Nota 2

Bases de Presentación de los Estados Financieros Consolidados

2.1 Principios contables

Los estados financieros consolidados de Enersis al 31 de diciembre de 2013, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), y aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 07 de febrero de 2014.

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Enersis y filiales al 31 de diciembre de 2013 y 2012 y 1 de enero de 2012, 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 2013, 2012 y 2011.

Estos estados financieros consolidados presentan de forma voluntaria las cifras correspondientes al año 2011 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 los criterios del Comité de Interpretaciones de las NIIF (en adelante, "CINIIF").

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2013:

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
Enmienda a NIC 1: Presentación de estados financieros	
Modifica aspectos de presentación de los componentes de los "Otros resultados integrales". Se exige que estos componentes sean agrupados en aquellos que serán y aquellos que no serán posteriormente reclasificados a pérdidas y ganancias.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2012.
NIIF 10: Estados financieros consolidados	
Establece clarificaciones y nuevos parámetros para la definición de control, así como los principios para la preparación de estados financieros consolidados, que aplica a todas las entidades (incluyendo las entidades de cometido específico o entidades estructuradas).	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013.
NIIF 11: Acuerdos conjuntos	
Redefine el concepto de control conjunto, alineándose de esta manera con NIIF 10, y requiere que las entidades que son parte de un acuerdo conjunto determinen el tipo de acuerdo (operación conjunta o negocio conjunto) mediante la evaluación de sus derechos y obligaciones. La norma elimina la posibilidad de consolidación proporcional para los negocios conjuntos.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013.
NIIF 12: Revelaciones de participaciones en otras entidades	
Requiere ciertas revelaciones que permitan evaluar la naturaleza de las participaciones en otras entidades y los riesgos asociados con éstas, así como también los efectos de esas participaciones en la situación financiera, rendimiento financiero y flujos de efectivo de la entidad.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013.

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
NIIF 13: Medición del valor razonable Establece en una única norma un marco para la medición del valor razonable de activos y pasivos, e incorpora nuevos conceptos y aclaraciones para su medición. Además requiere información a revelar por las entidades, sobre las mediciones del valor razonable de sus activos y pasivos.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013.
Nueva NIC 27: Estados financieros separados Por efecto de la emisión de la NIIF 10, fue eliminado de la NIC 27 todo lo relacionado con estados financieros consolidados, restringiendo su alcance sólo a estados financieros separados.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.
Nueva NIC 28: Inversiones en asociadas y negocios conjuntos Modificada por efecto de la emisión de NIIF 10 y NIIF 11, con el propósito de uniformar las definiciones y otras clarificaciones contenidas en estas nuevas NIIF.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.
Enmienda a NIIF 7: Instrumentos financieros - Información a revelar Clarifica los requisitos de información a revelar para la compensación de activos financieros y pasivos financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.
Enmienda a NIC19: Beneficios a los empleados Modifica el reconocimiento y revelación de los cambios en la obligación por beneficios de prestación definida y en los activos afectos del plan, eliminando el método del corredor y acelerando el reconocimiento de los costos de servicios pasados.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.
Mejoras a las NIIF Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 1, NIC 1, NIC 16, NIC 32 y NIC 34.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.
Guía de transición (Enmiendas a NIIF 10, 11 y 12) Las enmiendas clarifican la guía de transición de NIIF 10. Adicionalmente, estas enmiendas simplifican la transición de NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12, limitando los requerimientos de proveer información comparativa ajustada para solamente el período comparativo precedente. Por otra parte, para revelaciones relacionadas con entidades estructuradas no consolidadas, las enmiendas remueven el requerimiento de presentar información comparativa para periodos anteriores a la primera aplicación de NIIF 12.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.

Todos estos nuevos pronunciamientos fueron aplicados por el Grupo retroactivamente, excepto por la NIIF 13 "Medición del valor razonable", la cual entró en vigor de manera prospectiva.

NIIF 11 "Acuerdos Conjuntos"

Como consecuencia de aplicación de la NIIF 11 "Acuerdos Conjuntos", a contar de 2013 las sociedades controladas en forma conjunta por el Grupo, que hasta los estados financieros presentados al 31 de diciembre de 2012 eran consolidadas de forma proporcional, deben registrarse bajo el método de la participación (ver nota 2.5 y 3.h), tal como lo exige la nueva Norma para aquellos acuerdos conjuntos que califiquen como Negocio Conjunto.

Las sociedades en cuestión son las siguientes:

- Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. y filiales.
- Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. y filiales.
- Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. y filial.
- Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.

En consideración a que la aplicación de la NIIF 11 "Acuerdos Conjuntos" tiene carácter retrospectiva, los presentes estados financieros consolidados incluyen modificaciones a los estados de situación financiera al 31 de diciembre y 1 de enero de 2012, a los estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio neto y de flujos de efectivo por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2012 y 2011, y a las correspondientes notas explicativas, todos ellos anteriormente emitidos y aprobados por los órganos de administración de Enersis. Estos cambios no afectan la determinación del patrimonio ni de la ganancia atribuible a los propietarios de la sociedad controladora.

La aplicación de esta norma no tiene efectos sobre la ganancia básica por acción, ni ha provocado un efecto de dilución en ellas.

A continuación se presenta un resumen de las principales modificaciones efectuadas, medidas en términos de variación, respecto a los estados financieros consolidados de Enersis originalmente emitidos:

(En miles de pesos)	Variaciones	
	31-12-12	01-01-12
Estados de Situación Financiera Consolidados	M\$	M\$
Activos Corrientes	(64.329.503)	(47.241.248)
Activos no Corriente	(7.011.835)	(37.542.422)
TOTAL DE ACTIVOS	(71.341.338)	(84.783.670)
Pasivos Corrientes	(34.381.510)	(38.499.611)
Pasivos no Corrientes	(31.398.295)	(41.171.393)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	-	-
Participaciones no controladoras	(5.561.533)	(5.112.666)
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS	(71.341.338)	(84.783.670)
Estado de Resultados Consolidados	31-12-12	31-12-11
	M\$	M\$
Ingresos	(81.713.866)	(148.280.450)
Aprovisionamiento y Servicios	22.102.568	88.271.604
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	(59.611.298)	(60.008.846)
Resultado Bruto de Explotación	(35.065.236)	(35.457.119)
Depreciaciones, amortizaciones y pérdidas por deterioro	8.863.455	8.073.361
Resultado Explotación	(26.201.781)	(27.383.758)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	(5.764.328)	(5.955.872)
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	-	-
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	(549.014)	(588.497)
GANANCIA (PÉRDIDA)	(549.014)	(588.497)
Estado de Flujos de Efectivo Consolidado	31-12-12	31-12-11
	M\$	M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(17.276.127)	(25.200.136)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	6.144.889	7.510.563
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(191.044)	16.089.778
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	2.011.384	521.495
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	(32.237.059)	(31.158.759)
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	(41.547.957)	(32.237.059)

Para mayor detalle ver anexo 7.

Enmienda a NIC 19 "Beneficios a los empleados"

La aplicación de la enmienda a la NIC 19 "Beneficios a los empleados", que también tiene carácter retrospectiva, ha implicado que los presentes estados financieros consolidados incluyan modificaciones en la presentación de los estados de resultados integrales correspondientes a los ejercicios 2012 y 2011, y a las respectivas notas explicativas, respecto a los que en su oportunidad fueron aprobados por los órganos de administración de Enersis. Estos cambios no afectan la determinación del patrimonio ni de la ganancia atribuible a los propietarios de la sociedad controladora.

La citada modificación se explica porque bajo este nuevo estándar los resultados financieros se deben presentar en términos netos, por cada uno de los planes de beneficio definido establecidos con los empleados del Grupo. Lo anterior, implicó una reducción en los ingresos y costos financieros por un monto de M\$ 32.126.591 y M\$ 39.138.315 en los ejercicios 2012 y 2011, respectivamente.

La aplicación de esta norma no tiene efectos sobre la ganancia básica por acción, ni ha provocado un efecto de dilución en ellas.

El resto de normas y enmiendas adoptadas, que han entrado en vigor a partir del 01 de enero de 2013, no han tenido un efecto significativo en los estados financieros consolidados intermedios de Enersis y filiales.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2014 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:
Enmienda a NIC 32: Instrumentos financieros: Presentación	
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.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2014.
Enmiendas a NIIF 10, 12 y NIC 27: Entidades de Inversión	
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.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2014.
NIIF 9: Instrumentos Financieros: Clasificación y medición	
Corresponde a la primera etapa del proyecto del IASB de reemplazar a la NIC 39 "Instrumentos financieros: reconocimiento y medición". Modifica la clasificación y medición de los activos financieros e incluye el tratamiento y clasificación de los pasivos financieros.	No definida. Aplicación anticipada de etapas concluidas es permitida.
CINIIF 21: Gravámenes	
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.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2014.
Enmienda a NIC 36: Deterioro del valor de los activos	
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.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2014.
Enmienda a NIC 39: Instrumentos Financieros: Reconocimiento y medición	
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.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2014.
Enmienda a la NIIF 9: Instrumentos Financieros: Clasificación y medición	
Corresponde a la segunda etapa del proyecto del IASB de reemplazar a la NIC 39 "Instrumentos financieros: reconocimiento y medición. Esta enmienda añade un capítulo especial sobre contabilidad de cobertura, estableciendo un nuevo modelo que está orientado a reflejar una mejor alineación entre la contabilidad y la gestión de los riesgos. Se incluyen además mejoras en las revelaciones requeridas. Esta enmienda también elimina la fecha de aplicación obligatoria de NIIF 9, en consideración a que la tercera y última etapa de proyecto, referente a deterioro de activos financieros, está todavía en curso.	No definida. Aplicación anticipada de etapas concluidas es permitida.
Enmienda a NIC 19: Beneficios a los empleados	
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.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2014.
Mejoras a las NIIF (Ciclos 2010-2012 y 2011-2013)	
Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 2, NIIF 3, NIIF 8, NIIF 13, NIC 16, NIC 24, NIC 38 y NIC 40.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2014

El Grupo está evaluando el impacto que tendrá la NIIF 9 en la fecha de su aplicación efectiva. La Administración estima que el resto de normas, interpretaciones 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.

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

Estas estimaciones se refieren básicamente a:

- La valoración de activos y plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos (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 3.1.1 y 24).
- 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 21).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores.
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.l).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos (ver Notas 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados. (ver Nota 3.o).

A pesar de que estas 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 modificarlas (al alza o a la baja) en próximos periodos, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de estimación en los correspondientes estados financieros consolidados futuros.

2.4 Entidades filiales

Se consideran sociedades filiales aquellas en las que Enersis controla, directa o indirectamente, 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, considerándose a estos efectos los derechos de voto potenciales en su poder, o de terceros, ejercitables o convertibles al cierre de cada ejercicio.

Enersis está expuesta, o tiene derecho, a los rendimientos variables de estas sociedades y tiene la capacidad de influir en el monto de éstos.

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

Durante el primer trimestre de 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 Cemsá S.A., Inversora Dock Sud S.A. y Central Dock Sud S.A. Todas ellas aportadas por Endesa, S.A., agrupadas en Cono Sur Participaciones S.L.U., como parte del proceso de aumento de capital llevado a cabo por la compañía (ver notas 4 y 25.1.1).

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.

Durante el ejercicio 2012 no se produjeron variaciones significativas en el perímetro de consolidación del Grupo Enersis.

Durante el primer trimestre de 2011, se concretó el cierre de los procesos de venta de las sociedades Compañía Americana de Multiservicios (CAM) y Synapsis Servicios y Soluciones Informáticas IT (Synapsis). La venta de CAM se perfeccionó con fecha 24 de febrero de 2011 por un monto de M\$ 6.775.748 (US\$ 14,2 millones), en tanto que la venta de Synapsis se concretó el 1 de marzo de 2011 por un monto de M\$ 24.710.920 (US\$ 52 millones). Para mayor información ver Nota 12.

La salida de CAM y Synapsis del perímetro de consolidación de Enersis supuso una reducción en el estado de situación financiera consolidado de M\$ 80.050.947 en los activos corrientes, M\$ 31.003.337 en los activos no corrientes, M\$ 56.359.935 en los pasivos corrientes y de M\$ 14.558.579 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 de esta. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que el Grupo posee una participación superior al 20% (ver Nota 3.h).

Por otra parte, se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las 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 de 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 (costo de adquisición) 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.

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, o en otros resultados integrales, según proceda.

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" y "Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integrales consolidado.
3. La conversión de los estados financieros de las sociedades extranjeras con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:
 - a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
 - b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio medio del período (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).
 - c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.
 - d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Diferencias de cambio por conversión" dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 25.2).
4. Los ajustes por conversión generados con anterioridad a la fecha en que Enersis efectuó su transición a las NIIF, esto es 1 de enero de 2004, han sido traspasados a reservas, en consideración a la exención prevista para tal efecto en la NIIF 1 "Adopción por primera vez de las NIIF" (ver Nota 25.5).
5. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
6. 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.
7. 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.

Nota 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 periodo sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión. La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y varía en un rango comprendido entre un 7,25% y un 9,31%. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 30.325.539, M\$ 26.477.369 y M\$ 35.945.738 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, respectivamente (ver Nota 32).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 48.087.586, M\$ 32.925.771 y M\$ 31.790.899 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, 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 actualizado, 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 23).
- Los elementos adquiridos con anterioridad a la fecha en que Enersis efectuó su transición a las NIIF, esto es 1 de enero de 2004, incluyen en el costo de adquisición, en su caso, las revalorizaciones de activos permitidas en los distintos países para ajustar el valor de las propiedades, plantas y equipos con la inflación registrada hasta esa fecha (ver Nota 25.5).

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 - 65
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	10-40
Centrales de carbón / fuel	25-40
Centrales de ciclo combinado	10-25
Renovables	35
Instalaciones de transporte y distribución:	
Red de alta tensión	10-60
Red de baja y media tensión	10-60
Equipos de medida y telecontrol	3-50
Otras instalaciones	4-25

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

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

Empresa titular de la concesión	País	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur (Distribución)	Argentina	95 años	74 años
Hidroeléctrica El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	30 años	10 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	85 años	74 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	87 años	74 años
Central Eléctrica Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	30 años	14 años
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A (Generación)	Brasil	30 años	18 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN - Línea 1)	Brasil	20 años	7 años
Compañía de Interconexión Energética S.A CIEN - Línea 2)	Brasil	20 años	9 años

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 "Acuerdos de Concesión de Servicios", 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 de su modelo de negocios que veníamos informando anteriormente. 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.

Los contratos de concesión no sujetos a la CINIIF 12 se reconocen siguiendo los criterios generales. 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.

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 17.

c) Plusvalía

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes identificables y la participación no controladora de una sociedad filial, en la fecha de adquisición.

La valoración de los activos adquiridos y pasivos asumidos se realiza de forma provisional en la fecha de toma de control de la sociedad, revisándose la misma en el plazo máximo de un año a partir de la fecha de adquisición. Hasta que se determina de forma definitiva el valor razonable de los activos y pasivos, la diferencia entre el precio de adquisición y el valor contable de la sociedad adquirida se registra de forma provisional como plusvalía.

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 que se generó con anterioridad de la fecha de nuestra transición a NIIF, esto es 1 de enero de 2004, se mantiene por el valor neto registrado a esa fecha, en tanto que las originadas con posterioridad se mantienen valoradas a su costo de adquisición (ver Nota 25.5 y 15).

La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable 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 2013, 31 de diciembre 2012 y 1 de enero de 2012, 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:

- La concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador con la infraestructura, a quién debe suministrarlos y a qué precio; y
- 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.I)

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 2013, 2012 y 2011 no se activaron gastos financieros.

Adicionalmente, durante ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso por un monto de M\$ 13.877.942, M\$ 15.741.611 y M\$ 18.130.297, 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	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Ampla Energia e Servicos S.A. (*) (Distribución)	Brasil	30 años	13 años
Companhia Energética do Ceará S.A. (*) (Distribución)	Brasil	30 años	14 años
Concesionaria Túnel El Melón S.A (Infraestructura Vial)	Chile	23 años	2,5 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 2013, 2012 y 2011 ascendió a M\$ 1.996.818, M\$ 2.298.344 y M\$ 2.104.631, 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 2013, 2012 y 2011, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones fueron las que a continuación se detallan:

País	Moneda	Tasas de crecimiento (g)		
		2013	2012	2011
Chile	Peso chileno	2,2% - 5,3%	2,3% - 5,2%	4,2% - 5,3%
Argentina	Peso argentino	8,6% - 9,0%	8,6% - 9,5%	7,0% - 7,9%
Brasil	Real brasileño	5,1% - 6,1%	5,1% - 6,1%	5,0% - 6,0%
Perú	Nuevo sol peruano	3,6% - 4,6%	3,7% - 4,9%	3,2% - 4,3%
Colombia	Peso colombiano	4,3% - 5,3%	4,3% - 5,3%	4,4% - 5,2%

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 2013, 2012 y 2011 fueron las siguientes:

País	Moneda	2013		2012		2011	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Chile	Peso chileno	7,8%	16,3%	8,0%	14,6%	8,0%	10,1%
Argentina	Peso argentino	39,2%	44,4%	26,0%	29,0%	23,0%	26,0%
Brasil	Real brasileño	9,0%	18,8%	9,5%	18,0%	9,5%	11,6%
Perú	Sol peruano	7,3%	13,9%	7,6%	12,5%	7,3%	9,3%
Colombia	Peso colombiano	8,5%	14,2%	8,4%	14,5%	8,9%	10,9%

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 produce un cambio en las estimaciones sobre su monto recuperable, 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, se provisionan los saldos sobre los cuales existe evidencia objetiva de que Enersis no será capaz de recuperar todos los montos de acuerdo a los términos originales de los contratos. Con carácter general, las sociedades del Grupo tienen definida una política de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad, como puede ser el caso de montos por cobrar a entidades públicas (ver Nota 8).
- Para el caso de los saldos a cobrar con origen financiero, la determinación de la necesidad de deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, sin que a la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados existan activos financieros vencidos por monto significativo que no tengan origen comercial (ver Notas 7 y 21).

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.

Las cuotas de arrendamiento operativo se reconocen como gasto 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 13) y las mantenidas para la venta (ver Nota 12), en cuatro categorías:

- **Deudores comerciales y Otras cuentas por cobrar y Cuentas por cobrar a empresas relacionadas:** Se registran a su costo amortizado, correspondiendo éste al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva.
El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un activo o un pasivo financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del periodo 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 periodo 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 (ver Nota 7).
Estas inversiones figuran en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable cuando es posible determinarlo de forma fiable. En el caso de participaciones en sociedades no cotizadas o que tienen muy poca liquidez, normalmente el valor razonable no es posible determinarlo de forma fiable, por lo que, cuando se da esta circunstancia, se valoran por su costo de adquisición o por un monto inferior si existe evidencia de su deterioro.
Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran en el estado de resultados integrales consolidado: Otros resultados integrales, hasta el momento en que se produce la enajenación de estas inversiones, momento en el que el monto acumulado en este rubro es imputado íntegramente en la ganancia o pérdida del ejercicio. En caso de que el valor razonable sea inferior al costo de adquisición, si existe una evidencia objetiva de que el activo ha sufrido un deterioro que no pueda considerarse temporal, la diferencia se registra directamente en pérdidas del ejercicio.

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

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 21, 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 "Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar" y si es negativo en el rubro "Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar".

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

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

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.

En consideración a la jerarquía de los inputs utilizados en los procedimientos antes descritos, el Grupo clasifica los instrumentos financieros 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).

g.6) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

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

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

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

h) Inversiones contabilizadas por el método de participación

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

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

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.

i) Inventarios

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

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

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".

k) Acciones propias en cartera

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

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran directamente en el Patrimonio Total: "Ganancias (pérdida) acumuladas", sin afectar la ganancia o pérdida del ejercicio. Al 31 de diciembre de 2013 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado durante los ejercicios 2013, 2012 y 2011 transacciones con acciones propias.

l) Provisiones

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para 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.

I.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 en el rubro "Patrimonio Total: Ganancias (pérdidas) acumuladas".

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

m) Conversión de saldos en moneda extranjera

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

Asimismo, al cierre de cada 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.

n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

o) 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.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo que no provengan de combinaciones de negocio, 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.

Los activos por impuestos diferidos y créditos fiscales se reconocen únicamente cuando se considera probable que existan ganancias fiscales futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos fiscales.

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.

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.

p) Reconocimiento de ingresos y gastos

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

Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias 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.

q) 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 2013, 2012 y 2011, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

r) Dividendos

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

Considerando que lograr un acuerdo unánime, 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.

s) Sistemas de retribución basados en acciones

En los casos en los que empleados del Grupo participan en planes de remuneración vinculados al precio de la acción de Enel, siendo el costo del plan asumido por esta sociedad, el Grupo registra el valor razonable de la obligación de Enel como gastos por beneficios a los empleados. Simultáneamente y por el mismo monto se registra un incremento patrimonial en otras reservas, como representación de la contribución de Enel. (Ver Nota 9.3).

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

Nota 4

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 25.1.1).

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%
Endesa 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 Cemsas 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 2.6.7 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 M\$	Aporte en sociedades controladas previamente M\$	Aporte en sociedades no controladas previamente, o sobre la que no se poseía participación M\$	Total efectos al 31 de Marzo de 2013 M\$
ACTIVOS				
Activos corrientes	1.121.458.393	-	189.506.588	1.310.964.981
Activos no corrientes	-	-	161.105.667	161.105.667
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 reservas 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 a M\$ 23.592.387 y, de acuerdo a lo indicado en nota 3.t), se registraron en Otras reservas varias. (Ver Nota 25.5.c.2)).

Nota 5

Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

En los países de Latinoamérica en que el Grupo opera existen distintas regulaciones. A continuación se explican las principales características de cada uno de los negocios.

5.1 Generación

Chile

El sector eléctrico en Chile 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, por último, el recientemente creado 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. 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.

En la organización de la industria eléctrica chilena se distinguen fundamentalmente tres actividades que son: Generación, Transmisión y Distribución, que operan en forma interconectada y coordinada, y cuyo principal objetivo es el de proveer energía eléctrica al mercado, al mínimo costo y preservando los estándares de calidad y seguridad de servicio exigido 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 realizadas en el CDEC.

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 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.

(ii) Clientes libres: Corresponden a aquella parte de la demanda que tiene una potencia conectada mayor a 2.000 kW, principalmente industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico

con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia entre 500 y 2.000 KW, como se señaló en el punto anterior, tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus proveedores -o bien-, seguir sometidos a precios regulados, con un período de permanencia mínima de cuatro años en cada régimen.

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

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

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

En materia de energías renovables, 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 ha sido recientemente modificada por la Ley 20.698, publicada en el Diario Oficial el 22 de octubre de 2013 y 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.

El día 31 de diciembre de 2012, se publicó en el Diario Oficial, el Reglamento que establece las disposiciones aplicables a los servicios complementarios, entendiéndose por estos los recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión y distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 137 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

El 07 de agosto de 2013, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante oficio ORD N° 7230, 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.

El 14 de octubre de 2013 se publicó en el Diario Oficial la Ley 20.701, denominada de Concesiones Eléctricas, que tiene por objeto agilizar la tramitación de las concesiones eléctricas. La nueva Ley simplifica el proceso de concesión provisional, acorta los tiempos de tramitación, precisa las posibles observaciones y oposiciones a los proyectos, modifica el proceso de notificaciones, establece procedimientos judiciales sumarios, introduce la posibilidad de dividir la solicitud de concesiones, modifica el procedimiento de tasación de los inmuebles y soluciona los conflictos entre diferentes tipos de concesión.

El 8 de enero de 2014 la Sala del Senado aprobó en tercer trámite y por unanimidad, el proyecto que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, con el fin de permitir la interconexión del SIC con el SING.

Brasil, Colombia y Perú

Las legislaciones de Brasil, Colombia y Perú 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.

En cuanto a las principales características del negocio de generación eléctrica, se puede señalar que en términos generales se trata de mercados liberalizados en los que, sobre los planes indicativos de las autoridades, los agentes privados adoptan libremente las decisiones de inversión. La excepción la constituye Brasil, país en el cual, 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, en estos países la coordinación de la operación se realiza de manera centralizada, donde un operador independiente coordina el despacho de carga. A excepción de Colombia, donde el despacho se basa en precios ofertados por los agentes, en los demás países existe el despacho centralizado basado en costes variables de producción que busca garantizar el abastecimiento de la demanda a mínimo costo para el sistema. A partir de este despacho se determina el Costo Marginal de generación que define el precio para las transacciones spot. En Brasil, 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. Por su parte Perú tiene una formación de precio spot que no refleja necesariamente los costes del sistema, al definir un coste 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 que se prevé se mantenga hasta el año 2015.

En Colombia, Brasil y Perú 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, aunque los límites que definen tal condición varían en cada mercado. Brasil: 3.000 kW o 500 si compran ERNC; Colombia: 100 kW o 55 MWh-mes y Perú: al menos 200 kW.

Las principales diferencias entre los mercados aparecen en la forma de regular las ventas de energía entre generadores y distribuidoras y en cómo se define el precio regulado para la formación de tarifas a usuarios finales:

- **En Brasil existen dos ambientes de contratación.** En el ambiente de contratación libre, las condiciones para la compra de energía son negociables entre los proveedores y sus clientes. En cuanto al 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.

Con objeto de reducir el precio final de la tarifa eléctrica y relanzar la actividad económica de Brasil, el 11 de septiembre de 2012, el Gobierno aprobó la Medida Provisoria 579, que establece las condiciones de renovación de las concesiones del sector eléctrico que vencen entre 2015 y 2017 y la reducción de gravámenes en la tarifa de energía eléctrica, que en adelante serán cubiertos con presupuesto estatal. En enero de 2013 se publicaron la Ley 12.783 de conversión de la Medida Provisoria y el Decreto de desarrollo, número 7891. En cumplimiento de la Ley y el Decreto, el 25 de enero de 2013 la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprobó una revisión tarifaria extraordinaria con un porcentaje de reducción promedio del 20% de las tarifas para los clientes regulados, como resultado, de una parte, del menor coste de la energía derivado de la renovación de las concesiones de generación y transmisión y, de otra parte, de la reducción de los cargos tarifarios.

- **En Colombia,** las distribuidoras tienen libertad para decidir su suministro, pudiendo definir las condiciones de los procesos de licitación pública para adquirir la energía requerida para el mercado regulado y están habilitadas para comprar energía en el mercado spot. El precio que paga el usuario final refleja un promedio del precio de compra. Desde 2004, la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) está trabajando en una propuesta para modificar la operativa de contratación en el mercado colombiano, denominado Mercado Organizado Regulado —MOR—, que pasaría a ser un sistema electrónico de contratos. Este mecanismo reemplazaría las licitaciones actuales por subastas de energía con condiciones comerciales estandarizadas, en donde la demanda a contratar se trataría como una única demanda agregada.
- **En Perú,** al igual que en Chile, las distribuidoras tienen obligación de contratar su aprovisionamiento de energía y se modificó la legislación para permitir la realización de licitaciones a partir de los requerimientos de éstas. Actualmente permanecen vigentes sólo algunos contratos entre generadoras y distribuidoras a precio de barra (equivalente al precio de nudo en Chile), el que se define de un cálculo centralizado. Sin embargo, desde 2007 la contratación se realiza vía licitaciones. La autoridad aprueba las bases de licitación y define en cada proceso el precio máximo.

En todos los países existe algún tipo de normativa que promueve la incorporación de energía renovable, sin embargo, a diferencia de lo que ocurre en Chile, no se define una cuota obligatoria para la incorporación de este tipo de tecnología.

En Brasil, ANEEL realiza subastas por tecnología teniendo en consideración el plan de expansión fijado por la entidad encargada de la planificación de manera que se alcance el valor de capacidad de energía renovable no convencional fijado como meta. En Perú, existe un porcentaje objetivo máximo del 5% de participación de la ERNC en la matriz energética del país; y la autoridad regulatoria, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGIM), realiza subastas discriminatorias para cumplirlo. En Colombia, actualmente existe una senda indicativa para Sistema Energético Nacional del 3.5% en 2015 y del 6.5% en 2020. No obstante, estas previsiones en Colombia se encuentran en revisión.

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 es 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 la fijación del precio marginal como no hubiera 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 queman 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 entre los costos reales de la generación y el pago que realiza la demanda a través de las distribuidoras, lo que significó que dichos costos se recuperaran a través de diversos tipos acuerdos particulares en base a la normativa vigente.

En este contexto, el Gobierno anunció en 2012 su intención de modificar el actual marco regulatorio, para desarrollar entre 2013 y 2014 un sistema remuneratorio basado en un esquema de coste medio.

El día 26 de marzo de 2013, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 95/13 que introdujo importantes cambios en el régimen de remuneración de los generadores y en otros aspectos que hacen al funcionamiento del MEM. Este nuevo régimen es de aplicación a generación vieja, previo desistimiento a reclamos pasados y futuros respecto de la Res. SE 406/03 y el Acuerdo de Generación 2008-2011.

Entre el 30 y 31 de Mayo del presente 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 ello, Secretaría de Energía a través de la Nota SE 1807/13 abre la posibilidad para 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.

Límites a la integración y concentración

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

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

En cuanto a la concentración en un sector específico, en Argentina no se establece límites específicos a la integración vertical u horizontal. En 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, de 5% en la vertical y 15% en la horizontal. En Colombia, ninguna empresa podrá tener directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización de electricidad. Adicionalmente, en Colombia aquellas empresas creadas con posterioridad a 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.

5.2 Distribución

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. En 2012 se inició el proceso del Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución para el período tarifario 2012-2016; Chilectra entregó a la CNE el estudio, el 3 de septiembre de 2012, cuyo resultado pesa 1/3 en el valor de las nuevas tarifas; el 2/3 restante lo aportó el estudio que realizó la CNE.

El 28 de septiembre de 2012, la CNE ponderó los 2 estudios y publicó las tarifas básicas preliminares, con las cuales se verificó que la rentabilidad del agregado de la industria se encontraba dentro del rango establecido por la ley de 10% con una dispersión de $\pm 4\%$. 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 2016-2020.

Resto de Latinoamérica

Similarmente, en Perú se realiza un proceso de determinación de VAD cada 4 años, también utilizando la metodología de empresa modelo según área típica. En octubre de 2009, se publicaron las tarifas del período 2009-2013. Durante 2013 se ha llevado a cabo el proceso de fijación tarifaria del VAD y cargos fijos. De esta forma, el 16 de octubre de 2013 el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) publicó la Resolución 203/2013 que fija las tarifas de distribución de Edelnor para el período noviembre 2013 a octubre 2017. La Resolución contempla un incremento del Valor Agregado de Distribución (VAD) de Edelnor del 1,2% respecto al VAD vigente anterior.

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.

Actualmente se encuentra vigente el tercer ciclo de revisiones periódicas de tarifas de distribución. La revisión tarifaria periódica de Coelce se realizó en 2012 para el período 2011-2015, fue aplicada desde el 22 de abril de 2012, con cálculo retroactivo a abril de 2011. Ampla se encuentra en proceso de revisión periódica de tarifas para el período 2014-2019, proceso que deberá terminar antes del 15 de marzo 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).

Los últimos reajustes anuales para Ampla y para Coelce fueron realizados por ANEEL en abril de 2013.

Por su parte, en Colombia la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) estableció en 2008 la metodología vigente para el cálculo de la tasa de retorno aplicable a la remuneración de la distribución, fijó un nuevo valor para dicha tasa y expidió la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local. En octubre de 2009 la CREG publicó los cargos de distribución de Codensa, los cuales estarán vigentes por al menos 5 años, hasta que la Comisión apruebe nuevos cargos. Durante 2012 la CREG estableció los índices anuales de pérdidas en baja tensión que serán reconocidos tarifariamente a Codensa durante 5 años.

En mayo de 2013, la CREG emitió para consulta de los agentes las bases de la metodología con la que definirá la remuneración de la distribución en el próximo período regulatorio. En general, las bases proponen la definición de tarifas competitivas, costos eficientes, mejora en la calidad del servicio, confiabilidad en la prestación y empresas sostenibles. Para esto, la CREG revisará la aplicación de las variables utilizadas para el cálculo del WACC, los inventarios y costos de las Unidades Constructivas, y el esquema de calidad vigente, entre otros. Se espera la publicación de la metodología definitiva en el cuarto trimestre de 2014.

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 aplicación 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. El cargo supone el aumento de los ingresos de distribución que fueron facturados desde noviembre de 2012. 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 de la Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, 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 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.

La Resolución SE N° 250/13, complementada y extendida hasta septiembre del 2013, según la Nota SE N°6852/2013, produjo un efecto positivo en los resultados financieros de la distribuidora. 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.

- 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 (*)
Chile	> 500 kW (**)
Colombia	> 100 kW o 55 MWh-mes
Perú	> 200 kW (***)

(*) En Brasil 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.

(**) En Chile los clientes entre 500 y 2.000 kW pueden optar entre mercado regulado o libre. Los mayores a 2.000 kW necesariamente son clientes libres.

(***) En Perú 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.

- Límites a la integración y concentración.

En general, la legislación defiende la libertad de competencia y define criterios para evitar que determinados niveles de concentración económica y/o prácticas de mercado conlleven un deterioro de la misma.

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 transporte 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, Perú y Colombia hay restricciones de distinta índole para que las compañías generadoras o distribuidoras puedan ser accionistas mayoritarias de empresas transportistas.

En cuanto a la concentración en un sector específico, en Argentina no se establece límites específicos a la integración vertical u horizontal, sin embargo los cambios accionarios de las compañías deben ser autorizados por el ENRE. 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, de 5% en la vertical y 15% en la horizontal. En Colombia, ninguna empresa podrá tener directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización o generación de electricidad. Adicionalmente, en Colombia aquellas empresas creadas con posterioridad a 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, pero manteniendo la separación vertical de las actividades (una distribuidora sólo puede prestar el servicio de distribución).

En el caso de consolidaciones o fusiones entre agentes de un mismo segmento, la normativa exige contar con la autorización del regulador.

- Acceso a la Red y sistemas de Subtransmisión

En todos los países el derecho de acceso y el peaje o precio de acceso es regulado por la autoridad.

En Perú en el año 2013 concluyó el proceso de fijación del peaje que reconoce las inversiones en los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión para el periodo mayo 2013 - abril 2017.

En Chile durante el año 2010 se desarrolló el proceso tarifario para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014. La CNE publicó el informe técnico definitivo el 13 de mayo de 2011. Chilectra presentó sus discrepancias en junio de 2011 al Panel de Expertos, entidad que emitió su dictamen el 8 de agosto. La CNE incorporó dicho dictamen y elaboró un nuevo informe técnico definitivo. El 9 de Abril de 2013 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N° 14 del Ministerio de Energía, que fija las tarifas de subtransmisión cuya vigencia tiene efecto retroactivo desde el 1 de enero de 2011 y regirá hasta el 31 de diciembre de 2014. Actualmente el CDEC se encuentra efectuando los cálculos para llevar a cabo su reliquidación.

Nota 6

Efectivo y Equivalentes al Efectivo

a) La composición del rubro al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es la siguiente:

	Saldo al		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			
Efectivo en caja	634.742	16.711.222	1.011.166
Saldos en bancos	237.282.963	329.458.672	265.665.749
Depósitos a corto plazo	1.057.505.464	337.995.782	380.497.446
Otros instrumentos de renta fija	310.964.400	131.666.385	540.509.848
Total	1.606.387.569	815.832.061	1.187.684.209

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	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$
\$ Chilenos	673.499.514	214.392.882	533.573.465
\$ Arg	22.648.396	13.138.835	27.058.157
\$ Col	344.234.511	319.900.498	267.476.853
Real	249.642.972	195.713.685	278.155.164
Nuevos Soles	68.050.020	58.875.208	38.902.348
US\$	248.312.156	13.810.953	42.518.222
Total	1.606.387.569	815.832.061	1.187.684.209

c) A continuación se muestran los montos recibidos, producto de desapropiaciones de subsidiarias:

	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$
Desapropiaciones de subsidiarias			
Importes recibidos por desapropiaciones en efectivo y equivalentes al efectivo	-	-	31.486.668
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en entidades desapropiadas	-	-	(18.824.434)
Activos y pasivos diferentes de efectivo o equivalentes al efectivo en entidades desapropiadas	-	-	(21.311.336)
Total contraprestaciones recibidas por desapropiaciones (*)	-	-	(8.649.102)

(*) ver nota 2.4.1

Nota 7

Otros Activos Financieros

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es la siguiente:

	Saldo al					
	Corrientes			No corrientes		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$
Otros activos financieros						
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	-	4.129.036	4.147.129	3.998.401
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan	-	-	-	29.195	31.468	86.852
Inversiones financieras disponibles para la venta CINIIF 12 (*) (**)	-	-	-	448.107.319	375.227.434	-
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento (*)	588.490.652	-	-	34.867.362	27.045.746	20.793.960
Instrumentos derivados de cobertura (*)	25.142.725	51.876	748.078	4.403.506	32.384.466	12.178.355
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado (*)	163.288.698	194.196.327	-	-	-	-
Instrumentos derivados de no cobertura (*)	4.107.362	-	47.504	-	-	-
Otros activos	-	252.595	143.638	-	181.863	189.202
Total	781.029.437	194.500.798	939.220	491.536.418	439.018.106	37.246.770

(*) ver nota 21.1.a

(**) Con fecha 11 de septiembre de 2012, el Gobierno de Brasil emitió la Ley provisional N° 579. Esta Ley provisional, que pasó a ser definitiva el 13 de enero de 2013, afecta directamente a las compañías concesionarias de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, incluyendo entre otras a Ampla y Coelce. 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 periodo de 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 periodo 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, 7 y 8). Considerando lo anterior, al cierre del ejercicio anterior, se efectuó una nueva estimación de los montos que Ampla y Coelce esperaran recibir al final del periodo de concesión, originándose el registro de un mayor activo e ingresos financieros por un monto de M\$ 112.274.835.

Nota 8

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

a) La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es la siguiente:

	Saldo al					
	31-12-13		31-12-12		01-01-12	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto						
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	1.202.132.149	223.045.673	1.004.632.881	202.900.342	1.133.430.884	444.128.002
Deudores comerciales, bruto	1.002.252.700	181.381.483	883.120.935	163.265.685	1.046.072.687	182.387.693
Otras cuentas por cobrar, bruto	199.879.449	41.664.190	121.511.946	39.634.657	87.358.197	261.740.309
	Saldo al					
	31-12-13		31-12-12		01-01-12	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto						
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	1.045.263.881	223.045.673	846.791.111	202.900.342	950.007.713	443.128.492
Deudores comerciales, neto	855.106.689	181.381.483	737.079.414	163.265.685	863.975.605	181.388.183
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	190.157.192	41.664.190	109.711.697	39.634.657	86.032.108	261.740.309

(1) Incluye principalmente cuentas por cobrar al personal por M\$ 34.740.084 (M\$ 29.607.762 y M\$ 20.411.550 al 31 diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, respectivamente); cuentas por cobrar por siniestro por terremoto y otras indemnizaciones por recibir por M\$ 0 (M\$ 74.873.533 y M\$ 24.261.059 al 31 diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, respectivamente); Resolución 250/13 (aplicable en Argentina) ajuste por Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) por M\$ 138.901.549 en 2013. Las cuentas por cobrar por aplicación de CINIIF 12 "Acuerdos sobre Concesión de Servicios" que a diciembre de 2011 presentaban M\$ 212.947.609, a diciembre de 2012 fueron clasificadas como inversiones financieras disponibles para la venta (ver nota 7).

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 2013 y 2012.

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

b) Al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, el análisis de deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados es el siguiente:

	Saldo al		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$
Deudores por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados			
Con antigüedad menor de tres meses	103.911.764	129.206.102	81.387.613
Con antigüedad entre tres y seis meses	30.627.469	11.822.289	38.450.793
Con antigüedad entre seis y doce meses	20.351.006	22.832.886	30.144.689
Con antigüedad mayor a doce meses	182.618.075	123.065.090	114.487.265
Total	337.508.314	286.926.367	264.470.360

c) Los movimientos en la provisión de deterioro de deudores fueron los siguientes:

	Corriente y no corriente M\$
Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	
Saldo al 1 de enero de 2012	184.422.681
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	32.680.894
Montos castigados	(28.256.530)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(31.005.275)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	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

(*) Ver nota 29 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 20.5).

d) Información adicional:

- Información adicional estadística requerida por oficio circular N° 715 de fecha 03 de febrero de 2012, taxonomía XBRL : Ver anexo 6.
- Información complementaria de Deudores Comerciales, ver anexo 6.1.

Nota 9

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 Endesa, S.A., sociedad española, la cual a su vez es controlada por la sociedad italiana Enel, S.p.A..

9.1 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
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	US\$	Reembolso gastos	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	Real	Dividendos	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	CH\$	Otros servicios	Más de 90 días
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	\$ Arg	Otros servicios	Más de 90 días
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días
96.880.800-1	Empresa Electrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días
Extranjera	Generalima S.A. (1)	Perú	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Generalima S.A. (1)	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	EOSC	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	\$ Arg	Venta de Energía	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	\$ Arg	Peajes	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otras	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Anticipo Compra de Gas	Menos de 90 días
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Préstamos	Menos de 90 días
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	US\$	Venta de Energía	Menos de 90 días
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	US\$	Préstamos	Menos de 90 días
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2)	Chile	Negocio Conjunto	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Venta de Energía	Menos de 90 días
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Derivados de commodities (*)	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Central Dock Sud (1)	Argentina	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días
Total						

(*) Ver nota 21.3

(1) Ver nota 2.4.1 y 25.1.1.

(2) Ver nota 2.2.a).

Saldo al

Corrientes		No corrientes			
31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$
-	34.666	208.118	-	-	-
51.722	-	-	-	-	-
16.773	43.591	30.857	-	-	-
26.165	26.165	26.165	-	-	-
82.273	-	-	-	-	-
-	7.407	4.230	-	-	-
4.229	-	-	-	-	-
9.056	-	-	-	-	-
66.697	22.457	107	-	-	-
11.949	95.399	7	-	-	-
-	23.890	311.013	-	-	-
-	-	578	-	-	-
104.391	71.721	-	-	-	-
600.854	764.937	630.091	-	-	-
-	3.284.701	-	-	-	-
-	20.286.684	23.839.664	-	-	-
-	5.788.317	16.724	-	-	-
799.470	-	-	-	-	-
1.375.492	-	-	-	-	-
366.882	771.985	8.926.072	-	-	-
11.382.879	-	-	-	-	-
1.717.013	546.833	591.541	-	-	-
445.022	379.802	379.862	-	-	-
-	98.150	98.118	-	-	-
544.015	213	-	-	-	-
14.839.233	13.336.206	20.201.586	-	-	-
-	181.855	177.501	-	-	-
-	292.518	270.458	-	-	-
1.184.715	358.491	5.574.593	-	-	-
87.817	273.938	307.638	-	-	-
129.780	784.741	-	-	-	-
25.908	36.340	-	-	-	-
-	17.256	-	-	-	-
147.239	42.019	317.563	-	-	-
34.019.574	47.570.282	61.912.486	-	-	-

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
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A.	España	Relac. Matriz	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A.	España	Relac. Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A.	España	Relac. Matriz	\$ Col	Dividendos	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A. (3)	España	Relac. Matriz	US\$	Prestamos	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A. (4)	España	Relac. Matriz	US\$	Prestamos	Más de 90 días
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días
96.880.800-1	Empresa Electrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	\$ Arg	Compra combustible	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	Real	Transporte de energía	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Compra de Gas	Menos de 90 días
Extranjera	Carboex S.A.	España	Matriz Común	CH\$	Compra de Carbón	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Compra combustible	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Derivados de commodities (*)	Menos de 90 días
Extranjera	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	Asociada	\$ Arg	Cta Cte Mercantil	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Ultima	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	US\$	Compra de Gas	Menos de 90 días
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	US\$	Compra de Energía	Menos de 90 días
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	CH\$	Peaje	Menos de 90 días
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Compra de Energía	Menos de 90 días
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Central Dock Sud (1)	Argentina	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días
0-E	Parque Eolico Cristal	Brasil	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Green Power Mexico	Mexico	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días
Total						

(*) Ver nota 21.3

(1) Ver nota 2.4.1 y 25.1.1.

(2) Ver nota 2.2.a).

(3) Corresponde a financiamiento otorgado a Compañía Interconexao Energética S.A. (Cien), para la adquisición de maquinarias y equipos y para la finalización de la construcción de la segunda línea de transmisión. El préstamo está expresado en dólares estadounidenses, devengan intereses a una tasa de Libor + 2,73% anual y con vencimiento a mayo de 2012 (totalmente pagado).

(4) 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 + 2,82% anual y con vencimiento a marzo de 2014.

Corrientes			No corrientes		
31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$
-	162.847	995.885	-	-	-
87.398	105.569	130.841	-	-	-
79.654.628	69.349.995	69.240.261	-	-	-
-	17.925.206	27.306.717	-	-	-
-	-	1.207.252	-	-	-
53.724.599	-	-	-	-	-
684.882	216.029	182.599	-	-	-
2.865	15.896	60.659	-	-	-
126.059	109.529	152.402	-	-	-
200.821	54.607	538.373	-	-	-
-	7.234.142	19.615.744	-	-	-
-	20.595.952	21.546.571	-	-	-
-	-	3.081	-	-	-
-	752	68.039	-	-	-
13.864.085	25.884.955	8.517.317	-	-	-
-	-	5.586.847	-	-	-
4.947.081	4.556.927	-	-	-	-
-	32.200	-	-	-	-
-	-	846	-	-	-
-	34.487	124.977	-	-	-
240.708	373.944	1.613.683	-	-	-
-	-	13.589	-	-	-
388.848	37.551	44.705	-	-	-
185.424	48.086	-	-	-	-
39.108	7.402	-	-	-	-
414.435	-	-	-	-	-
65.500	-	4.782	-	-	-
80.928	80.928	-	-	-	-
2.680.995	-	-	-	-	-
4.846.992	1.629.774	1.866.685	-	-	-
-	371.650	-	-	-	-
-	90.625	-	-	-	-
-	66.037	-	-	-	-
221.663	158.713	202.613	-	-	-
1.093.053	1.114.927	1.111.748	-	-	-
-	370	-	-	-	-
-	407	-	-	-	-
98	-	-	-	-	-
40.106.179	-	-	-	-	-
400.585	-	-	-	-	-
355.336	-	-	-	-	-
-	-	222.468	-	-	-
204.412.270	150.259.507	160.358.684	-	-	-

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	31-12-13 Totales M\$	31-12-12 Totales M\$	31-12-11 Totales M\$
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	-	233.512	210.546
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común	Compras de Energía	-	(5.725.765)	(13.352.506)
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	47.905	57.534
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común	Venta de Energía	-	267.642	97.878
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	99.654	50.410	48.844
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz	Intereses deuda financiera	(1.654.945)	(15.119)	118.904
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(314.422)	-	(4.490)
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	-	23.148
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	-	(1.165)
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	-	-	75.041
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	(47.540.061)	(41.522.504)	-
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	598.940
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Gas	(60.095.868)	(168.238.842)	(132.888.115)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Transporte de Gas	(34.796.720)	(34.209.731)	(28.679.684)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	769.402	220.493	39.006
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otros Ingresos financieros	40.124	21.995	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Venta de Energía	2.808.698	638.187	6.824.604
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Otros prestaciones de servicios	835.543	661.296	-
96.976.600-0	Gestión Social S.A. (*)	Chile	Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios	-	49.133	75.693
78.488.290-k	Tironi y Asociados S.A. (*)	Chile	Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios	-	2.475	33.703
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	Servicios externalizados	(1.317.402)	(1.166.157)	(945.433)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(109.699)	(789.477)	(3.813.927)
96.880.800-2	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	227.765	133.735	131.038
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(6.118.816)	(1.988.042)	(2.277.414)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	356.056	99.120	43.114
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Ultima	Otros gastos fijos de explotación	-	(97.053)	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(2.010.628)	(649.266)	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	-	16.222	1.389.272
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Peajes de Gas	(2.734.877)	(2.175.039)	(2.914.936)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Combustible	(428.555)	(697.653)	-
Extranjera	Carboex S.A.	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	-	(5.042.960)	(39.042.866)
Extranjera	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	Asociada	Otros Ingresos financieros	-	-	286.516
Extranjera	Central Termica San Martin	Argentina	Asociada	Otros Ingresos financieros	-	-	211.530
Extranjera	Endesa Cema S.A. (1)	Argentina	Asociada	Compras de Energía	-	(3.474.994)	-
Extranjera	Endesa Cema S.A. (1)	Argentina	Asociada	Peajes de Electricidad	-	(6.577)	-
Extranjera	Endesa Cema S.A. (1)	Argentina	Asociada	Otras prestaciones de servicios	-	3.474.747	-
Extranjera	Endesa Cema S.A. (1)	Argentina	Asociada	Otros gastos fijos de explotación	-	(801.990)	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	134.775	77.019	-
Extranjera	ENEL Green Power Mexico	Mexico	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	-	19.216
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	236.173	481.177	419.356
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	32.569	30.536	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(1.196.294)	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	Venta de Energía	9.146.049	8.171.445	8.534.042
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	Otros ingresos de explotación	186.496	103.029	241.179
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	Otras prestaciones de servicios	2.624.191	2.566.080	2.524.131
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	Otros Ingresos financieros	868.710	524.140	280.187
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad	(1.367.029)	(842.947)	(653.099)
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Otros Ingresos financieros	46.444	-	73.518
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Otras prestaciones de servicios	10.281	-	1.346.719
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Compras de Energía	(9.295.172)	(6.589.964)	-
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Transporte de Gas	(20.937.075)	(20.131.152)	(19.332.811)
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Venta de Energía	95.845	64.914	4.216.934
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Otros Ingresos financieros	489.864	765.504	2.577.375
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Otros gastos fijos de explotación	(219.671)	(417.892)	(255.407)
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad	(1.243.417)	(1.219.958)	(1.292.602)
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Otros Ingresos financieros	-	-	46.163
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Otras prestaciones de servicios	-	-	199.133
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	-	-	29.788
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	Compra de Energía	(1.148.277)	-	-
				Total	(152.123.118)	(277.790.468)	(214.681.403)

(1) Ver nota 2.4.1 y 25.1.1.

(2) Ver nota 2.2.a).

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.

(*) Sociedad relacionada con nuestro ex Director Eugenio Tironi Barrios.

9.2 Directorio y personal clave de la gerencia

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

El Directorio vigente al 31 de diciembre de 2013 fue elegido en Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 22 de abril de 2010. El Presidente, Vicepresidente y Secretario del Directorio fueron designados en sesión de Directorio de igual fecha.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

- **Cuentas por cobrar y pagar**

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

- **Otras transacciones**

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

b) Retribución del Directorio

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de 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 2013.

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 2013.

A continuación se detallan las retribuciones percibidas del directorio al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011:

RUT	Nombre	Cargo	Periodo de desempeño	31-12-13		
				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 (1)	Vicepresidente	abril - diciembre 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 (1)	Director	enero - abril 2013	20.146	-	-
Extranjero	Andrea Brentan (2)	Director	enero - diciembre 2013	-	-	-
Extranjero	Luigi Ferraris (1) (2)	Director	abril - diciembre 2013	-	-	-
TOTAL				361.029	-	48.826

RUT	Nombre	Cargo	Periodo de desempeño	31-12-12		
				Directorio de Enersis M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	enero - diciembre 2012	120.654	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Director	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

RUT	Nombre	Cargo	Periodo de desempeño	31-12-11		
				Directorio de Enersis	Directorio de Filiales	Comité de Directores
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	enero - diciembre 2011	80.062	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Vicepresidente	enero - diciembre 2011	39.256	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	enero - diciembre 2011	40.031	-	13.018
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - diciembre 2011	40.031	-	13.410
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2011	40.031	-	13.410
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - diciembre 2011	40.031	-	-
TOTAL				279.442	-	39.838

(1) El Sr. Luigi Ferraris asumió como director el 16 de abril de 2013 en reemplazo de Eugenio Tironi. En esta misma fecha asumió como vicepresidente el Sr. Borja Prado Eulate.

(2) Los Srs. Andrea Brentan y Luigi Ferraris renunciaron a sus honorarios y dietas que les corresponden como miembros del Directorio de la compañía.

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

9.3 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
22.298.662-1	Ignacio Antoñanzas Alvear	Gerente General
23.535.550-7	Massimo Tambosco	Subgerente General
7.984.912-K	Eduardo Escaffi Johnson (1)	Gerente Administración, Finanzas y Control
Extranjero	Marco Fadda (3)	Gerente Regional de Planificación y Control
Extranjero	Alain Rosolino (2)	Gerente de Auditoría
Extranjero	Jaime Sanchez Cano (5)	Gerente de Servicios Globales
11.470.853-4	Juan Pablo Larraín Medina (4)	Gerente Regional de Comunicación
23.014.537-7	Carlos Niño Forero	Gerente de Recursos Humanos y Organización
7.706.387-0	Eduardo López Miller	Gerente Regional de Aprovisionamiento
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto	Fiscal

- (1) El Sr. Eduardo Escaffi Johnson asumió como Gerente Regional de Finanzas el 1° de septiembre de 2012 en reemplazo del Sr. Alfredo Ergas S. quien renunció con fecha 27 de agosto de 2012.
- (2) Con fecha 12 de diciembre de 2012 la Sra. Alba Marina Urrea G. presentó renuncia voluntaria a Enersis y con la misma fecha se designó al Sr. Alain Rosolino en su reemplazo.
- (3) El Sr Marco Fadda asumió el 1° de abril de 2013 como Gerente Regional 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.
- (4) El Sr. Juan Pablo Larraín presentó su renuncia voluntaria a Enersis, prestando sus servicios hasta el día 30 de septiembre de 2013.
- (5) El Sr. Jaime Sanchez Cano asumió el 30 de agosto de 2013 como Gerente de Servicios Globales.

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

	Saldo al		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Remuneración	2.522.068	2.615.660	2.660.608
Beneficios a corto plazo para los empleados	514.139	996.474	846.340
Otros beneficios a largo plazo	612.627	724.297	151.636
Total	3.648.834	4.336.431	3.658.584

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.

9.4 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.

Sin embargo, cierto personal clave de Enersis, hasta el ejercicio 2011, era beneficiario de uno de los planes de remuneración de Enel, que se basa en el precio de su acción. El costo de este plan es asumido por Enel, sin causar ninguna obligación de pago para Enersis. Las principales características de este plan eran las siguientes:

Plan de participaciones restringidas de 2008:

Este plan está dirigido a la Dirección del Grupo Enel y sus beneficiarios se dividen en tramos, de manera que el número básico de participaciones otorgadas a cada beneficiario se determinó en función de la retribución bruta anual del tramo, y de la cotización de las acciones de Enel al inicio del período cubierto por el plan (2 de enero de 2008). El derecho al ejercicio de las participaciones está sujeto a la condición de que los Directivos afectados mantengan su condición de empleados del Grupo, con algunas excepciones.

Este plan establece un objetivo operativo, de condición suspensiva, representado por:

- i) Para el primer 50% de las participaciones otorgadas, el EBITDA del Grupo correspondiente a 2008-2009, calculado en función de los importes indicados en los presupuestos de dichos ejercicios.

- ii) Para el 50% restante de participaciones otorgadas, el EBITDA del Grupo correspondiente a 2008-2010, calculado en función de los importes indicados en los presupuestos de dichos ejercicios.

Si se alcanza el objetivo mínimo descrito anteriormente, el número de participaciones efectivamente ejercitable por cada beneficiario se determina como sigue:

- i) Para el primer 50% del número básico de participaciones otorgadas, por una comparación en el período comprendido entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2009 entre los resultados de las acciones ordinarias de Enel en la bolsa de valores italiana y los de un determinado índice de referencia.
- ii) Para el 50% restante de participaciones otorgadas, por una comparación en el período comprendido entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2010 entre los resultados de las acciones ordinarias de Enel en la bolsa de valores italiana y los de un determinado índice de referencia.

El número de participaciones ejercitable podrá variar con respecto al número de participaciones otorgadas en un porcentaje comprendido entre el 0% y el 120%, sobre la base de una escala específica de resultados.

En el caso de no alcanzar el objetivo mínimo en el primer bienio, podrá recuperarse el primer tramo del 50% si dicho objetivo se alcanzase a la largo del trienio. Igualmente existe posibilidad de ampliar la validez del nivel de resultados registrado en el período 2008-2010 al período 2008-2009.

En función del grado de cumplimiento de ambos objetivos, del número de participaciones otorgadas el 50% podrá ejercitarse a partir del segundo ejercicio siguiente al de otorgamiento, y el 50% restante a partir del tercero, con el límite del sexto.

El cuadro que figura a continuación resume la evolución del plan.

	Número de participaciones
Participaciones restringidas otorgadas al 31 de diciembre de 2008	2.700
Participaciones restringidas vencidas en 2009	-
Participaciones restringidas pendientes al 31 de diciembre de 2009	2.700
Participaciones restringidas vencidas en 2010	-
Participaciones restringidas ejercitadas en 2010	-
Participaciones restringidas pendientes al 31 de Diciembre de 2010	2.700
Participaciones restringidas pendientes al 1 de enero de 2011 (con revaluación de 120%)	3.240
Participaciones restringidas ejercitadas en el primer semestre de 2011	3.240 (*)
Participaciones restringidas pendientes al 31 de diciembre de 2011	-

(*) El valor de ejercicio de las participaciones restringidas fue de € 13.683 (2011).

De acuerdo al criterio contable descrito en Nota 3.s, Enersis reconoció simultáneamente un gasto de personal y un incremento patrimonial por un monto de € 1.614 (2011). Este monto corresponde al valor devengado durante el periodo en que el personal clave relacionado a este plan presta servicios a Enersis.

Nota 10

Inventarios

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al		
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Mercaderías	5.499.819	5.010.620	2.575.623
Suministros para la producción	34.121.697	41.288.494	35.893.349
Otros inventarios (*)	38.161.239	30.263.971	31.865.869
Total	77.782.755	76.563.085	70.334.841
Detalle de otros inventarios			
(*) Otros inventarios	38.161.239	30.263.971	31.865.869
Inventarios para proyectos y repuestos	32.217.502	20.962.944	19.933.881
Materiales eléctricos	5.943.737	9.301.027	11.931.988

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 31 de diciembre de 2013 las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a M\$ 386.116.195 (M\$ 763.791.553 y M\$ 711.534.021 al 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente). Ver nota 27.

Al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

Nota 11

Activos y Pasivos por Impuestos

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es la siguiente:

	Saldo al		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$
Activos por impuestos			
Pagos provisionales mensuales	65.483.322	57.875.497	84.423.571
IVA crédito fiscal	77.938.877	74.704.027	35.861.059
Crédito por utilidades absorbidas	31.697.734	60.335.643	8.067.408
Créditos por gastos de capacitación	302.998	235.498	7.040
Créditos por dividendos recibidos del extranjero (TAX credit)	28.896.906	-	-
Otros	5.814.936	12.404.217	10.006.540
Total	210.134.773	205.554.882	138.365.618

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es la siguiente:

	Saldo al		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$
Pasivos por Impuestos			
Impuesto a la renta	160.787.063	79.678.148	109.264.172
IVA débito fiscal	27.157.113	22.152.002	44.610.139
Otros	67.204.209	67.715.388	78.371.862
Total	255.148.385	169.545.538	232.246.173

Nota 12

Activos no Corrientes o Grupos de Activos para su Disposición Clasificados como Mantenedos para la Venta

Durante el cuarto trimestre del año 2009, el Directorio de Enersis S.A. autorizó el proceso de venta de sus filiales Compañía Americana de Multiservicios (CAM) y Synapsis Servicios y Soluciones Informáticas IT (Synapsis), por considerarlas negocios "non core", previa verificación interna del mercado, y la contratación de asesores financieros que canalicen dichos procesos de venta, de manera que, una vez recibidas las ofertas respectivas, se someta a consideración del Directorio la decisión que corresponda sobre la venta de las referidas compañías y las condiciones de las mismas.

La potencial venta de CAM tomó la consideración de altamente probable al cierre del ejercicio 2009, en tanto que para el caso de Synapsis dicha consideración aplica a contar del mes de septiembre de 2010. A partir de estas fechas se aplicó NIIF 5 "Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas", para registrar estas transacciones.

CAM y Synapsis son sociedades que prestan servicios en los cinco países en donde Enersis tiene presencia en Latinoamérica, esto es Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú. CAM está presente con sus productos y servicios en todo el ciclo eléctrico, desde la provisión y logística de materiales, la construcción y puesta en marcha de obras eléctricas, la certificación de equipos y la medición de consumos finales. Por otro lado, Synapsis es una empresa de tecnologías de la información, que se especializa en la definición de estrategias a utilizar en las empresas, seleccionando el software que satisface la necesidad para atender los negocios, diseñando la arquitectura de los servicios a prestar y la metodología a utilizar, entre otros servicios

El día 20 de diciembre de 2010, el Directorio de Enersis S.A. aceptó las ofertas recibidas por la totalidad de sus participaciones sociales que posee en CAM y Synapsis. La oferta por la adquisición de Cam fue presentada por Graña y Montero S.A.A.,

empresa de nacionalidad peruana, quien ofertó la suma de US\$ 20 millones, monto que finalmente, después de realizar un ajuste de precio e indemnizaciones contractuales, quedó en US\$ 14,2 millones. La oferta para la adquisición de Synapsis fue presentada por Riverwood Capital L.P., empresa domiciliada en los Estados Unidos de América, cuyo precio ofertado es de US\$ 52 millones, monto que fue pagado al cierre de la operación de venta. La venta de Cam se concretó el día 24 de febrero de 2011 y Synapsis el día 01 de marzo de 2011.

Tal como se describe en nota 3 j), los activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta, han sido registrados por el menor del monto en libros o el valor razonable menos los costos de venta. Lo anterior implicó reconocer al 31 de diciembre del 2010, por los activos netos de CAM, un deterioro adicional de M\$14.881.960 pesos, acumulando al cierre de los estados financieros un deterioro en CAM de M\$36.797.809 (M\$21.915.849 a diciembre 2009), el cual fue determinado considerando la oferta recibida.

Nota 13

Inversiones Contabilizadas Utilizando el Método de la Participación

13.1 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 2013 y 2012:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2013 M\$	Adiciones M\$
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	9.030.441	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	376.835	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Asociada	Argentina	Peso argentino	45,00%	2.743.725	-
Extranjera	Yacilec S.A. (1)	Asociada	Argentina	Peso argentino	22,22%	-	-
Extranjera	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	50,00%	25.683	-
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,00%	66.894.760	5.084.698
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	5.710.960	-
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)(3)	Negocio Conjunto	Chile	Dólar estadounidense	50,00%	96.207.755	-
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. (2)	Negocio Conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%	33.527.186	-
TOTALES						214.517.345	5.084.698

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2012 M\$	Adiciones M\$
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	9.733.400	-
96.889.570-2	Inversiones Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Peso chileno	42,50%	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	45,00%	3.428.480	-
Extranjera	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	50,00%	31.382	-
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,00%	60.050.165	7.140.000
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	5.366.245	-
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)(3)	Negocio Conjunto	Chile	Dólar estadounidense	50,00%	84.810.956	-
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. (2)	Negocio Conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%	31.365.089	-
TOTALES						194.785.717	7.140.000

- (1) Al 31 de marzo de 2013 se incorporó como asociada a la compañía Yacilec 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, 25.1.1 y anexo 3). Al 31 de diciembre de 2012 no ocurrieron movimientos de participaciones en nuestras asociadas.
- (2) Ver nota 2.2.a).
- (3) Gas Atacama, sociedad participada por el Grupo en un 50%, posee, entre otros activos, una planta de generación de electricidad de ciclo combinado en el norte de Chile. Ante la imposibilidad de importar gas natural de países limítrofes, Gas Atacama se ha visto en la necesidad de generar electricidad utilizando combustibles alternativos cuyo costo se ha incrementado de forma muy significativa desde los últimos meses de 2007 debido al incremento de precio del petróleo. Como consecuencia de esta situación la sociedad presentó demandas con la finalidad de cancelar anticipadamente el contrato que mantiene con la distribuidora Emel. El 25 de enero de 2008 se resolvió el arbitraje sobre dicha solicitud habiéndose denegado la cancelación anticipada del mencionado contrato. Esta situación redujo de forma significativa el valor recuperable de la citada planta por lo que al 31 de diciembre de 2007, se reconoció una provisión de pérdida por deterioro por un monto de MMUS\$110.

Adquisiciones mediante combinaciones de negocios M\$	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$	Dividendos declarados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otros incrementos (decrementos) M\$	Saldo al 31/12/2013 M\$	Provisión patrimonio negativo M\$	Saldo al 31/12/2013 M\$
-	4.186.294	(5.080.897)	769.156	777.330	9.682.324	-	9.682.324
-	4.914.871	(3.088.495)	36.052	7.922.262	9.784.690	(4.987.182)	4.797.508
-	137.691	-	45.089	-	559.615	-	559.615
-	-	-	-	(2.743.725)	-	-	-
693.039	4.725	(91.560)	(56.157)	-	550.047	-	550.047
-	42.232	-	(46.274)	-	21.641	-	21.641
-	(2.294.594)	-	-	-	69.684.864	-	69.684.864
-	362.937	-	-	-	6.073.897	-	6.073.897
-	17.002.146	-	10.418.067	-	123.627.968	-	123.627.968
-	932.917	(1.178.909)	134.191	(332.369)	33.083.016	-	33.083.016
693.039	25.289.219	(9.439.861)	11.300.124	5.623.498	253.068.062	(4.987.182)	248.080.880

Adquisiciones mediante combinaciones de negocios M\$	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$	Dividendos declarados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otros incrementos (decrementos) M\$	Saldo al 31/12/2012 M\$	Provisión patrimonio negativo M\$	Saldo al 31/12/2012 M\$
-	4.283.023	(4.186.063)	(761.847)	(38.072)	9.030.441	-	9.030.441
-	-	-	-	-	-	-	-
-	5.198.419	(2.738.825)	644.605	782.465	3.886.664	(3.886.664)	-
-	388.865	-	(5.373)	(6.657)	376.835	-	376.835
-	(24.718)	-	(660.005)	(32)	2.743.725	-	2.743.725
-	313	-	(6.012)	-	25.683	-	25.683
-	(581.423)	-	-	286.018	66.894.760	-	66.894.760
-	344.715	-	-	-	5.710.960	-	5.710.960
-	18.304.801	-	(6.908.002)	-	96.207.755	-	96.207.755
-	2.467.941	-	419.106	(724.950)	33.527.186	-	33.527.186
	30.381.936	(6.924.888)	(7.277.528)	298.772	218.404.009	(3.886.664)	214.517.345

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 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

		31 de diciembre de 2013						
Inversiones con influencia significativa	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) 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
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
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
Yacylec S.A.	22,22%	1.886.165	942.725	353.430	-	1.069.690	(1.048.425)	21.265

		31 de diciembre de 2012						
Inversiones con influencia significativa	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$
Endesa Cemsa S.A.	45,00%	46.897.389	873.409	41.673.631	-	3.255.026	(3.309.953)	(54.927)
GNL Chile S.A.	33,33%	82.659.263	117.782	78.867.051	2.779.376	863.830.524	(862.663.812)	1.166.712
GNL Quintero S.A.	20,00%	72.284.363	541.694.388	27.968.039	610.947.052	101.634.665	(75.642.607)	25.992.058
Electrogas S.A.	42,50%	2.488.996	38.787.769	7.935.168	12.093.501	18.509.416	(8.431.715)	10.077.701

		01 de enero de 2012						
Inversiones con influencia significativa	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$
Endesa Cemsa S.A.	45,00%	49.705.466	820.787	42.907.410	-	3.423.785	(2.868.957)	554.828
GNL Chile S.A.	33,33%	89.649.829	420.708	87.166.091	2.924.702	850.177.561	(848.810.789)	1.366.772
GNL Quintero S.A.	20,00%	112.362.755	600.607.534	76.192.955	681.146.225	95.676.650	(75.397.751)	20.278.899
Electrogas S.A.	42,50%	2.688.608	44.772.738	9.510.888	15.048.487	17.218.630	(7.430.408)	9.788.222

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 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 de los estados financieros de los principales negocios conjuntos:

		31 de diciembre de 2013						
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	51,00%	9.596.488	131.270.190	4.049.634	180.059	-	(4.499.204)	(4.499.204)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00%	3.950.498	10.237.702	670.215	1.370.193	2.394.408	(1.668.535)	725.873
Gas Atacama S.A.	50,00%	176.292.080	295.704.711	63.483.879	44.840.436	176.517.866	(142.513.575)	34.004.291
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	48,99%	15.945.571	141.431.674	40.895.186	38.118.486	74.900.665	(72.581.745)	2.318.920

		31 de diciembre de 2012						
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	51,00%	10.081.574	127.061.491	5.728.373	248.465	-	(1.140.074)	(1.140.074)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00%	3.273.653	9.921.635	503.949	1.269.420	2.265.866	(1.576.437)	689.429
Gas Atacama S.A.	50,00%	109.901.311	280.273.935	48.808.533	42.927.589	119.376.455	(82.726.987)	36.649.468
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	48,99%	23.580.752	125.545.296	32.159.600	37.495.043	78.544.480	(72.427.700)	6.116.780

		01 de enero de 2012						
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	51,00%	10.250.367	115.878.802	7.348.428	1.035.256	-	(4.664.851)	(4.664.851)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00%	1.463.786	10.533.846	298.164	966.978	2.310.668	(1.632.824)	677.844
Gas Atacama S.A.	50,00%	93.103.848	314.752.350	77.452.973	45.808.413	260.889.567	(225.125.891)	35.763.676
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	48,99%	19.548.243	111.718.071	21.888.384	35.217.903	67.811.590	(61.337.438)	6.474.152

Ver anexo 3

Nota 14

Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012:

Activos intangibles	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$
Activos Intangibles netos	1.173.560.361	1.202.002.511	1.466.680.979
Servidumbre y Derechos de Agua	42.779.382	44.569.633	33.622.818
Concesiones Neto (1) (*)	1.060.466.808	1.093.803.169	1.369.031.940
Costos de Desarrollo	26.530.426	10.089.646	10.225.095
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	2.205.245	2.329.715	2.236.850
Programas Informáticos	38.718.081	48.350.377	48.306.229
Otros Activos Intangibles Identificables	2.860.419	2.859.971	3.258.047

Activos intangibles	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$
Activos Intangibles bruto	2.272.683.994	2.223.804.143	2.360.908.325
Servidumbre y Derechos de Agua	51.797.051	52.590.938	40.228.629
Concesiones	2.041.368.148	1.970.550.917	2.145.097.304
Costos de Desarrollo	36.248.290	19.265.571	17.640.985
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	11.253.851	10.146.623	9.110.394
Programas Informáticos	120.167.472	159.033.635	138.876.308
Otros Activos Intangibles Identificables	11.849.182	12.216.459	9.954.705

Activos intangibles	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(1.099.123.633)	(1.021.801.632)	(894.227.346)
Servidumbre y Derechos de Agua	(9.017.669)	(8.021.305)	(6.605.811)
Concesiones	(980.901.340)	(876.747.748)	(776.065.364)
Costos de Desarrollo	(9.717.864)	(9.175.925)	(7.415.890)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(9.048.606)	(7.816.908)	(6.873.544)
Programas Informáticos	(81.449.391)	(110.683.258)	(90.570.079)
Otros Activos Intangibles Identificables	(8.988.763)	(9.356.488)	(6.696.658)

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

Empresa titular de la concesión	País	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$
Concesionaria Túnel el Melon S.A. (Infraestructura Vial)	Chile	23 Años	2,5 Años	6.951.508	10.049.562	12.152.979
Ampla Energia e Serviços S.A. (Distribución)	Brasil	30 Años	13 Años	598.037.526	625.413.669	733.283.981
Companhia Energetica do Ceara S.A. (Distribución)	Brasil	30 Años	14 Años	455.477.774	458.339.938	623.594.980
			TOTAL	1.060.466.608	1.093.803.169	1.369.031.940

(*) Ver nota 3d.1)

Durante el ejercicio de 2012 el regulador eléctrico brasileño modificó el periodo en el que retribuye las inversiones realizadas en activos adscritos a las concesiones de distribución eléctrica lo que ha supuesto una disminución de M\$ 108.639.110 en el valor del activo intangible registrado por la concesión. Esta disminución se ha visto compensada por un aumento similar en el rubro inversiones financieras disponibles para la venta ya que este cambio supondrá un mayor importe recuperable como pago por las inversiones realizadas pendientes de amortizar al final del periodo de concesión. (Ver nota 7)

La composición y movimientos del activo intangible durante el ejercicio 2013 y 2012 han sido los siguientes:

Año 2013

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo, Neto M\$	Servidumbre y Derechos de agua, Neto M\$	Concesiones, Neto M\$	Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos, Neto M\$	Programas Informáticos, Neto M\$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto 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							
Adiciones	13.964.468	211.269	159.283.676	623.956	12.025.939	-	186.109.308
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios bajo control común (1)	2.810.507				64.688	-	2.875.195
Retiros	(173.662)	-	-	-	(2.862)	-	(176.524)
Amortización (2)	(494.721)	(951.480)	(86.911.378)	(1.171.895)	(6.693.551)	(9.364)	(96.232.389)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados (3)			(28.662.952)				(28.662.952)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	450.410	43.038	(52.488.944)	5.318	(1.100.511)	10.119	(53.080.570)
Otros incrementos (disminuciones)	(116.222)	(1.093.078)	(24.556.763)	418.151	(13.925.999)	(307)	(39.274.218)
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 Identificables 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) Ver nota 2.4.1 y 25.1.1.

(2) (3) Ver nota 29.

Año 2012

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo, Neto M\$	Servidumbre, Neto M\$	Concesiones, Neto M\$	Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos, Neto M\$	Programas Informáticos, Neto M\$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo inicial al 01/01/2012	10.225.095	33.622.818	1.369.031.940	2.236.850	48.306.229	3.258.047	1.466.680.979
Movimientos en activos intangibles identificables							
Adiciones	3.972.388	1.049.888	149.026.486	526.775	23.080.976	25.162	177.681.675
Retiros	(1.104.668)	-	(1.303.906)	-	(12.842)	(1)	(2.421.417)
Amortización	(1.951.718)	(675.305)	(87.051.738)	(1.147.314)	(10.973.446)	(438.016)	(102.237.537)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	128.707	346.227	(213.403.284)	15.511	(4.011.403)	40.557	(216.883.685)
Otros incrementos (disminuciones)	(1.180.158)	10.226.005	(122.496.329)	697.893	(8.039.137)	(25.778)	(120.817.504)
Total movimientos en activos intangibles identificables	(135.449)	10.946.815	(275.228.771)	92.865	44.148	(398.076)	(264.678.468)
Saldo final activos intangibles identificables al 31/12/2012	10.089.646	44.569.633	1.093.803.169	2.329.715	48.350.377	2.859.971	1.202.002.511

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 2013 (Ver nota 3e).

Al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 enero de 2012, la sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

Nota 15

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 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012:

Compañía	Saldo Inicial 01/01/2012 M\$	Trasposos por Fusiones	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31/12/2012 M\$	Trasposos por Fusiones	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31/12/2013 M\$
Empresa Distribuidora Sur S.A. (1)	-	-	-	-	-	-	-
Ampla Energia e Serviços S.A.	236.523.304	-	(37.853.331)	198.669.973	-	(9.497.678)	189.172.295
Investluz S.A. (6)	120.160.024	-	(19.230.482)	100.929.542	(96.104.474)	(4.825.068)	-
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	2.240.478	-	-	2.240.478	-	-	2.240.478
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	11.589.629	-	153.012	11.742.641	-	43.890	11.786.531
Empresa Eléctrica Pangue S.A. (3)	3.139.337	(3.139.337)	-	-	-	-	-
Endesa Costanera S.A. (2)	-	-	-	-	-	-	-
Hidroeléctrica el Chocón S.A.	12.822.660	-	(2.476.733)	10.345.927	-	(1.780.725)	8.565.202
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (3)	1.516.768	3.139.337	-	4.656.105	(4.656.105)	-	-
Endesa Eco S.A. (4) (5)	-	-	-	-	4.656.105	-	4.656.105
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	44.511.309	-	(1.184.185)	43.327.124	-	58.667	43.385.791
Cachoeira Dourada S.A.	86.727.286	-	(13.879.886)	72.847.400	-	(3.482.565)	69.364.835
Edegel S.A.A	83.779.595	-	(2.228.883)	81.550.712	-	110.423	81.661.135
Emgesa S.A. E.S.P.	5.126.658	-	67.684	5.194.342	-	19.415	5.213.757
Chilectra S.A.	128.374.362	-	-	128.374.362	-	-	128.374.362
Empresa Nacional de Electricidad S.A	731.782.459	-	-	731.782.459	-	-	731.782.459
Inversiones Distrilima S.A.	13.239	-	(352)	12.887	-	17	12.904
Endesa Brasil S.A. (6)	-	-	-	-	880.679	-	880.679
Compañía Energética Do Ceará S.A. (6)	-	-	-	-	95.223.795	-	95.223.795
Total	1.468.307.108	-	(76.633.156)	1.391.673.952	-	(19.353.624)	1.372.320.328

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 2013 (ver nota 3 e).

(1) Ver nota 16.d) viii)

(2) Ver nota 35.5

(3) 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.

(4) 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.

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

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

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 Energía de Cundinamarca S.A.

Con fecha 31 de marzo de 2009, la sociedad Distribuidora de Energía de Cundinamarca S.A (DECA) , sociedad controlada conjuntamente por Empresa Eléctrica de Bogotá (51,003%) y nuestra filial Codensa S.A. (48,997%), adquirió el 82,34% de la Empresa de Energía de Cundinamarca en licitación pública del Gobierno Colombiano.

9. 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).

10. 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.

11. 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.

12. 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.

13. 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.

14. 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).

Nota 16

Propiedades, Planta y Equipo

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	7.433.798.725	7.049.923.571	7.045.908.847
Construcción en Curso	1.218.316.396	800.258.044	1.012.101.395
Terrenos	99.869.574	100.075.276	100.324.671
Edificios	92.820.775	94.150.678	102.452.869
Planta y Equipo	5.927.156.747	5.958.313.141	5.734.659.073
Instalaciones Fijas y Accesorios	72.898.921	73.606.717	70.751.900
Otras Propiedades, Planta y Equipo	22.736.312	23.519.715	25.618.939

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	13.082.066.080	12.496.153.840	12.414.246.788
Construcción en Curso	1.218.316.396	800.258.044	1.012.101.395
Terrenos	99.869.574	100.075.276	100.324.671
Edificios	170.612.273	169.912.377	180.117.671
Planta y Equipo	11.350.782.091	11.194.092.949	10.886.610.920
Instalaciones Fijas y Accesorios	211.988.702	201.400.253	202.811.841
Otras Propiedades, Planta y Equipo	30.497.044	30.414.941	32.280.290

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(5.648.267.355)	(5.446.230.269)	(5.368.337.941)
Edificios	(77.791.498)	(75.761.699)	(77.664.802)
Planta y Equipo	(5.423.625.344)	(5.235.779.808)	(5.151.951.847)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(139.089.781)	(127.793.536)	(132.059.941)
Otros	(7.760.732)	(6.895.226)	(6.661.351)

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante el ejercicio 2013 y 2012 han sido los siguientes:

	Construcción en Curso M\$	Terrenos M\$	Edificios, Neto M\$	Planta y Equipos, Neto M\$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M\$	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$
Movimientos año 2013							
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	800.258.044	100.075.276	94.150.678	5.958.313.141	73.606.717	23.519.715	7.049.923.571
Adiciones	693.084.284	150.828	996.596	311.373	8.533.951	-	703.077.032
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios bajo control común (1)	53.274.335	814.674	298.215	58.015.823	1.771.530	-	114.174.577
Retiros	(1.136.402)	(1.395.944)	321.584	(4.172.658)	(667.319)	-	(7.050.739)
Gasto por depreciación (2)	-	-	(4.706.723)	(320.189.659)	(13.464.577)	(879.911)	(339.240.870)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados (3)	(272.181)	-	-	(12.388.154)	-	-	(12.660.335)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(19.482.775)	38.929	(2.619.529)	(57.214.048)	(1.960.839)	(151.477)	(81.389.739)
Otros incrementos (decrementos)	(307.408.909)	185.811	4.379.954	304.480.929	5.079.458	247.985	6.965.228
Total movimientos	418.058.352	(205.702)	(1.329.903)	(31.156.394)	(707.796)	(783.403)	383.875.154
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	1.218.316.396	99.869.574	92.820.775	5.927.156.747	72.898.921	22.736.312	7.433.798.725

	Construcción en Curso M\$	Terrenos M\$	Edificios, Neto M\$	Planta y Equipos, Neto M\$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M\$	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$
Movimientos año 2012							
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012	1.012.101.395	100.324.671	102.452.869	5.734.659.073	70.751.900	25.618.939	7.045.908.847
Adiciones	485.985.638	59.394	365.995	17.948.017	7.914.072	-	512.273.116
Retiros	(7.978)	(299.511)	48.956	(1.976.072)	(170.099)	-	(2.404.704)
Gasto por depreciación	-	-	(5.008.299)	(311.412.246)	(14.931.269)	(894.383)	(332.246.197)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	(12.578.098)	-	-	(12.578.098)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(23.506.303)	(453.958)	(5.672.621)	(128.134.949)	(4.738.077)	(292.536)	(162.798.444)
Otros incrementos (decrementos)	(674.314.708)	444.680	1.963.778	659.807.416	14.780.190	(912.305)	1.769.051
Total movimientos	(211.843.351)	(249.395)	(8.302.191)	223.654.068	2.854.817	(2.099.224)	4.014.724
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	800.258.044	100.075.276	94.150.678	5.958.313.141	73.606.717	23.519.715	7.049.923.571

(1) Ver nota 2.4.1 y 25.1.1.

(2) (3) Ver nota 29

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

Las inversiones materiales en generación del negocio eléctrico incluyen los avances en el programa de nueva capacidad.

En Colombia se está llevando a cabo el proyecto de construcción de la Central Hidráulica El Quimbo, central hidráulica de embalse de 400 MW de potencia instalada, con una generación media anual de alrededor de 2.216 GWH.

b) Arrendamiento financiero

Al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$ 115.416.339, M\$ 126.760.139 y M\$ 137.092.811, 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:

	31-12-13			31-12-12			01-01-12		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	15.915.072	1.868.169	14.046.903	12.154.120	1.929.701	10.224.419	15.954.189	2.145.937	13.808.252
Entre un año y cinco años	58.429.290	5.874.399	52.554.891	40.346.759	3.945.765	36.400.994	39.105.238	5.827.660	33.277.578
Más de cinco años	38.025.761	3.295.944	34.729.817	13.016.926	2.211.594	10.805.331	27.619.488	2.457.926	25.161.562
Total	112.370.123	11.038.512	101.331.611	65.517.805	8.087.060	57.430.744	82.678.915	10.431.523	72.247.392

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 + 2.5 % al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 1 de enero de 2012.

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 2013, 2012 y 2011 incluyen M\$ 18.878.285, M\$ 18.483.171 y M\$ 16.502.843, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados periodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

Al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$
Menor a un año	10.447.299	18.932.624	7.690.811
Entre un año y cinco años	41.971.517	34.901.830	21.347.042
Más de cinco años	65.678.252	69.870.162	41.634.563
Total	118.097.068	123.704.616	70.672.416

d) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 350.969.175, M\$ 229.011.250 y M\$ 179.872.981, respectivamente.

ii) Al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M\$ 176.514.115, M\$ 175.143.405 y M\$ 328.844.715, respectivamente. (ver Nota 35).

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 MUS\$500.000 para el caso de las generadoras y de MUS\$50.000 para las distribuidoras, incluyéndose por éstas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Las primas asociadas a esta póliza se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro otros activos no financieros corrientes.

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.

v) Como consecuencia del terremoto ocurrido en Chile con fecha 27 de febrero de 2010, ciertas instalaciones y equipos de nuestra Compañía sufrieron algún tipo de deterioro parcial o total. El impacto sobre los activos es menor, siendo las únicas que experimentaron algún daño en su infraestructura las Centrales Bocamina I y Bocamina II, más algunos activos específicos en el negocio de distribución.

Producto de lo anterior, se efectuaron retiros de inmovilizado por un monto de M\$ 369.643. Adicionalmente, el Grupo debió efectuar gastos por reparaciones e inversiones en activos por un monto de M\$ 9.733.426, fundamentalmente en la Central Bocamina I. Todos los desembolsos efectuados fueron cubiertos por el correspondiente seguro.

Cabe consignar que Enersis cuentan con seguros contratados y las coberturas necesarias para este tipo de siniestros excepcionales, que cubren tanto los daños materiales, como la interrupción de negocios. (Ver nota N°26)

vi) 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\$ 93.996.585,73, quedando un saldo por cobrar a US\$18.940.294,84

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.

vii) El negocio de nuestra filial Companhia De Interconexão Energética (CIEN), en su origen, era comercializar electricidad en Argentina y Brasil, pero debido a la reducción del límite de disponibilidad de generación y garantía física de energía y potencia asociada, la Compañía ha enfocado su negocio a una estructura de remuneración distinta que no se base en compra y venta de energía entre los países. Dada la importancia estratégica de los activos de la Compañía en las relaciones entre Brasil y Argentina se ha elaborado junto al Gobierno brasileño un nuevo modelo de plan de negocio transformando su actividad de comercialización a una actividad de transmisión de electricidad mediante el pago de una remuneración fija y que supone integrar sus líneas de transmisión a la red de transmisión brasileña operada por el Gobierno brasileño.

Cabe destacar que en años anteriores los Gobiernos de Argentina y Uruguay, formalizaron con la Compañía pagos de peajes para transportar energía entre ambos países. La administración considera que esta situación refuerza todavía más la importancia de la solicitud al Gobierno brasileño para la aprobación de su nuevo plan de negocio y considera probable que esto ocurra. Adicionalmente el 04 de junio de 2010 la compañía firmó un nuevo contrato por un plazo de siete meses por un monto total de MMUS\$ 155 para atender el transporte de energía requerido por el gobierno de Argentina.

Finalmente, con fecha 05 de abril de 2011 se publicaron en el Diario Oficial las Portarías Ministeriales 210/2011 y 211/2011 que equiparan a Compañía de Interconexión Energética, S.A. (CIEN) a una línea de interconexión regulada, con pago de un peaje regulado. La Receita Anual Permitida (RAP) anual total estipulada ascendió a 248 millones de reales brasileños, y será reajustada por el Índice Nacional de Precios al Consumidor Amplio (IPCA) anualmente, en el mes de junio, con revisiones

tarifarias cada cuatro años. El plazo de la concesión es hasta junio de 2020, para la Línea 1, y hasta julio de 2022, para la Línea 2, con previsión de indemnización de las inversiones no amortizadas. De esta forma se completa con éxito el cambio de modelo de negocio en CIEN que hemos venido informando anteriormente. (Ver nota 3e).

viii) 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. por M\$ 106.449.843 (ver nota 3.e), así como una pérdida adicional por M\$ 8.931.451 por el deterioro completo de la plusvalía en compra que tenía asignada a su filial argentina (ver Nota 15).

En Mayo de 2013, se publicó la Resolución 250/13 que ha reconocido los costos no trasladados a tarifa desde 2007 hasta febrero de 2013, en aplicación del Mecanismo de Monitoreo de Costos. Adicionalmente en Noviembre de 2013 y según la Nota de la Secretaría de Energía de Argentina N° 6852/13 que remite a la Resolución N° 250/13 ha permitido que Edesur reconozca los costos no trasladados a tarifa desde Marzo 2013 hasta Septiembre 2013. Lo anterior ha permitido a Edesur reconocer en otros ingresos de explotación M\$ 250.533.319

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

Nota 17

Propiedad de Inversión

La composición y movimientos de las propiedades de inversión durante el ejercicio 2013 y 2012 han sido los siguientes:

Propiedades de Inversión, Neto, Modelo del Costo	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2012	38.055.889
Adiciones	7.936.694
Desapropiaciones	(1.646.504)
Gasto por depreciación	(69.374)
Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados	2.646.265
Saldo al 31 de diciembre de 2012	46.922.970
Adiciones	2.487.919
Desapropiaciones	(4.474.762)
Gasto por depreciación	(59.078)
Saldo final propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2013	44.877.049

El valor razonable de las propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2012, determinado mediante valorizaciones internas, ascendió a M\$ 47.410.152. Al 31 de diciembre de 2013 el valor de mercado de estos inmuebles es de M\$ 45.821.677.

El precio de venta de los inmuebles vendidos en el ejercicio 2013 y 2012 son M\$ 16.510.931 y M\$ 9.594.069, respectivamente.

Los montos registrados como gastos directos en el estado de resultados consolidado de los ejercicios 2013 y 2012 relacionados con las propiedades de inversión no son significativos.

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.

Nota 18

Impuestos Diferidos

a. El origen y movimientos de los impuestos diferidos de activos y pasivos registrados al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 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 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	(418.615)	-	-	(6.028.387)	511.656	5.010.578	-	(924.768)
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	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)	(1.334.578)	(9.658.867)	(27.657.431)	(37.815.662)	(602.193)	(7.530.665)	(16.547.199)	(101.146.595)
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 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 2012	85.899.933	12.326.434	116.303.761	38.774.551	37.813.186	18.343.781	57.574.862	367.036.508
Movimientos								
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(234.846)	(923.104)	(9.067.982)	(971.325)	13.273.701	570.080	24.133.354	26.779.878
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	-	1.107.351	(1.913.761)	-	158.459	(647.951)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	576.313	(702.875)	(16.787.113)	(5.532.742)	(94.336)	-	(8.688.517)	(31.229.270)
Otros incrementos (decrementos)	(10.414.611)	-	7.656.735	13.487.247	(1.963.295)	(10.278.664)	(38.870.361)	(40.382.949)
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	75.826.789	10.700.455	98.105.401	46.865.082	47.115.495	8.635.197	34.307.797	321.556.216

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	(476)	-	-	-	(2.744.987)	553.068	(61.684)	(2.254.079)
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios	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)	(3.467.998)	(17.404.697)	(5.456.076)	-	2.677.461	(2.112.544)	(72.557.890)	(98.321.744)
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

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 2012	397.272.250	48.236.269	4.431.328	107.097	5.074.020	880.379	26.258.919	482.260.262
Movimientos								
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	29.393.002	(2.284.313)	(633.757)	-	10.222	1.352.762	51.604.441	79.442.357
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	-	-	-	3.284.076	(153.866)	3.130.210
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(5.988.880)	(4.206.025)	-	-	-	13.811	(12.263.943)	(22.445.037)
Otros incrementos (decrementos)	(49.252.338)	-	(3.797.571)	(107.097)	(5.067.162)	894.196	16.069.877	(41.260.095)
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	371.424.034	41.745.931	-	-	17.080	6.425.224	81.515.428	501.127.697

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 2013, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 25.233.492 (M\$ 66.185.825 y M\$ 39.313.993 al 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, respectivamente) Ver nota 3.o.

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 reviertan en un futuro próximo. El monto total de las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias y negocios conjuntos, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2013 asciende a M\$ 2.204.237.044 (M\$ 2.279.916.304 y M\$ 2.204.409.498 al 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, respectivamente).

Las sociedades del grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas inspecciones.

Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. El siguiente es un resumen de los periodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Período
Chile	2008-2013
Argentina	2008-2013
Brasil	2008-2013
Colombia	2011-2013
Perú	2009-2013

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:

	31 de diciembre de 2013			31 de diciembre de 2012		
	Importe antes de Impuestos M\$	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias M\$	Importe después de Impuestos M\$	Importe antes de Impuestos M\$	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias M\$	Importe después de Impuestos M\$
Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales						
Activos Financieros Disponibles para la Venta	(2.273)	455	(1.818)	515	(569)	(54)
Cobertura de Flujo de Caja	(76.088.977)	12.332.516	(63.756.461)	66.059.410	(25.726.629)	40.332.781
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	8.367.223	-	8.367.223	737.736	-	737.736
Ajustes por conversión	(76.723.893)	-	(76.723.893)	(364.848.647)	-	(364.848.647)
Ganancias (Pérdidas) por Planes de Beneficios Definidos	6.351.518	(2.603.231)	3.748.287	(14.044.750)	4.662.040	(9.382.710)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio"	(138.096.402)	9.729.740	(128.366.662)	(312.095.736)	(21.065.158)	(333.160.894)

Nota 19

Otros Pasivos Financieros

El saldo de este rubro al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es el siguiente:

	31 de diciembre de 2013		31 de diciembre de 2012		1 de enero de 2012	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Otros pasivos financieros						
Préstamos que devengan intereses	785.231.174	2.688.538.096	651.129.701	2.687.724.262	650.515.283	3.049.197.963
Instrumentos derivados de cobertura (*)	117.341.051	97.231.764	4.850.754	233.368.171	6.200.643	212.913.735
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	1.410.556	-	-	-	807.105	-
Deuda por concesión Túnel El Melón	2.692.424	4.479.251	2.442.847	7.027.436	2.207.755	9.243.595
Otros pasivos financieros	-	-	-	-	831.772	-
Total	906.675.205	2.790.249.111	658.423.302	2.928.119.869	660.562.558	3.271.355.293

(*) ver nota 21.2.a

(**) ver nota 21.2.b

19.1 Préstamos que devengan intereses

El detalle de corriente y no corriente de este rubro al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	31 de diciembre de 2013		31 de diciembre de 2012		1 de enero de 2012	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos bancarios	154.917.772	219.963.968	106.830.823	292.400.621	278.193.752	316.103.001
Obligaciones no garantizadas	407.412.807	2.179.772.922	394.389.956	2.204.708.298	242.785.757	2.439.913.903
Obligaciones garantizadas	4.828.233	-	4.880.687	4.689.387	10.660.476	9.635.108
Arrendamiento financiero	14.046.903	87.284.708	10.224.419	47.206.325	13.808.252	58.439.140
Otros préstamos	204.025.459	201.516.498	134.803.816	138.719.631	105.067.046	225.106.811
Total	785.231.174	2.688.538.096	651.129.701	2.687.724.262	650.515.283	3.049.197.963

El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es el siguiente:

- Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2013 M\$	Vencimiento		Total No Corriente al 31/12/2013 M\$	
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres 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	22.038.803	27.745.371	-	49.784.174
Perú	Soles	5,41%	Sin Garantía	150.822	-	150.822	-	22.539.537	-	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	15.222.302	-	-	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	11.708.419	5.280.170	1.064.912	18.053.501
Brasil	Real	10,12%	Sin Garantía	-	309.729	309.729	-	19.282.077	9.641.038	28.923.115
Total				24.049.924	130.867.848	154.917.772	51.445.575	74.847.155	93.671.238	219.963.968

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012 M\$	Vencimiento		Total No Corriente al 31/12/2012 M\$	
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$		Más de Cinco Años M\$
Chile	US\$	1,76%	Sin Garantía	354.739	1.191.983	1.546.722	97.967.390	-	-	97.967.390
Chile	Ch\$	4,90%	Sin Garantía	432	-	432	-	-	-	-
Perú	US\$	3,49%	Sin Garantía	1.806.758	444.835	2.251.593	10.632.998	25.699.999	12.010.552	48.343.549
Perú	Soles	5,50%	Sin Garantía	187.239	-	187.239	-	1.875.756	20.633.302	22.509.058
Argentina	US\$	8,91%	Sin Garantía	7.214.852	4.421.192	11.636.044	7.368.666	-	-	7.368.666
Argentina	\$ Arg	20,96%	Sin Garantía	29.367.103	25.564.977	54.932.080	10.429.806	-	-	10.429.806
Colombia	\$ Col	8,12%	Sin Garantía	1.710.131	-	1.710.131	-	82.656.349	-	82.656.349
Brasil	US\$	7,79%	Sin Garantía	-	6.199.249	6.199.249	13.651.212	7.623.414	1.851.177	23.125.803
Brasil	Real	7,47%	Sin Garantía	5.001.762	23.365.571	28.367.333	-	-	-	-
Total				45.643.016	61.187.807	106.830.823	140.050.072	117.855.518	34.495.031	292.400.621

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 01/01/2012 M\$	Vencimiento		Total No Corriente al 01/01/2012 M\$	
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$		Más de Cinco Años M\$
Chile	US\$	1,97%	Sin Garantía	84.500	1.607.710	1.692.210	107.025.578	849.449	-	107.875.027
Perú	US\$	3,63%	Sin Garantía	2.354.628	8.838.878	11.193.506	4.296.544	19.212.039	26.158.087	49.666.670
Perú	Soles	5,20%	Sin Garantía	310.428	1.541.618	1.852.046	-	-	30.832.352	30.832.352
Argentina	US\$	5,28%	Sin Garantía	494.597	6.393.975	6.888.572	17.983.101	1.598.484	-	19.581.585
Argentina	\$ Arg	21,17%	Sin Garantía	37.631.229	17.687.954	55.319.183	40.368.276	2.414.084	-	42.782.360
Colombia	\$ Col	6,48%	Sin Garantía	-	86.794.795	86.794.795	-	-	-	-
Brasil	US\$	6,05%	Sin Garantía	-	5.825.541	5.825.541	13.909.371	11.722.036	6.352.599	31.984.006
Brasil	Real	12,89%	Sin Garantía	9.173.097	99.454.802	108.627.899	33.381.001	-	-	33.381.001
Total				50.048.479	228.145.273	278.193.752	216.963.871	35.796.092	63.343.038	316.103.001

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2013 asciende a M\$ 371.446.585 (M\$ 405.226.404 y M\$ 582.919.972 al 31 de diciembre de 2012 y al 1 de enero de 2012, respectivamente).

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

											31 de diciembre de 2013		
											Corriente M\$		
Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Banco Alfa	Brasil	Real	6,97%	7,25%	Al Vencimiento	-	-	-	
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	9,61%	10,12%	Al Vencimiento	-	309.729	309.729	
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Banco HSBC	Brasil	Real	9,93%	9,77%	Al Vencimiento	-	-	-	
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Banco Itaú	Brasil	Real	10,12%	10,20%	semestral	-	-	-	
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Brasdesco	Brasil	Real	9,75%	5,65%	semestral	-	-	-	
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Unibanco	Brasil	Real	10,27%	10,29%	semestral	-	-	-	
Extranjera	Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	Brasil	Extranjera	IFC - A	Brasil	US\$	7,97%	8,04%	Semestral	41.076	2.796.717	2.837.793	
Extranjera	Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	Brasil	Extranjera	IFC - B	Brasil	US\$	2,74%	2,73%	Semestral	9.841	4.376.772	4.386.613	
Extranjera	Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	Brasil	Extranjera	IFC - C	Brasil	US\$	12,08%	12,31%	Semestral	18.181	-	18.181	
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile		Líneas de crédito bancarias	Chile	Ch\$	5,91%	5,91%	Otra	198	-	198	
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	3,85%	3,80%	Al Vencimiento	-	-	-	
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	4,02%	3,96%	Trimestral	228.354	488.235	716.589	
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,05%	3,01%	Trimestral	348.176	984.344	1.332.520	
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	0,76%	0,78%	Al Vencimiento	2.099.932	-	2.099.932	
Extranjera	Compañía de Interconexión Energética S.A.	Brasil	Extranjera	Santander	Brasil	Real	11,61%	11,80%	Semestral	-	-	-	
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	3,42%	3,38%	Trimestral	-	1.312.458	1.312.458	
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	3,45%	3,41%	Trimestral	-	-	-	
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	2,99%	2,96%	Al Vencimiento	-	-	-	
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	1,65%	1,65%	Al Vencimiento	-	-	-	
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AV VILLAS	Colombia	\$ Col	8,44%	8,27%	Al Vencimiento	-	-	-	
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Banco Davivienda	Colombia	\$ Col	8,15%	7,91%	Anual	-	-	-	
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Banco Santander	Colombia	\$ Col	8,15%	7,91%	Anual	-	-	-	
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	\$ Col	8,44%	8,27%	Al Vencimiento	-	-	-	
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	\$ Col	8,44%	8,27%	Al Vencimiento	-	-	-	
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	6,89%	6,78%	Al Vencimiento	-	138.223	138.223	
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	7,01%	6,90%	Al Vencimiento	-	50.016	50.016	
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,43%	5,32%	Trimestral	-	-	-	
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,43%	5,32%	Trimestral	-	-	-	
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,43%	5,32%	Trimestral	-	-	-	
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,43%	5,32%	Trimestral	-	-	-	
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,43%	5,32%	Trimestral	-	-	-	
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	Soles	6,90%	6,73%	Trimestral	25.939	-	25.939	
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	Soles	5,83%	5,71%	Trimestral	85.979	-	85.979	
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	9.359	-	9.359	
Extranjera	Edelnor	Peru	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	14.947	-	14.947	
Extranjera	Edelnor	Peru	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	8.105	-	8.105	
Extranjera	Edelnor	Peru	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	6.493	-	6.493	
Extranjera	Edelnor	Peru	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,43%	5,32%	Trimestral	-	-	-	
Extranjera	Edelnor	Peru	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,43%	5,32%	Trimestral	-	-	-	
Extranjera	Edelnor	Peru	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	6,90%	6,73%	Trimestral	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	Argentina	\$ Arg	22,63%	28,38%	Mensual	34.976	2.015.680	2.050.656	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Frances	Argentina	\$ Arg	22,63%	20,30%	Mensual	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	22,63%	21,00%	Mensual	67.383	-	67.383	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Itaú	Argentina	\$ Arg	22,63%	30,29%	trimestral	45.166	907.056	952.222	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Macro	Argentina	\$ Arg	22,63%	29,56%	Mensual	216.262	806.272	1.022.534	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Provincia de Buenos Aires	Argentina	\$ Arg	22,63%	25,03%	Mensual	6.468	241.882	248.350	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	22,63%	25,56%	Mensual	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	22,63%	27,23%	mensual	113.687	2.015.679	2.129.366	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	23,03%	21,26%	Trimestral	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	21,28%	19,75%	trimestral	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	23,10%	21,00%	trimestral	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arg	22,63%	23,00%	Mensual	1.397	71.491	72.888	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	BBVA	Argentina	\$ Arg	19,55%	18,00%	mensual	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	BBVA	Argentina	\$ Arg	21,55%	20,00%	Semestral	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Citibank	Argentina	\$ Arg	22,63%	22,50%	Mensual	7.038	518.946	525.984	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Citibank	Argentina	\$ Arg	24,06%	21,75%	Mensual	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Comafi	Argentina	\$ Arg	22,63%	23,00%	Mensual	22.646	-	22.646	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Standard Bank	Argentina	\$ Arg	22,63%	29,11%	Trimestral	227.804	725.641	953.445	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Standard Bank	Argentina	\$ Arg	23,03%	23,92%	trimestral	-	-	-	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjero	B.N.P. Paribas	E.E.U.U.	US\$	6,32%	5,98%	Semestral	-	883.679	883.679	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjero	Banco Santander C.H. SA Chile	E.E.U.U.	US\$	1,69%	1,01%	Al Vencimiento	-	17.296.605	17.296.605	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile (Linea Crédito)	Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	-	176	176	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjero	Export Development Corporation Loan	E.E.U.U.	US\$	1,57%	1,40%	Semestral	380.556	375.606	756.162	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjero	The Bank of Tokyo-Mitsubishi, Ltd.	E.E.U.U.	US\$	1,68%	1,00%	Al Vencimiento	-	17.296.605	17.296.605	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjero	Scotiabank & Trust Cayman Ltd	Cayman Islands	US\$	1,68%	1,00%	Al Vencimiento	23.316	26.206.977	26.230.293	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjero	Bank Of America	E.E.U.U.	US\$	1,66%	1,03%	Al Vencimiento	-	-	-	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjero	Mercantil Commercebank	E.E.U.U.	US\$	1,68%	1,00%	Al Vencimiento	-	10.482.791	10.482.791	

31 de diciembre de 2013

31 de diciembre de 2012

1 de enero de 2012

No Corriente M\$				Corriente M\$			No Corriente M\$				Corriente M\$			No Corriente M\$			
Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.211.773	12.517.876	14.729.649	-	-	-	-
-	19.282.077	9.641.038	28.923.115	142.971	23.365.571	23.508.542	-	-	-	-	275.812	-	275.812	27.817.501	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	176.118	20.863.126	21.039.244	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.694	1.856.820	1.858.514	-	-	-	-
-	-	-	-	4.858.791	-	4.858.791	-	-	-	-	6.481.458	7.048.955	13.530.413	5.563.500	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26.242	1.479.891	1.506.133	-	-	-	-
6.231.381	3.466.603	-	9.697.984	-	2.385.144	2.385.144	5.314.352	6.132.262	-	11.446.614	-	2.426.516	2.426.516	5.406.532	6.238.628	3.470.634	15.115.794
4.707.155	-	-	4.707.155	-	3.755.999	3.755.999	8.336.860	-	-	8.336.860	-	3.399.025	3.399.025	8.502.839	4.712.630	-	13.215.469
769.883	1.813.567	1.064.912	3.648.362	-	58.106	58.106	-	1.491.152	1.851.177	3.342.329	-	-	-	-	770.778	2.881.965	3.652.743
-	-	-	-	46	-	46	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.068	1.541.618	1.544.686	-	-	-	-
1.301.959	13.833.314	-	15.135.273	62.786	444.835	507.621	1.186.227	1.186.227	12.010.552	14.383.006	71.315	-	71.315	1.127.370	1.288.422	13.689.484	16.105.276
2.624.917	1.312.456	-	3.937.373	18.702	-	18.702	2.391.588	2.391.588	-	4.783.176	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18.111.927	12.599.601	-	30.711.528	-	-	-	7.055.183	22.122.184	-	29.177.367	-	-	-	1.298.813	17.923.617	12.468.603	31.691.033
-	-	-	-	1.725.270	-	1.725.270	-	-	-	-	-	1.870.716	1.870.716	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	392.849	1.357.201	1.750.050	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.890.464	5.610.961	7.501.425	1.870.361	-	1.870.361
-	-	-	-	162.350	-	162.350	-	7.846.933	-	7.846.933	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.977.569	8.977.569	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26.730.428	26.730.428	-	-	-	-
-	-	-	-	383.776	-	383.776	-	18.549.169	-	18.549.169	-	21.177.566	21.177.566	-	-	-	-
-	-	-	-	126.712	-	126.712	-	6.124.429	-	6.124.429	-	6.430.876	6.430.876	-	-	-	-
-	-	61.203.901	61.203.901	1.037.293	-	1.037.293	-	50.135.818	-	50.135.818	-	23.478.356	23.478.356	-	-	-	-
-	-	21.761.387	21.761.387	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	20.323	-	20.323	-	-	2.813.632	2.813.632	18.741	-	18.741	-	-	2.890.532	2.890.532
-	-	-	-	20.323	-	20.323	-	-	2.813.632	2.813.632	18.741	-	18.741	-	-	2.890.532	2.890.532
-	-	-	-	10.049	-	10.049	-	-	2.438.481	2.438.481	8.847	-	8.847	-	-	2.505.128	2.505.128
-	-	-	-	8.129	-	8.129	-	-	1.125.453	1.125.453	7.497	-	7.497	-	-	1.156.213	1.156.213
-	-	-	-	33.872	-	33.872	-	-	4.689.387	4.689.387	31.235	-	31.235	-	-	4.817.554	4.817.554
-	-	-	-	20.323	-	20.323	-	-	2.813.632	2.813.632	18.741	-	18.741	-	-	2.890.532	2.890.532
-	1.878.295	-	1.878.295	25.904	-	25.904	-	1.875.756	-	1.875.756	-	-	-	-	-	-	-
-	3.944.419	-	3.944.419	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	2.817.442	-	2.817.442	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	4.695.737	-	4.695.737	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	4.507.907	-	4.507.907	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	4.695.737	-	4.695.737	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	132.120	-	132.120	-	-	7.708.094	7.708.094
-	-	-	-	48.316	-	48.316	-	-	3.939.085	3.939.085	44.826	-	44.826	-	-	4.046.745	4.046.745
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26.612	-	26.612	-	-	1.927.022	1.927.022
2.983.206	-	-	2.983.206	115.527	6.817.284	6.932.811	-	-	-	-	186.005	-	186.005	8.449.285	-	-	8.449.285
-	-	-	-	486.949	-	486.949	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	779.545	-	779.545	-	-	-	-	1.260.656	2.414.082	3.674.738	-	-	-	-
907.056	-	-	907.056	26.215	2.434.744	2.460.959	-	-	-	-	-	-	-	3.017.603	-	-	3.017.603
-	-	-	-	1.969.227	-	1.969.227	-	-	-	-	-	-	-	2.414.082	-	-	2.414.082
483.763	-	-	483.763	9.926	973.898	983.824	-	-	-	-	-	-	-	1.207.041	-	-	1.207.041
-	-	-	-	206.886	-	206.886	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.612.544	-	-	1.612.544	57.965	1.460.847	1.518.812	973.898	-	-	973.898	4.834.533	-	4.834.533	2.414.082	-	-	2.414.082
-	-	-	-	4.486.547	-	4.486.547	-	-	-	-	-	-	-	4.224.644	-	-	4.224.644
-	-	-	-	46.375	1.168.677	1.215.052	779.118	-	-	779.118	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	22.135	584.340	606.475	389.560	-	-	389.560	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	78.860	-	78.860	-	-	-	-	-	852.036	-	852.036	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	42.370	2.414.082	2.456.452	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	617.884	-	617.884	-	-	-	-
-	-	-	-	1.447.627	-	1.447.627	-	-	-	-	282.930	1.750.209	2.033.139	-	-	-	-
-	-	-	-	6.719	1.409.376	1.416.095	-	-	-	-	311.088	1.810.562	2.121.650	-	-	-	-
-	-	-	-	233.554	-	233.554	-	-	-	-	1.192.058	-	1.192.058	-	-	-	-
322.508	-	-	322.508	297.709	876.508	1.174.217	292.169	-	-	292.169	-	-	-	3.621.124	-	-	3.621.124
-	-	-	-	297.709	876.507	1.174.216	292.169	-	-	292.169	-	-	-	-	-	-	-
858.299	-	-	858.299	-	820.076	820.076	1.570.498	-	-	1.570.498	50.233	849.448	899.681	1.698.896	849.449	-	2.548.345
-	-	-	-	-	-	-	15.792.106	-	-	15.792.106	-	-	-	17.055.976	-	-	17.055.976
-	-	-	-	277	-	277	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	354.739	343.643	698.382	687.160	-	-	687.160	-	758.262	758.262	1.486.682	-	-	1.486.682
-	-	-	-	-	-	-	15.792.106	-	-	15.792.106	-	-	-	17.055.976	-	-	17.055.976
-	-	-	-	-	28.264	28.264	23.927.433	-	-	23.927.433	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	11.963.716	-	-	11.963.716	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	9.570.973	-	-	9.570.973	-	-	-	-	-	-	-

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés de nominal	Tipo de Amortización	Corriente M\$		
										Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	97.030.000-7	Banco del Estado de Chile	Chile	US\$	1,69%	1,01%	Al Vencimiento	-	33.544.931	33.544.931
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjero	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A. NY	E.E.U.U.	US\$	1,72%	1,12%	Al Vencimiento	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjero	Banco Español de crédito S.A. N.Y.B.	E.E.U.U.	US\$	1,72%	1,12%	Al Vencimiento	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Caja Madrid, Caja Madrid Miami Agency	E.E.U.U.	US\$	1,83%	1,83%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	21,50%	21,50%	Al Vencimiento	798.209	-	798.209
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad	Argentina	\$ Arg	25,59%	23,00%	Al Vencimiento	99.258	-	99.258
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	32,54%	28,50%	Al Vencimiento	2.530.765	-	2.530.765
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau	Argentina	\$ Arg	35,15%	30,50%	Al Vencimiento	1.075.305	-	1.075.305
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Macro	Argentina	\$ Arg	14,00%	16,00%	Al vencimiento	-	-	-
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Nación Argentina	Argentina	\$ Arg	20,57%	18,85%	Al Vencimiento	531.359	-	531.359
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Provincia de Buenos Aires	Argentina	\$ Arg	20,20%	18,09%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	34,49%	30,00%	Al Vencimiento	658.713	-	658.713
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank	Argentina	\$ Arg	30,61%	27,00%	Al Vencimiento	1.154.665	-	1.154.665
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arg	31,89%	28,00%	Al Vencimiento	1.031.807	-	1.031.807
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	39,84%	34,00%	Al Vencimiento	3.450.479	-	3.450.479
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Credit Suisse International	Argentina	US\$	13,67%	13,25%	Trimestral	3.155.920	-	3.155.920
94.271.00-3	Enersis S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile	Chile	Ch\$	5,00%	5,00%	Al Vencimiento	1.519	-	1.519
79.913.810-7	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile	Argentina	Ch\$	6,00%	6,00%	Mensual	4	-	4
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad -Sindicado II	Argentina	\$ Arg	26,62%	23,84%	Semestral	-	-	-
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia -Sindicado II	Argentina	\$ Arg	26,62%	23,84%	Semestral	-	-	-
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia -Sindicado III	Argentina	\$ Arg	26,44%	23,69%	Semestral	-	-	-
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario	Argentina	\$ Arg	26,68%	23,89%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario -Sindicado II	Argentina	\$ Arg	26,96%	24,11%	Semestral	-	-	-
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau	Argentina	US\$	8,24%	7,99%	Trimestral	817.499	1.213.314	2.030.813
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau -Sindicado II	Argentina	\$ Arg	26,62%	23,84%	Semestral	-	-	-
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau -Sindicado III	Argentina	\$ Arg	26,44%	23,69%	Semestral	-	-	-
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Macro	Argentina	\$ Arg	30,42%	27,75%	Semestral	1.651.420	-	1.651.420
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander -Sindicado III	Argentina	\$ Arg	26,44%	23,69%	Semestral	-	-	-
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	25,59%	23,00%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander -Sindicado II	Argentina	\$ Arg	26,62%	23,84%	Semestral	-	-	-
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Deutsche Bank	Argentina	US\$	8,24%	7,99%	Trimestral	1.634.992	2.426.628	4.061.620
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank	Argentina	US\$	8,24%	7,99%	Trimestral	817.499	1.213.314	2.030.813
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank -Sindicado III	Argentina	\$ Arg	26,44%	23,69%	Semestral	-	-	-
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank -Sindicado II	Argentina	\$ Arg	26,62%	23,84%	Semestral	-	-	-
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank	Argentina	\$ Arg	25,59%	23,00%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau	Argentina	\$ Arg	33,70%	29,25%	Al Vencimiento	161.254	-	161.254
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Macro I	Argentina	\$ Arg	21,94%	20,00%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario -Sindicado I	Argentina	\$ Arg	25,42%	23,31%	Semestral	-	-	-
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau -Sindicado I	Argentina	\$ Arg	25,42%	23,31%	Semestral	-	-	-
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander -Sindicado I	Argentina	\$ Arg	25,42%	23,31%	Semestral	-	-	-
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank -Sindicado I	Argentina	\$ Arg	25,42%	23,31%	Semestral	-	-	-
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia -Sindicado I	Argentina	\$ Arg	25,42%	23,31%	Semestral	-	-	-
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander -Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	33,84%	30,22%	Semestral	100.275	498.659	598.934
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau -Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	33,84%	30,22%	Semestral	91.555	455.297	546.852
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia -Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	33,84%	30,22%	Semestral	87.195	433.616	520.811
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario -Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	33,84%	30,22%	Semestral	30.519	151.766	182.285
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad -Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	33,84%	30,22%	Semestral	13.080	65.042	78.122
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Industrial and Commercial Bank of China Argentina	Argentina	\$ Arg	33,84%	30,22%	Trimestral	113.354	563.701	677.055
Totales										24.049.924	130.867.848	154.917.772

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

31 de diciembre de 2013

31 de diciembre de 2012

1 de enero de 2012

No Corriente M\$				Corriente M\$			No Corriente M\$				Corriente M\$			No Corriente M\$			
Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
-	-	-	-	-	-	-	18.663.398	-	-	18.663.398	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34.267	-	-	34.267	30.494.018	-	-	30.494.018
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.921.194	-	-	12.921.194
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26.312.836	-	-	26.312.836
-	-	-	-	395.963	-	395.963	-	-	-	978.500	-	-	978.500	-	-	-	-
-	-	-	-	3.395.077	-	3.395.077	-	-	-	5.167.489	-	-	5.167.489	-	-	-	-
-	-	-	-	1.341.282	-	1.341.282	-	-	-	3.529.419	-	-	3.529.419	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	368.142	-	-	368.142	-	-	-	-
-	-	-	-	659.346	1.881.095	2.540.441	402.562	-	-	402.562	3.555.128	-	3.555.128	-	-	-	-
-	-	-	-	209.414	-	209.414	-	-	-	368.366	-	-	368.366	-	-	-	-
-	-	-	-	878.233	-	878.233	-	-	-	1.898.686	-	-	1.898.686	-	-	-	-
-	-	-	-	1.390.448	-	1.390.448	-	-	-	2.509.954	-	-	2.509.954	-	-	-	-
-	-	-	-	1.239.740	-	1.239.740	-	-	-	2.566.218	-	-	2.566.218	-	-	-	-
-	-	-	-	4.347.020	-	4.347.020	-	-	-	6.393.434	-	-	6.393.434	-	-	-	-
-	-	-	-	5.696.590	-	5.696.590	-	-	-	44.820	-	-	44.820	5.195.104	-	-	5.195.104
-	-	-	-	109	-	109	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	159.475	261.271	420.746	132.576	-	-	132.576	53.063	318.657	371.720	487.596	-	-	487.596
-	-	-	-	199.084	326.151	525.235	165.510	-	-	165.510	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	555.645	486.949	1.042.594	1.460.847	-	-	1.460.847	167.311	398.233	565.544	3.023.612	603.521	-	3.627.133
-	-	-	-	339.482	324.633	664.115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	199.084	326.151	525.235	165.510	-	-	165.510	66.315	398.233	464.548	609.361	-	-	609.361
404.438	-	-	404.438	379.564	1.105.298	1.484.862	1.842.165	-	-	1.842.165	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	248.855	407.689	656.544	206.887	-	-	206.887	82.953	497.792	580.745	761.701	-	-	761.701
-	-	-	-	555.645	486.949	1.042.594	1.460.847	-	-	1.460.847	100.996	-	100.996	2.414.203	603.521	-	3.017.724
-	-	-	-	29.777	1.947.796	1.977.573	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	555.645	486.949	1.042.594	1.460.847	-	-	1.460.847	100.996	-	100.996	2.414.203	603.521	-	3.017.724
-	-	-	-	98.269	-	98.269	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	398.343	652.590	1.050.933	331.165	-	-	331.165	132.688	796.817	929.505	1.219.258	-	-	1.219.258
808.876	-	-	808.876	759.134	2.210.596	2.969.730	3.684.336	-	-	3.684.336	40.734	3.197.006	3.237.740	6.393.999	799.242	-	7.193.241
404.438	-	-	404.438	379.564	1.105.298	1.484.862	1.842.165	-	-	1.842.165	40.677	3.196.970	3.237.647	6.393.999	799.242	-	7.193.241
-	-	-	-	555.645	486.949	1.042.594	1.460.847	-	-	1.460.847	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	547.656	897.204	1.444.860	455.294	-	-	455.294	283.419	1.095.492	1.378.911	4.090.481	603.521	-	4.694.002
-	-	-	-	195.452	-	195.452	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	293.468	-	293.468	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.968	1.013.914	1.030.882	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.858	1.545.012	1.570.870	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.859	1.545.012	1.570.871	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.196	1.207.041	1.227.237	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.077	482.816	490.893	-	-	-	-
2.050.042	-	-	2.050.042	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.871.777	-	-	1.871.777	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.782.645	-	-	1.782.645	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
623.926	-	-	623.926	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
267.397	-	-	267.397	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.317.438	-	-	2.317.438	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
51.445.575	74.847.155	93.671.238	219.963.968	45.633.436	61.197.387	106.830.823	140.050.072	117.855.518	34.495.031	292.400.621	50.048.479	228.145.273	278.193.752	216.963.871	35.796.092	63.343.038	316.103.001

19.2 Obligaciones No Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 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 31/12/2013 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\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		
Chile	US\$	7,62%	Sin Garantía	9.165.715	200.200.208	209.365.923	238.986.425	-	159.538.410	398.524.835
Chile	U.F.	5,57%	Sin Garantía	-	9.072.702	9.072.702	9.696.776	9.696.776	299.711.440	319.104.992
Perú	US\$	6,89%	Sin Garantía	862.593	5.164.073	6.026.666	13.835.937	5.249.833	14.786.682	33.872.452
Perú	Soles	6,63%	Sin Garantía	7.549.494	34.181.671	41.731.165	41.343.147	9.391.473	98.704.389	149.439.009
Colombia	\$ Col	7,54%	Sin Garantía	108.852.499	26.251.335	135.103.834	107.653.041	261.155.251	645.988.991	1.014.797.283
Brasil	Real	11,06%	Sin Garantía	-	6.112.517	6.112.517	99.686.584	140.090.064	24.257.703	264.034.351
Total				126.430.301	280.982.506	407.412.807	511.201.910	425.583.397	1.242.987.615	2.179.772.922

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2012 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012 M\$	Vencimiento			
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	US\$	7,71%	Sin Garantía	20.743.334	192.725.416	213.468.750	271.467.420	123.377.492	145.304.618	540.149.530
Chile	U.F.	5,57%	Sin Garantía	-	8.778.822	8.778.822	14.445.679	15.349.506	289.721.460	319.516.645
Perú	US\$	6,89%	Sin Garantía	785.915	55.795	841.710	7.688.954	9.566.350	18.255.463	35.510.767
Perú	Soles	6,73%	Sin Garantía	6.771.045	37.313.862	44.084.907	63.550.103	25.360.206	52.521.139	141.431.448
Colombia	\$ Col	8,01%	Sin Garantía	50.177.769	43.631.713	93.809.482	172.916.738	191.051.473	498.675.237	862.643.448
Brasil	Real	11,58%	Sin Garantía	6.626.846	26.779.439	33.406.285	64.628.349	152.851.186	87.976.925	305.456.460
Total				85.104.909	309.285.047	394.389.956	594.697.243	517.556.213	1.092.454.842	2.204.708.298

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 01/01/2012 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 01/01/2012 M\$	Vencimiento			
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	US\$	8,10%	Sin Garantía	22.439.241	802.032	23.241.273	396.001.073	236.020.317	157.801.599	789.822.989
Chile	CH\$	5,29%	Sin Garantía	31.548.592	9.198.469	40.747.061	13.764.742	14.617.263	378.064.242	406.446.247
Perú	US\$	6,97%	Sin Garantía	853.625	60.597	914.222	5.049.784	13.692.084	19.828.195	38.570.063
Perú	Soles	7,37%	Sin Garantía	27.920.075	57.158	27.977.233	80.986.235	42.415.673	28.905.326	152.307.234
Argentina	\$ Arg	12,28%	Sin Garantía	15.571	3.963.560	3.979.131	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	12,64%	Sin Garantía	1.753.145	36.094.355	37.847.500	131.329.301	76.673.844	574.038.462	782.041.607
Brasil	Real	12,97%	Sin Garantía	6.688.369	101.390.968	108.079.337	60.242.802	120.351.829	90.131.132	270.725.763
Total				91.218.618	151.567.139	242.785.757	687.373.937	503.771.010	1.248.768.956	2.439.913.903

19.3 Obligaciones Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones Garantizadas al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones Garantizadas por monedas y vencimientos

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

Segmento	País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2012
					Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012	Vencimiento			
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Perú	Soles	6,41%	Con Garantía	132.316	4.748.371	4.880.687	4.689.387	-	-	4.689.387	
Total				132.316	4.748.371	4.880.687	4.689.387	-	-	4.689.387	

Segmento	País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 01/01/2012
					Vencimiento		Total Corriente al 01/01/2012	Vencimiento			
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Perú	US\$	6,15%	Con Garantía	-	10.463.994	10.463.994	-	-	-	-	
Peru	Soles	6,41%	Con Garantía	135.886	60.596	196.482	9.635.108	-	-	9.635.108	
Total				135.886	10.524.590	10.660.476	9.635.108	-	-	9.635.108	

El valor razonable de las obligaciones con el público corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2013 asciende a M\$ 3.006.275.851 (M\$ 2.886.287.734 y M\$ 3.209.731.363 al 31 de diciembre de 2012 y al 1 de enero de 2012, respectivamente).

- Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre de 2013		
										Corriente M\$		
										Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	6,15%	6,06%	Si	-	-	-
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,57%	6,47%	Si	-	-	-
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,25%	6,16%	Si	4.828.233	-	4.828.233
Totales Bonos Garantizados										4.828.233	-	4.828.233
Extranjero	Ampla	Brasil	Extranjera	Bonos 1ª	Brasil	Real	9,84%	9,93%	No	-	-	-
Extranjero	Ampla	Brasil	Extranjera	Bonos 1ª	Brasil	Real	10,13%	10,17%	No	-	-	-
Extranjero	Ampla	Brasil	Extranjera	Bonos 1ª	Brasil	Real	9,14%	9,21%	No	-	108.915	108.915
Extranjero	Ampla	Brasil	Extranjera	Bonos 2ª	Brasil	Real	15,22%	15,91%	No	-	-	-
Extranjero	Ampla	Brasil	Extranjera	Bonos 2ª	Brasil	Real	13,84%	14,12%	No	-	1.996.222	1.996.222
Extranjero	Ampla	Brasil	Extranjero	Bonos 1ª	Brasil	Real	8,96%	9,01%	No	-	91.511	91.511
Extranjero	Ampla	Brasil	Extranjera	Bonos 2ª	Brasil	Real	11,88%	12,11%	No	-	2.376.949	2.376.949
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	B102	Colombia	\$ Col	7,69%	7,48%	No	353.344	-	353.344
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	B103	Colombia	\$ Col	7,95%	7,72%	No	90.271	-	90.271
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	B304	Colombia	\$ Col	5,83%	5,71%	No	-	-	-
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B502	Colombia	\$ Col	6,81%	6,93%	No	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	B503	Colombia	\$ Col	6,85%	6,68%	No	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	B503	Colombia	\$ Col	8,40%	8,14%	No	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	B604	Colombia	\$ Col	6,28%	6,14%	No	273.780	-	273.780
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	B8	Colombia	\$ Col	8,75%	8,48%	No	68.315.341	-	68.315.341
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos B5-13	Colombia	\$ Col	5,75%	5,63%	No	358.244	-	358.244
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos B12-13	Colombia	\$ Col	6,64%	6,49%	No	439.500	-	439.500
Extranjero	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Itaú 1	Brasil	Real	8,90%	8,96%	No	-	493.794	493.794
Extranjero	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Itaú 2	Brasil	Real	12,69%	12,94%	No	-	1.045.126	1.045.126
Extranjero	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Itaú 2	Brasil	Real	14,89%	15,08%	No	-	-	-
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	6,06%	5,97%	No	-	79.078	79.078
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	5,56%	5,49%	No	184.291	-	184.291
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Interseguro Cia de Seguros	Perú	Soles	6,28%	6,19%	No	-	100.939	100.939
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Horizonte	Perú	Soles	6,06%	5,97%	No	-	-	-
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Horizonte	Perú	Soles	6,56%	6,46%	No	-	5.583.707	5.583.707
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Horizonte	Perú	Soles	7,22%	7,09%	No	67.795	-	67.795
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	5,91%	5,82%	No	-	-	-
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	6,50%	6,40%	No	-	9.773.549	9.773.549
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	8,00%	7,85%	No	169.163	-	169.163
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	8,16%	8,00%	No	134.049	-	134.049
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	5,91%	5,82%	No	-	43.758	43.758
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	6,63%	6,52%	No	-	41.479	41.479
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	6,81%	6,70%	No	-	4.710.843	4.710.843
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	6,84%	6,73%	No	-	-	-
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	6,94%	6,82%	No	175.190	-	175.190
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	7,13%	7,00%	No	-	15.799	15.799
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	7,44%	7,30%	No	167.638	-	167.638
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	5,77%	5,69%	No	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	6,67%	6,56%	No	-	-	-
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	7,56%	7,42%	No	-	-	-
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	7,72%	7,58%	No	-	-	-
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	7,91%	7,76%	No	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	7,97%	7,81%	No	-	-	-
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	8,06%	7,91%	No	112.121	-	112.121
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	8,31%	8,15%	No	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	9,92%	6,50%	No	-	-	-
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	6,66%	6,55%	No	-	-	-
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	7,03%	6,91%	No	121.796	-	121.796
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Fondo de Seguro de Retiro de Suboficiales y Especialistas - Foserseoe	Perú	Soles	8,75%	8,57%	No	-	27.392	27.392
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Mapfre Perú Cia de Seguros	Perú	Soles	6,28%	6,19%	No	-	-	-
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	5,44%	5,37%	No	-	4.950.531	4.950.531
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	6,50%	6,40%	No	-	4.908.517	4.908.517
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	6,50%	6,40%	No	-	39.340	39.340
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	7,06%	6,94%	No	-	82.909	82.909
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	5,00%	4,94%	No	-	59.831	59.831
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	5,13%	5,06%	No	207.232	-	207.232
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Seguro Social de Salud - Essalud	Perú	Soles	7,84%	7,70%	No	-	-	-
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	6,75%	6,64%	No	223.634	-	223.634
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	7,28%	7,15%	No	171.277	-	171.277
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	6,50%	6,40%	No	67.827	-	67.827
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	7,38%	7,24%	No	92.349	-	92.349
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	oeds7	Argentina	\$ Arg	12,28%	11,75%	No	-	-	-
94.271.00-3	Enersis S.A.	Chile	97.004.000-5	Bonos UF 269	Chile	U.F.	7,02%	5,75%	No	-	2.799.311	2.799.311
94.271.00-3	Enersis S.A.	Chile	Extranjera	Yankee bonos 2014	E.E.U.U.	US\$	7,69%	7,38%	No	-	199.389.819	199.389.819
94.271.00-3	Enersis S.A.	Chile	Extranjera	Yankee bonos 2016	E.E.U.U.	US\$	7,76%	7,40%	No	-	807.913	807.913
94.271.00-3	Enersis S.A.	Chile	Extranjera	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US\$	7,76%	6,60%	No	-	2.476	2.476
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	6,57%	6,47%	No	143.386	-	143.386
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,41%	6,31%	No	-	7.410	7.410
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,38%	6,28%	No	145.018	-	145.018

31 de diciembre de 2013			31 de diciembre de 2012						1 de enero de 2012								
No Corriente M\$			Corriente M\$			No Corriente M\$			Corriente M\$			No Corriente M\$					
Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	4.748.371	4.748.371	-	-	-	-	-	60.596	60.596	4.817.554	-	-	4.817.554
-	-	-	-	132.316	-	132.316	4.689.387	-	-	-	4.689.387	135.886	-	135.886	4.817.554	-	4.817.554
-	-	-	-	132.316	4.748.371	4.880.687	4.689.387	-	-	-	4.689.387	135.886	10.524.590	10.660.476	9.635.108	-	9.635.108
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	160.282	32.081.924	32.242.206	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.610.374	51.462.513	54.072.887	-	-	-
25.371.905	-	-	25.371.905	76.686	-	76.686	13.171.955	13.668.859	-	26.840.814	147.518	-	147.518	27.931.549	14.103.489	-	42.035.038
-	-	-	-	106.982	12.242.812	12.349.794	25.009.851	-	-	25.009.851	164.014	-	164.014	-	32.546.476	-	32.546.476
15.535.408	31.070.822	-	46.606.230	1.937.059	-	1.937.059	-	30.829.074	15.414.538	46.243.612	1.941.239	-	1.941.239	-	17.199.885	34.700.328	51.900.213
11.124.275	11.124.275	-	22.248.550	64.054	-	64.054	-	23.365.572	-	23.365.572	-	-	-	-	-	-	-
-	48.281.610	24.257.703	72.539.313	2.306.749	-	2.306.749	-	23.717.567	47.973.552	71.691.119	-	-	-	-	-	-	-
-	106.178.766	-	106.178.766	402.540	-	402.540	-	105.685.080	-	105.685.080	456.111	-	456.111	-	104.210.669	104.210.669	-
-	-	21.761.387	21.761.387	102.531	-	102.531	-	-	21.680.354	21.680.354	181.497	-	181.497	-	21.397.849	-	21.397.849
-	-	-	-	21.832.974	-	21.832.974	-	-	-	-	114.096	-	114.096	21.397.849	-	-	21.397.849
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30.623	9.019.194	9.049.817	-	-	-	-
-	-	-	-	98.018	23.170.878	23.268.896	-	-	-	-	115.603	-	115.603	22.868.952	-	-	22.868.952
-	-	-	-	101.709	20.460.835	20.562.544	-	-	-	-	91.853	-	91.853	20.194.220	-	-	20.194.220
39.442.515	-	-	39.442.515	321.197	-	321.197	-	39.295.641	-	39.295.641	372.955	-	372.955	-	38.783.602	-	38.783.602
-	-	-	-	349.370	-	349.370	67.751.105	-	-	67.751.105	390.407	-	390.407	66.868.280	-	-	66.868.280
-	49.414.670	-	49.414.670	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	52.591.832	52.591.832	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22.830.506	-	-	22.830.506	392.358	-	392.358	12.150.097	12.150.097	-	24.300.194	-	700.207	700.207	-	28.930.201	-	28.930.201
24.824.490	49.613.357	-	74.437.847	1.017.294	-	1.017.294	-	49.120.017	24.588.835	73.708.852	-	1.147.175	1.147.175	-	27.571.778	55.430.804	83.002.582
-	-	-	-	725.664	14.536.627	15.262.291	14.296.446	-	-	14.296.446	1.664.942	15.999.149	17.664.091	32.311.253	-	-	32.311.253
-	-	9.391.474	9.391.474	-	78.971	78.971	-	-	9.378.774	9.378.774	-	-	-	-	-	-	-
-	-	9.391.474	9.391.474	184.042	-	184.042	-	-	9.378.774	9.378.774	-	-	-	-	-	-	-
-	-	7.513.179	7.513.179	-	100.802	100.802	-	-	7.503.020	7.503.020	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.930.354	-	7.930.354	-	-	-	-
-	-	-	-	-	47.369	47.369	5.528.788	-	-	5.528.788	48.664	-	48.664	5.679.896	-	-	5.679.896
2.817.442	-	-	2.817.442	67.703	-	67.703	-	2.813.632	-	2.813.632	69.553	-	69.553	-	2.890.532	-	2.890.532
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	44.894	-	44.894	-	3.854.043	-	3.854.043
-	-	-	-	-	10.259	10.259	9.469.916	-	-	9.469.916	10.266	-	10.266	9.476.559	-	-	9.476.559
5.108.962	-	-	5.108.962	168.935	-	168.935	-	5.102.053	-	5.102.053	173.552	-	173.552	-	5.241.499	-	5.241.499
3.380.931	-	-	3.380.931	133.867	-	133.867	-	3.376.359	-	3.376.359	137.526	-	137.526	-	3.468.639	-	3.468.639
3.756.589	-	-	3.756.589	-	43.699	43.699	3.751.510	-	-	3.751.510	-	-	-	-	-	-	-
3.756.589	-	-	3.756.589	-	41.423	41.423	3.751.510	-	-	3.751.510	42.555	-	42.555	-	3.854.043	-	3.854.043
-	-	-	-	15.086	-	15.086	4.689.387	-	-	4.689.387	15.498	-	15.498	4.817.554	-	-	4.817.554
-	-	-	-	181.860	5.627.265	5.809.125	-	-	-	-	186.831	-	186.831	5.781.065	-	-	5.781.065
7.513.179	-	-	7.513.179	174.953	-	174.953	7.503.020	-	-	7.503.020	179.735	-	179.735	-	7.708.087	-	7.708.087
4.695.737	-	-	4.695.737	15.778	-	15.778	-	4.689.387	-	4.689.387	16.209	-	16.209	-	4.817.554	-	4.817.554
-	-	5.634.884	5.634.884	167.411	-	167.411	-	-	5.627.265	5.627.265	171.987	-	171.987	-	5.781.065	-	5.781.065
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.897.275	-	3.897.275	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.894.881	-	5.894.881	-	-	-	-
-	-	-	-	-	2.836.092	2.836.092	-	-	-	-	23.074	-	23.074	2.890.532	-	-	2.890.532
-	-	-	-	-	5.831.170	5.831.170	-	-	-	-	209.478	-	209.478	5.781.065	-	-	5.781.065
-	-	-	-	205.151	5.627.265	5.832.416	-	-	-	-	210.758	-	210.758	5.781.065	-	-	5.781.065
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.082.940	-	5.082.940	-	-	-	-
4.678.832	-	-	4.678.832	111.970	-	111.970	4.672.505	-	-	4.672.505	115.030	-	115.030	-	4.800.211	-	4.800.211
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.516.119	-	2.516.119	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.840	-	4.840	-	-	-	-
-	-	-	-	-	2.857.332	2.857.332	-	-	-	-	44.894	-	44.894	2.890.532	-	-	2.890.532
-	-	3.756.589	3.756.589	121.631	-	121.631	-	-	3.751.510	3.751.510	124.955	-	124.955	-	3.854.043	-	3.854.043
5.634.886	-	-	5.634.886	-	27.355	27.355	5.627.265	-	-	5.627.265	28.102	-	28.102	-	5.781.065	-	5.781.065
-	-	-	-	79.202	3.751.510	3.830.712	-	-	-	-	81.366	-	81.366	3.854.043	-	-	3.854.043
-	-	-	-	-	53.336	53.336	4.753.112	-	-	4.753.112	48.852	-	48.852	4.756.410	-	-	4.756.410
-	-	-	-	-	17.985	17.985	4.743.193	-	-	4.743.193	17.997	-	17.997	4.746.484	-	-	4.746.484
-	3.756.589	-	3.756.589	-	39.287	39.287	-	3.751.510	-	3.751.510	40.360	-	40.360	-	3.854.043	-	3.854.043
-	5.634.884	-	5.634.884	-	82.797	82.797	-	5.627.265	-	5.627.265	85.060	-	85.060	-	5.781.065	-	5.781.065
-	-	7.513.179	7.513.179	-	55.231	55.231	-	-	7.503.020	7.503.020	-	-	-	-	-	-	-
-	-	9.391.474	9.391.474	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	28.609	750.302	778.911	-	-	-	-	29.390	-	29.390	770.809	-	-	770.809
-	-	9.391.474	9.391.474	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	6.667.946	6.667.946	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	9.391.474	9.391.474	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	11.269.768	11.269.768	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.571	3.963.560	3.979.131	-	-	-	-
-	-	25.120.127	25.120.127	-	2.600.112	2.600.112	4.943.927	5.847.754	16.279.903	27.071.584	-	2.409.255	2.409.255	4.490.426	5.342.947	18.824.480	28.657.853
-	-	-	-	5.678.277	-	5.678.277	176.552.999	-	-	176.552.999	6.142.514	-	6.142.514	189.274.248	-	-	189.274.248
134.528.116	-	-	134.528.116	-	739.151	739.151	-	123.377.492	-	123.377.492	-	799.582	799.582	-	133.177.054	-	133.177.054
-	-	450.115	450.115	-	2.265	2.265	-	-	411.806	411.806	-	2.450	2.450	-	445.474	-	445.474
-	5.249.833	-	5.249.833	130.640	-	130.640	-	-	4.783.175	4.783.175	141.895	-	141.895	-	5.195.251	-	5.195.251
-	-	4.695.737	4.695.737	-	7.400	7.400	-	-	4.689.388	4.689.388	-	7.603	7.603	-	4.817.555	-	4.817.555
-	-	4.695.737	4.695.737	144.821	-	144.821	-	-	4.689.388	4.689.388	148.780	-	148.780	-	4.817.555	-	4.817.555

											31 de diciembre de 2013		
											Corriente M\$		
Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Garantía	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,86%	6,75%	No	84.523	3.756.589	3.841.112	
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,61%	6,50%	No	-	-	-	
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,54%	6,44%	No	-	-	-	
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,74%	6,63%	No	-	-	-	
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,70%	6,59%	No	5.425.591	-	5.425.591	
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	6,44%	6,34%	No	143.391	-	143.391	
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	9,20%	9,00%	No	-	5.164.073	5.164.073	
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	7,93%	7,78%	No	148.259	-	148.259	
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	7,25%	7,13%	No	105.649	-	105.649	
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,74%	6,63%	No	159.409	-	159.409	
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,09%	6,00%	No	86.622	-	86.622	
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5,87%	5,78%	No	75.877	-	75.877	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos A-10	Colombia	\$ Col	6,89%	6,72%	No	410.041	-	410.041	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos A102	Colombia	\$ Col	6,89%	6,72%	No	78.103	-	78.103	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B-103	Colombia	\$ Col	7,00%	7,00%	No	2.793.820	-	2.793.820	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos A5	Colombia	\$ Col	5,54%	5,43%	No	13.546.078	-	13.546.078	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B10	Colombia	\$ Col	7,64%	7,43%	No	452.160	-	452.160	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B15	Colombia	\$ Col	7,96%	7,73%	No	163.078	-	163.078	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos E5-09	Colombia	\$ Col	9,27%	9,27%	No	-	26.251.335	26.251.335	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B09-09	Colombia	\$ Col	7,76%	7,55%	No	1.116.939	-	1.116.939	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B12	Colombia	\$ Col	7,97%	7,74%	No	470.239	-	470.239	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	No	2.327.070	-	2.327.070	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos quimbo	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	No	16.722.841	-	16.722.841	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	5,34%	5,24%	No	222.497	-	222.497	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	5,46%	5,36%	No	151.650	-	151.650	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	\$ Col	6,85%	6,68%	No	379.429	-	379.429	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	\$ Col	6,08%	5,95%	No	142.037	-	142.037	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-13	Colombia	\$ Col	6,08%	5,95%	No	46.037	-	46.037	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile - 317 Serie-H	Chile	U.F.	7,17%	6,20%	No	-	5.792.134	5.792.134	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile - 522 Serie-M	Chile	U.F.	4,82%	4,75%	No	-	481.257	481.257	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjero	The Bank of New York Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	8,50%	8,35%	No	-	-	-	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjero	The Bank of New York Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	8,83%	8,63%	No	3.770.634	-	3.770.634	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjero	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	7,96%	7,88%	No	3.543.987	-	3.543.987	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjero	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	7,40%	7,33%	No	1.133.296	-	1.133.296	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjero	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,26%	8,13%	No	717.798	-	717.798	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile - 264 Serie-F	Chile	U.F.	6,44%	6,44%	No	-	-	-	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile - 318 Serie-K	Chile	U.F.	3,86%	3,86%	No	-	-	-	
Totales Bonos No Garantizados											126.430.301	280.982.506	407.412.807

En anexo N° 4, letra b), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a las Obligaciones garantizadas y no garantizadas arriba mencionados.

- Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

											31 de diciembre de 2013				
											Corriente			No Corriente	
Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Peru	US\$	2,00%	1.347.864	3.986.173	5.334.037	14.566.758	11.515.608	-	26.082.366	
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco BBVA Continental	Perú	Soles	6,27%	989.495	1.675.819	2.665.314	490.678	-	-	490.678	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	COMAFI	Argentina	\$ Arg	25,15%	70.850	100.910	171.760	-	-	-	-	
Extranjero	EE Piura	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5,80%	-	4.681.911	4.681.911	12.853.072	9.859.216	21.464.788	44.177.076	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	87.509.100-K	Abengoa Chile	Chile	US\$	6,50%	-	1.193.881	1.193.881	2.625.612	2.978.035	10.930.941	16.534.588	
Totales Leasing								2.408.209	11.638.694	14.046.903	30.536.120	24.352.859	32.395.729	87.284.708	

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

31 de diciembre de 2013				31 de diciembre de 2012					1 de enero de 2012								
No Corriente M\$			Corriente M\$		No Corriente M\$			Corriente M\$			No Corriente M\$						
Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
-	-	-	-	84.409	-	84.409	3.751.510	-	-	3.751.510	86.706	-	86.706	3.854.084	-	-	3.854.084
-	-	-	-	4.775.750	-	4.775.750	-	-	-	-	-	33.597	33.597	4.817.555	-	-	4.817.555
-	-	-	-	-	4.722.091	4.722.091	-	-	-	-	-	15.958	15.958	4.817.555	-	-	4.817.555
-	-	-	-	-	4.704.921	4.704.921	-	-	-	-	-	88.723	88.723	4.817.555	-	-	4.817.555
-	-	-	-	109.867	-	109.867	5.308.387	-	-	5.308.387	112.871	-	112.871	5.453.472	-	-	5.453.472
-	-	5.249.834	5.249.834	130.645	-	130.645	-	-	-	-	141.900	-	141.900	-	-	5.195.251	5.195.251
-	-	-	-	-	55.795	55.795	4.649.246	-	4.783.175	9.432.421	-	60.597	60.597	5.049.784	-	-	5.049.784
-	-	4.287.014	4.287.014	135.080	-	135.080	-	-	3.905.938	3.905.938	146.718	-	146.718	-	-	4.242.442	4.242.442
3.336.269	-	-	3.336.269	96.257	-	96.257	3.039.708	-	-	3.039.708	104.550	-	104.550	-	3.301.582	-	3.301.582
5.249.834	-	-	5.249.834	145.239	-	145.239	-	4.783.175	-	4.783.175	157.752	-	157.752	-	5.195.251	-	5.195.251
5.249.834	-	-	5.249.834	78.922	-	78.922	-	4.783.175	-	4.783.175	85.722	-	85.722	-	5.195.251	-	5.195.251
-	-	5.249.834	5.249.834	69.132	-	69.132	-	-	4.783.175	4.783.175	75.088	-	75.088	-	-	5.195.251	5.195.251
57.333.471	-	-	57.333.471	469.671	-	469.671	56.910.929	-	-	56.910.929	-	534.079	534.079	-	-	56.169.355	56.169.355
10.877.055	-	-	10.877.055	89.461	-	89.461	9.864.217	-	-	9.864.217	-	101.729	101.729	-	-	9.747.283	9.747.283
-	46.227.482	-	46.227.482	183.657	-	183.657	-	-	15.040.745	15.040.745	-	3.654.924	3.654.924	-	-	45.470.431	45.470.431
-	-	-	-	3.205.705	-	3.205.705	-	46.070.752	-	46.070.752	-	116.036	116.036	-	13.223.871	-	13.223.871
-	-	43.524.534	43.524.534	511.529	-	511.529	-	-	43.376.968	43.376.968	-	575.302	575.302	-	-	42.811.747	42.811.747
-	-	15.091.913	15.091.913	1.261.346	-	1.261.346	-	-	59.133.165	59.133.165	-	205.704	205.704	-	-	14.844.758	14.844.758
-	-	-	-	529.504	-	529.504	-	-	24.276.576	24.276.576	-	1.146.419	1.146.419	-	24.666.371	-	24.666.371
-	59.334.333	-	59.334.333	134.607	-	134.607	13.398.459	-	-	13.398.459	-	1.416.305	1.416.305	-	-	58.362.634	58.362.634
-	-	24.359.164	24.359.164	1.161.554	-	1.161.554	24.992.028	-	-	24.992.028	-	592.993	592.993	-	-	23.960.242	23.960.242
-	-	24.481.561	24.481.561	2.318.404	-	2.318.404	-	-	24.390.398	24.390.398	-	2.288.195	2.288.195	-	-	24.072.581	24.072.581
-	-	174.754.259	174.754.259	16.660.570	-	16.660.570	-	-	175.274.820	175.274.820	-	16.443.475	16.443.475	-	-	172.990.913	172.990.913
-	-	81.524.318	81.524.318	264.062	-	264.062	-	-	81.301.327	81.301.327	-	-	-	-	-	-	-
-	-	54.347.606	54.347.606	179.360	-	179.360	-	-	54.200.884	54.200.884	-	-	-	-	-	-	-
-	-	98.661.277	98.661.277	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	41.454.410	41.454.410	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	13.436.730	13.436.730	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9.696.776	9.696.776	45.132.233	64.525.785	-	5.731.907	5.731.907	9.501.752	9.501.752	48.775.725	67.779.229	-	5.653.703	5.653.703	9.274.316	9.274.316	51.798.587	70.347.219
-	-	229.459.080	229.459.080	-	446.803	446.803	-	-	224.665.832	224.665.832	-	436.109	436.109	-	-	218.509.846	218.509.846
-	-	-	-	6.679.443	191.984.000	198.663.443	-	-	-	-	-	7.225.533	7.225.533	206.726.825	-	-	206.726.825
104.458.309	-	-	104.458.309	3.449.713	-	3.449.713	94.914.421	-	-	94.914.421	3.731.750	-	3.731.750	-	102.843.263	-	102.843.263
-	-	106.741.471	106.741.471	3.242.355	-	3.242.355	-	-	97.491.553	97.491.553	3.507.440	-	3.507.440	-	-	105.516.202	105.516.202
-	-	36.596.392	36.596.392	1.036.841	-	1.036.841	-	-	33.456.554	33.456.554	1.121.609	-	1.121.609	-	-	36.254.989	36.254.989
-	-	15.750.432	15.750.432	656.705	-	656.705	-	-	13.944.705	13.944.705	710.395	-	710.395	-	-	15.584.934	15.584.934
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.548.592	31.548.592	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	699.402	699.402	-	-	88.931.329	88.931.329
511.201.910	425.583.397	1.242.987.615	2.179.772.922	85.104.909	309.285.047	394.389.956	594.697.243	517.556.213	1.092.454.842	2.204.708.298	91.218.618	151.567.139	242.785.757	687.373.937	503.771.010	1.248.768.956	2.439.913.903

31 de diciembre de 2012								1 de enero de 2012							
Corriente				No Corriente				Corriente				No Corriente			
Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente		
1.231.661	3.610.794	4.842.455	11.478.411	17.127.941	-	28.606.352	1.918.477	6.218.565	8.137.042	10.519.276	14.415.305	11.395.943	36.330.524		
1.191.889	2.701.760	3.893.649	2.178.152	-	-	2.178.152	579.527	3.648.359	4.227.886	2.859.893	-	-	2.859.893		
72.637	390.074	462.711	202.235	-	-	202.235	121.499	280.084	401.583	593.623	-	-	593.623		
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
-	1.025.604	1.025.604	2.255.535	2.558.284	11.405.767	16.219.586	1.041.741	-	1.041.741	2.291.023	2.598.536	13.765.541	18.655.100		
2.496.187	7.728.232	10.224.419	16.114.333	19.686.225	11.405.767	47.206.325	3.661.244	10.147.008	13.808.252	16.263.815	17.013.841	25.161.484	58.439.140		

- Individualización de Otras Obligaciones

										31 de diciembre de 2013				
Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años		
96.589.170-6	Empresa Eléctrica Pangue	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	-	-	-	-		
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	-	-	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	73.993.677	-	73.993.677	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	22.907.475	-	22.907.475	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	17,29%	3.249.165	2.171.469	5.420.634	1.447.643	-		
96.827.970-K	Endesa Eco S.A.	Chile	96601250-1	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	6,10%	-	-	-	-	-		
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US\$	2,67%	-	281.066	281.066	-	-		
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	19,79%	-	-	-	-	975.589		
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	0,78%	635	-	635	-	-		
Extranjera	Ampla Energía E Servicios S.A.	Brasil	Extranjera	Eletróbrás	Brasil	Real	6,54%	312.100	932.977	1.245.077	2.458.601	1.950.364		
Extranjera	Ampla Energía E Servicios S.A.	Brasil	Extranjera	Bndes	Brasil	Real	8,57%	3.253.636	14.562.362	17.815.998	46.219.847	41.924.728		
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	-	-	-	-		
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	-	-	-	-		
Extranjero	Dock Sud	Argentina	Extranjero	YPF Internacional	Argentina	US\$	5,27%	-	39.208.345	39.208.345	-	-		
Extranjero	Dock Sud	Argentina	Extranjero	YPF Argentina	Argentina	US\$	3,27%	-	2.381.532	2.381.532	-	-		
Extranjero	Dock Sud	Argentina	Extranjero	PAN American Energy	Argentina	US\$	3,27%	-	4.786.694	4.786.694	-	-		
Extranjero	Dock Sud	Argentina	Extranjero	Repsol International Finance	Argentina	US\$	3,91%	-	1.551.476	1.551.476	-	-		
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,79%	3.443.419	10.247.190	13.690.609	9.450.057	9.450.056		
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Eletróbras	Brasil	Real	6,26%	624.659	1.864.973	2.489.632	4.913.450	4.356.883		
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	US\$	4,38%	13.448	36.224	49.672	-	-		
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	14,96%	919.318	-	919.318	-	-		
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	BNDES	Brasil	Real	8,70%	2.894.668	11.535.775	14.430.443	13.367.147	13.367.147		
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Faelce	Brasil	Real	13,22%	1.431.918	1.421.258	2.853.176	-	-		
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	BEI	Brasil	US\$	5,49%	-	-	-	-	-		
Totales Otros								113.044.118	90.981.341	204.025.459	77.856.745	72.024.767		

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

19.4 Deuda de cobertura

De la deuda en dólares estadounidenses del Grupo, al 31 de diciembre de 2013, M\$ 754.177.869 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\$ 663.941.768 y M\$ 739.686.386 al 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, respectivamente) (véase Nota 3.m).

El movimiento al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 en el rubro "Reservas de coberturas de flujo de caja" por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	31-12-13	31-12-12	01-01-12
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	37.372.801	30.554.503	67.748.527
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(24.792.601)	17.591.453	(28.520.464)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	(10.087.806)	(10.657.638)	(9.306.696)
Diferencias de conversión	(76.955)	(115.517)	633.136
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	2.415.439	37.372.801	30.554.503

19.5 Otros aspectos

Al 31 de diciembre de 2013 el Grupo Enersis disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles por M\$ 208.900.680 (M\$ 240.683.000 y M\$ 238.832.000 al 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, respectivamente).

31 de diciembre de 2012												1 de enero de 2012					
No Corriente		Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente						
Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente		
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	2	-	-	-	-		
-	-	-	-	-	-	-	-	-	27	-	27	-	-	-	-		
-	-	70.025.348	-	70.025.348	-	-	-	-	7.749.998	14.969.290	22.719.288	12.851.153	37.735.332	-	50.586.485		
-	-	14.355.259	-	14.355.259	-	-	-	-	-	13.925.511	13.925.511	-	-	-	-		
-	1.447.643	1.791.317	3.600.814	5.392.131	5.629.544	-	-	5.629.544	679.866	1.133.110	1.812.976	-	-	-	-		
-	-	2.022.260	-	2.022.260	-	-	-	-	3.929.271	-	3.929.271	-	-	-	-		
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
-	975.589	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
882.077	5.291.042	172.980	640.394	813.374	2.375.163	2.224.100	1.703.248	6.302.511	205.853	613.419	819.272	2.035.832	2.239.892	2.816.907	7.092.631		
29.419.619	117.564.194	3.218.667	9.027.835	12.246.502	23.271.708	22.831.600	12.665.160	58.768.468	4.941.520	10.526.077	15.467.597	23.343.601	22.203.629	22.367.250	67.914.480		
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.235	1.235	-	-	-	-		
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.958	3.958	-	-	-	-		
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
1.181.259	20.081.372	1.524.427	6.381.892	7.906.319	19.261.134	9.944.359	6.165.602	35.371.095	1.975.303	6.454.541	8.429.844	24.074.744	5.911.192	6.650.091	36.636.027		
5.928.801	15.199.134	867.551	2.252.314	3.119.865	5.005.894	4.687.321	7.797.798	17.491.013	1.289.715	3.067.631	4.357.346	6.534.103	5.634.274	11.052.898	23.221.275		
1.447.118	1.447.118	13.741	66.375	80.116	33.187	-	1.325.728	1.358.915	16.411	113.158	129.569	108.803	-	1.448.799	1.557.602		
-	-	977.200	2.940.005	3.917.205	910.845	-	-	910.845	1.049.301	3.073.192	4.122.493	5.366.340	-	-	5.366.340		
12.776.112	39.510.406	3.493.261	8.605.380	12.098.641	11.473.840	-	-	11.473.840	5.567.428	16.072.830	21.640.258	27.967.533	-	-	27.967.533		
-	-	-	2.826.796	2.826.796	1.413.400	-	-	1.413.400	-	3.176.291	3.176.291	4.764.438	-	-	4.764.438		
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.532.108	4.532.108	-	-	-	-		
51.634.986	201.516.498	98.462.011	36.341.805	134.803.816	69.374.715	39.687.380	29.657.536	138.719.631	27.404.695	77.662.351	105.067.046	107.046.547	73.724.319	44.335.945	225.106.811		

Nota 20

Política 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.

20.1 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 72% al 31 de diciembre de 2013.

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

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

Posición neta:

	31-12-13 %	31-12-12 %	01-01-12 %
Tasa de interés fijo	72%	60%	61%
Tasa de interés variable	28%	40%	39%
Total	100%	100%	100%

20.2 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 del dólar.
- 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.

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

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 31 de diciembre de 2013, no hay operaciones vigentes de derivados de commodities. Al 31 de diciembre de 2012, estaban vigentes operaciones swaps por 462 mil barriles de Brent para enero 2013 y 365 mil toneladas de carbón para el período febrero-junio de 2013 (al 1 de enero de 2012 no existían instrumentos de cobertura vigentes).

De acuerdo a las condiciones operativas que se actualizan permanentemente, éstas coberturas pueden ser modificadas, o incluir otros commodities (ver nota 21.3).

20.4 Riesgo de liquidez

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

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver notas 19, 21 y anexo 4.

Al 31 de diciembre de 2013, el Grupo Enersis presenta una liquidez de M\$ 1.606.387.569 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 208.900.680 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2012, el Grupo Enersis tenía una liquidez de M\$ 815.832.061 en efectivo y medios equivalentes y M\$ 240.683.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional (M\$ 1.187.684.209 y M\$ 238.832.000 respectivamente, al 1 de enero de 2012).

20.5 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) 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 investment grade.

20.6 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 pérdida 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 los posibles incrementos de valor razonable de la cartera en un día.

La valoración de las distintas posiciones de deuda y derivados financieros incluidos en el cálculo, se han realizado de forma consistente con la metodología de cálculo del capital económico reportado a la Gerencia.

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	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$
Tipo de interés	17.236.855	15.933.808
Tipo de cambio	3.074.168	2.346.380
Correlación	(390.965)	(468.249)
Total	19.920.058	17.811.939

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado durante los ejercicios 2013 y 2012 en función del inicio/vencimiento de las operaciones.

Nota 21

Instrumentos Financieros

21.1 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 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es el siguiente:

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 disponibles 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	1.079.283.455	-	-
Total Corriente	4.107.362	163.288.698	588.490.652	1.079.283.455	-	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	1.302.329.128	452.265.550	29.546.231

31 de diciembre de 2012						
	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 disponibles para la venta M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	51.876
Otros activos de carácter financiero	-	194.196.327	-	894.613.988	-	-
Total Corriente	-	194.196.327	-	894.613.988	-	51.876
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	4.178.597	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	32.384.466
Otros activos de carácter financiero	-	-	27.045.746	203.082.205	375.227.434	-
Total No Corriente	-	-	27.045.746	203.082.205	379.406.031	32.384.466
Total	-	194.196.327	27.045.746	1.097.696.193	379.406.031	32.436.342

1 de enero de 2012						
	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 disponibles para la venta M\$	Derivados de cobertura M\$
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	-	-
Instrumentos derivados	47.504	-	-	-	-	748.078
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	1.012.063.837	-	-
Total Corriente	47.504	-	-	1.012.063.837	-	748.078
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	4.085.253	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	12.178.355
Otros activos de carácter financiero	-	-	20.793.960	443.317.694	-	-
Total No Corriente	-	-	20.793.960	443.317.694	4.085.253	12.178.355
Total	47.504	-	20.793.960	1.455.381.531	4.085.253	12.926.433

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es el siguiente:

	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	-	-	1.624.004.602	-
Total Corriente	5.803.609	-	2.407.535.147	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	-	5.118.909.217	214.572.815

	31 de diciembre de 2012			
	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	3.755.999	2.022.260	647.794.289	-
Instrumentos derivados	-	-	-	4.850.754
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.345.111.257	-
Total Corriente	3.755.999	2.022.260	1.992.905.546	4.850.754
Préstamos que devengan interés	8.336.860	-	2.686.414.838	-
Instrumentos derivados	-	-	-	233.368.171
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	14.257.438	-
Total No Corriente	8.336.860	-	2.700.672.276	233.368.171
Total	12.092.859	2.022.260	4.693.577.822	238.218.925

	1 de enero de 2012			
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	11.601.335	3.929.271	637.132.100	-
Instrumentos derivados	807.105	-	-	6.200.643
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.374.639.101	-
Total Corriente	12.408.440	3.929.271	2.011.771.201	6.200.643
Préstamos que devengan interés	13.215.469	-	3.045.226.089	-
Instrumentos derivados	-	-	-	212.913.735
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	14.304.607	-
Total No Corriente	13.215.469	-	3.059.530.696	212.913.735
Total	25.623.909	3.929.271	5.071.301.897	219.114.378

21.2 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 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, 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 2013				31 de diciembre de 2012				1 de enero de 2012			
	Activo Corriente M\$	No corriente M\$	Pasivo Corriente M\$	No corriente M\$	Activo Corriente M\$	No corriente M\$	Pasivo Corriente M\$	No corriente M\$	Activo Corriente M\$	No corriente M\$	Pasivo Corriente M\$	No corriente M\$
Cobertura de tipo de interés:	4.013.126	4.393.690	1.245.586	1.079.984	-	3.183.912	184.337	5.583.530	-	2.792.448	119.964	7.048.868
Cobertura flujos de caja	4.013.126	4.393.690	1.245.586	1.079.984	-	3.183.912	184.337	5.583.530	-	2.792.448	119.964	7.048.868
Cobertura de tipo de cambio:	21.129.599	9.816	116.095.465	96.151.780	51.876	29.200.554	4.666.417	227.784.641	748.078	9.385.907	6.080.679	205.864.867
Cobertura de flujos de caja	21.129.599	9.816	116.081.484	94.681.404	51.876	29.200.554	4.648.602	224.676.991	748.078	9.385.907	3.070.825	201.717.556
Cobertura de valor razonable	-	-	13.981	1.470.376	-	-	17.815	3.107.650	-	-	3.009.854	4.147.311
TOTAL	25.142.725	4.403.506	117.341.051	97.231.764	51.876	32.384.466	4.850.754	233.368.171	748.078	12.178.355	6.200.643	212.913.735

- 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 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 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 31-12-2013	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2012	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 01-01-2012
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	6.081.246	(2.583.955)	(4.376.384)
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(1.484.357)	(3.125.465)	(7.157.165)
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(189.623.473)	(200.073.163)	(194.654.396)

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 2013		31 de diciembre de 2012		31 de diciembre de 2011	
	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$
Instrumento derivado	697.443	-	381.011	-	4.034.969	-
Partida subyacente	-	1.556.853	-	2.167.393	-	4.763.189
TOTAL	697.443	1.556.853	381.011	2.167.393	4.034.969	4.763.189

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

Al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, 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 2013				31 de diciembre de 2012				1 de enero de 2012			
	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\$	Activo Corriente M\$	Pasivo Corriente M\$	Activo No Corriente M\$	Pasivo No Corriente M\$
Instrumentos derivados de no cobertura	4.107.362	1.410.556	-	-	-	-	-	-	47.504	807.105	-	-

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 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

Derivados financieros	31 de diciembre de 2013							
	Valor razonable M\$	Valor nominal						Total M\$
		Antes de 1 Año M\$	1-2 Años M\$	2-3 Años M\$	3-4 Años M\$	4-5 Años M\$	Posteriores 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)	528.667.696	2.681.268	220.782.812	-	-	-	752.131.776
Cobertura de flujos de caja	(189.623.473)	527.137.108	1.041.243	220.782.812	-	-	-	748.961.163
Cobertura de valor razonable	(1.484.357)	1.530.588	1.640.025	-	-	-	-	3.170.612
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

Derivados financieros	31 de diciembre 2012							
	Valor razonable M\$	Valor nominal						Total M\$
		Antes de 1 Año M\$	1 - 2 Años M\$	2-3 Años M\$	3-4 Años M\$	4-5 Años M\$	Posteriores M\$	
Cobertura de tipo de interés:	(2.583.955)	6.587.265	117.831.384	33.525.893	43.789.494	20.679.250	-	222.413.286
Cobertura de flujos de caja	(2.583.955)	6.587.265	117.831.384	33.525.893	43.789.494	20.679.250	-	222.413.286
Cobertura de tipo de cambio:	(203.198.628)	10.905.551	490.286.790	1.785.653	216.342.351	-	-	719.320.345
Cobertura de flujos de caja	(200.073.163)	9.407.392	488.681.512	65.598	216.342.351	-	-	714.496.853
Cobertura de valor razonable	(3.125.465)	1.498.159	1.605.278	1.720.055	-	-	-	4.823.492
Deivados no designados contablemente de cobertura	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	(205.782.583)	17.492.816	608.118.174	35.311.546	260.131.845	20.679.250	-	941.733.631

Derivados financieros	01 de enero 2012							
	Valor razonable M\$	Valor nominal						Total M\$
		Antes de 1 Año M\$	1 - 2 Años M\$	2-3 Años M\$	3-4 Años M\$	4-5 Años M\$	Posteriores M\$	
Cobertura de tipo de interés:	(4.376.384)	10.780.523	7.125.818	125.247.877	6.893.698	5.292.723	8.368.224	163.708.863
Cobertura de flujos de caja	(4.376.384)	10.780.523	7.125.818	125.247.877	6.893.698	5.292.723	8.368.224	163.708.863
Cobertura de tipo de cambio:	(201.811.561)	29.287.450	10.912.595	499.430.704	2.091.618	211.163.933	-	752.886.300
Cobertura de flujos de caja	(194.654.396)	23.473.223	9.147.062	497.538.936	64.588	211.163.933	-	741.387.742
Cobertura de valor razonable	(7.157.165)	5.814.227	1.765.533	1.891.768	2.027.030	-	-	11.498.558
Deivados no designados contablemente de cobertura	(759.601)	17.569.294	-	-	-	-	-	17.569.294
TOTAL	(206.947.546)	57.637.267	18.038.413	624.678.581	8.985.316	216.456.656	8.368.224	934.164.457

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.

21.3 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 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:			
	31-12-13 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	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	129.780	-	129.780	-
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	645.208.585	163.317.893	481.890.692	-

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 de commodities designados como cobertura de flujo de caja	-	-	-	-
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	-
Otros pasivos financieros corto plazo	-	-	-	-
Total	225.083.579	-	225.083.579	-

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:			
	31-12-12 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	32.436.342	-	32.436.342	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	784.741	-	784.741	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	194.196.327	194.196.327	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	375.258.902	31.468	375.227.434	-
Total	602.676.312	194.227.795	408.448.517	-

Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	235.093.460	-	235.093.460	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	3.125.465	-	3.125.465	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	32.200	-	32.200	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	3.755.999	-	3.755.999	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	8.336.860	-	8.336.860	-
Otros pasivos financieros corto plazo	2.022.260	-	-	2.022.260
Total	252.366.244	-	250.343.984	2.022.260

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:			
	01-01-12 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	12.926.433	-	12.926.433	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	47.504	-	47.504	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	86.852	86.852	-	-
Total	13.060.789	86.852	12.973.937	-

Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	211.957.213	-	211.957.213	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	7.157.165	-	7.157.165	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	807.105	-	807.105	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	11.601.335	-	11.601.335	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	13.215.469	-	13.215.469	-
Otros pasivos financieros corto plazo	3.929.271	-	-	3.929.271
Total	248.667.558	-	244.738.287	3.929.271

21.3.1 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 2012	3.929.271
Utilidad imputada en resultado financiero	(1.907.011)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	2.022.260
Utilidad imputada en resultado financiero	(2.022.260)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	0

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.

Nota 22

Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Pagar Corrientes

El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 enero de 2012 es el siguiente:

	Corrientes			No corrientes		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar						
Acreeedores comerciales	503.498.609	403.045.758	383.776.345	-	-	-
Otras cuentas por pagar	916.093.723	791.805.992	829.611.968	23.063.878	14.257.438	14.304.607
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.419.592.332	1.194.851.750	1.213.388.313	23.063.878	14.257.438	14.304.607

El detalle de Acreeedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 enero de 2012 es el siguiente:

	Corrientes			No corrientes		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$	Uno a cinco años		
31-12-13 M\$				31-12-12 M\$	01-01-12 M\$	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar						
Proveedores por compra de energía	473.475.615	362.234.278	349.896.152	-	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	30.022.994	40.811.480	33.880.193	-	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	585.516.463	531.033.373	517.210.243	-	24.806	243.790
Dividendos por pagar a participaciones no controladoras	171.536.664	117.317.629	161.073.860	-	-	-
Multas y reclamaciones (*)	84.104.347	78.970.305	74.994.982	-	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	21.530.534	24.036.804	17.971.576	16.772.447	7.544.852	3.894.943
Cuentas por pagar instituciones fiscales	2.834.294	5.416.568	17.684.946	126.137	4.151.439	7.580.699
Contrato Mitsubishi (LTSA)	24.837.227	16.988.406	11.514.861	-	-	-
Obligaciones programas sociales	9.647.096	3.663.538	14.987.123	-	-	-
Otras cuentas por pagar	16.087.098	14.379.369	14.174.377	6.165.294	2.536.341	2.585.175
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.419.592.332	1.194.851.750	1.213.388.313	23.063.878	14.257.438	14.304.607

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en nota 20.4.

(*) 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 5.2).

Nota 23

Provisiones

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 enero de 2012 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes			No corrientes		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$
Provisión de reclamaciones legales	56.337.107	31.476.623	49.741.677	164.694.598	155.901.482	186.626.567
Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación (1)	-	-	-	24.109.594	20.475.846	13.472.195
Provisión proveedores y servicios	14.682.069	11.635.899	9.689.600	5.163.161	-	-
Provisiones por beneficios a trabajadores	33.253.379	27.311.156	31.162.406	-	100.707	65.221
Otras provisiones	14.310.103	19.307.024	8.595.703	-	97.000	1.851.856
Total	118.582.658	89.730.702	99.189.386	193.967.353	176.575.035	202.015.839

(1) Ver nota 3a

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 enero de 2012 es el siguiente:

	Por Reclamaciones Legales M\$	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación M\$	Otras Provisiones M\$	Total M\$
Movimientos en Provisiones				
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	187.378.105	20.475.846	58.451.786	266.305.737
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 bajo control común	9.403.960	357.755	-	9.761.715
Provisión Utilizada	(23.712.842)	(207.158)	(16.114.633)	(40.034.633)
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	8.956.926	46.244.274
Saldo al 31 de diciembre de 2013	221.031.705	24.109.594	67.408.712	312.550.011
Movimientos en Provisiones				
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012	236.368.244	13.472.195	51.364.786	301.205.225
Provisiones Adicionales	-	6.350.280	-	6.350.280
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	(10.979.847)	2.890	1.732.867	(9.244.090)
Provisión Utilizada	(35.949.989)	(112.792)	(18.253.231)	(54.316.012)
Reversión de Provisión No Utilizada	-	-	-	-
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	26.299.019	513.394	20.531.128	47.343.541
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(28.541.694)	206.748	(7.091.382)	(35.426.328)
Otro Incremento (Decremento)	182.372	43.131	10.167.618	10.393.121
Total Movimientos en Provisiones	(48.990.139)	7.003.651	7.087.000	(34.899.488)
Saldo Final al 31 de diciembre de 2012	187.378.105	20.475.846	58.451.786	266.305.737

Nota 24

Obligaciones por Beneficios Post Empleo

24.1 Aspectos generales

Enerjis 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. I.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 Perú: Existe un convenio de otorgar a los trabajadores ("sujetos al convenio colectivo") una gratificación extraordinaria por tiempo de servicios, en la oportunidad que el trabajador cumpla con acumular un período equivalente a cinco años de labor efectiva. Dicho beneficio se otorga de acuerdo a la siguiente escala:

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

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.

24.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

a) Al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Cuentas contables

	Saldo al		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$
Obligaciones post empleo no corriente	238.514.991	256.161.368	269.353.075
Total Pasivo	238.514.991	256.161.368	269.353.075
Total Obligaciones Post Empleo, neto	238.514.991	256.161.368	269.353.075

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$
Obligaciones post empleo	521.850.486	628.823.491	592.212.012
(-) Plan de activos (*)	(322.830.274)	(393.880.165)	(366.137.888)
Total	199.020.212	234.943.326	226.074.124
Importe no reconocido debido al límite de Activos de Planes de Beneficios definidos	39.494.779	21.218.042	43.278.951
Total Obligaciones Post Empleo, neto	238.514.991	256.161.368	269.353.075

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

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 de razonable de los activos afectos al 31 de diciembre de 2013 y al cierre de los cuatro ejercicios anteriores:

	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$	31-12-09 M\$
Pasivo Actuarial	521.850.486	628.823.491	592.212.012	548.004.356	503.721.949
Activos Afectos	(322.830.274)	(393.880.165)	(366.137.888)	(377.239.859)	(362.690.337)
Diferencia	199.020.212	234.943.326	226.074.124	170.764.497	141.031.612
Limitación no reconocida debido al límite de los Activos del Plan	39.494.779	21.218.042	43.278.951	42.952.266	39.960.319
Transferencia a grupos mantenidos para la venta	-	-	-	(2.786.493)	-
Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial	238.514.991	256.161.368	269.353.075	210.930.270	180.991.931

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

	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales			
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	4.462.712	3.689.477	4.323.923
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	54.773.138	53.828.477	56.225.969
Ingresos por intereses activos del plan	(37.219.214)	(34.379.133)	(44.345.866)
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	2.422.955	-	-
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	24.439.591	23.138.821	16.204.026
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	(6.351.518)	14.044.750	61.614.524
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	18.088.073	37.183.571	77.818.550

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

Pasivo Actuarial Neto	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	256.161.368
Coste Neto por Intereses	19.976.881
Costes 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)
Pasivo Actuarial Neto Final al 31 de diciembre de 2013	238.514.991

d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2013 y ejercicio 2012 es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012	592.212.012
Costo del servicio corriente	3.689.477
Costo por intereses	53.828.477
Aportaciones efectuadas por los participantes	1.133.093
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	55.473.069
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	28.704.577
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(60.408.303)
Contribuciones pagadas	(46.161.462)
Otros	352.551
Saldo al 31 de diciembre de 2012	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

Al 31 de diciembre de 2013, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 8,25% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (6,38% a 31 de diciembre de 2012), en un 74,67% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (79,54% a 31 de diciembre de 2012), en un 14,82% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (12,61% a 31 de diciembre 2012), en un 1,85% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (1,12% a 31 de diciembre de 2012) y el 0,41% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,35% a 31 de diciembre de 2012).

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 2012	(366.137.888)
Ingresos por intereses	(34.379.133)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(85.384.376)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	73.137.727
Aportaciones del empleador	(1.133.093)
Aportaciones pagadas	(11.477.878)
Contribuciones pagadas	31.494.476
Saldo al 31 de diciembre de 2012	(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)

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

Categoría de los Activos del Plan	31-12-13		31-12-12		01-01-12	
	M\$	%	M\$	%	M\$	%
Acciones (renta variable)	52.901.001	16%	52.904.778	13%	55.291.894	15%
Activos de renta fija	232.840.825	72%	295.967.203	75%	275.643.406	75%
Inversiones inmobiliarias	24.609.293	8%	29.632.539	8%	20.653.101	6%
Otros	12.479.155	4%	15.375.645	4%	14.549.487	4%
Total	322.830.274	100%	393.880.165	100%	366.137.888	100%

g) Conciliación Techo del activo:

Conciliación Techo del Activo	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012	43.278.951
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	(16.128.654)
Diferencias de Conversión	(5.932.255)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	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)
Total Techo del Activo al 31 de diciembre de 2013	39.494.779

La rentabilidad real promedio al cierre del ejercicio 2013 fue de 9,98%.

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

	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$
Acciones	3	3	5
Inmuebles	21.899.207	12.825.725	10.152.936
Total	21.899.210	12.825.728	10.152.941

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 2013 y 2012:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Peru	
	31-12-13	31-12-12	31-12-13	31-12-12	31-12-13	31-12-12	31-12-13	31-12-12	31-12-13	31-12-12
Tasas de descuento utilizadas	5,40%	6,00%	11,82% - 12,44%	9,98%	7,25%	8,00%	5,50%	5,50%	6,80%	5,50%
Tasa esperada de incrementos salariales	3,00%	3,00%	7,61%	7,61%	4,00%	3,5% - 4,0% - 4,5%	0,00%	0,00%	3,00%	3,00%
Tablas de mortalidad	RV -2004	RV -2004	AT 2000	AT 2000	RV 2008	RV 2008	RV 2004	RV 2004	RV 2004	RV 2004

• Sensibilización:

Al 31 de diciembre de 2013, 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\$41.964.612 (M\$59.036.348 y M\$53.990.483 al 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$49.310.554 (M\$70.761.453 y M\$ 64.370.187 al 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012) 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 2013 han ascendido a M\$3.140.681 (M\$2.092.037 y M\$ 1.998.189 al 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente).

• Desembolso futuro:

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el próximo año asciende a M\$29.950.938.

• **Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones del Grupo ENERSIS corresponde a 12,10 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 5 y más años es como sigue:

Años	M\$
1	53.431.105
2	49.435.747
3	49.813.814
4	49.481.701
5	49.992.831
más de 5	261.641.616

Nota 25

Patrimonio

25.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora

25.1.1 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:

- 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 4.
- 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, 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 Enersis asciende a M\$ 5.669.280.725 al 31 de diciembre de 2013 y está representado en 49.092.772.762 de acciones. Al 31 de diciembre 2012 y 1 de enero de 2012, el capital de Enersis ascendía M\$ 2.824.882.835 y estaba representado por 32.651.166.465 acciones.

Al 31 de diciembre de 2013, 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 2012 y 1 de enero de 2012.

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 recientemente concretado, 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 25.5.c).

25.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el día 26 de abril de 2011, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el dividendo provisorio N° 82), y un dividendo adicional, que asciende a un total de \$7,44578. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N° 82 ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N° 83 ascendente a \$5,87398 por acción, a contar del 12 de mayo de 2011.

Lo anterior constituye una modificación de la política de dividendos de la Compañía, correspondiente al ejercicio 2010, que preveía el pago del dividendo provisorio durante el mes de diciembre.

El Directorio de Enersis en su Sesión Ordinaria de fecha 30 de noviembre de 2011, acordó, por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 27 de enero del año 2012, un dividendo provisorio de \$ 1,46560 por acción, con cargo a los resultados del ejercicio 2011, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre de 2011.

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. Para el presente ejercicio dicho porcentaje equivale a \$5,7497 por acción, al que habrá que descontar el dividendo provisorio de \$1,46560 por acción pagado en enero de 2012. En consecuencia, el monto a repartir a los accionistas será de \$4,2841 por concepto de dividendo definitivo por acción de la Compañía. Lo anterior, modifica 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 ha acordado distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el dividendo provisorio N°84), y un dividendo adicional, que ascienden a un total de \$5,74970. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N°84 ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°85 ascendente a \$4,28410 por acción.

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

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 ha acordado 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 procederá 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% del las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre 2013, 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
72	Definitivo	20-04-05	0,41654	2004
73	Definitivo	03-04-06	1,00000	2005
74	Provisorio	26-12-06	1,11000	2006
75	Definitivo	23-05-07	4,89033	2006
76	Provisorio	27-12-07	0,53119	2007
77	Definitivo	30-04-08	3,41256	2007
78	Provisorio	19-12-08	1,53931	2008
79	Definitivo	12-05-09	4,56069	2008
80	Provisorio	17-12-09	2,45677	2009
81	Definitivo	06-05-10	4,64323	2009
82	Provisorio	27-01-11	1,57180	2010
83	Definitivo	12-05-11	5,87398	2010
84	Provisorio	27-01-12	1,46560	2011
85	Definitivo	09-05-12	4,28410	2011
86	Provisorio	25-01-13	1,21538	2012
87	Definitivo	10-05-13	3,03489	2012
88	Provisorio	31-01-14	1,42964	2013

25.2 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 2013, 2012 y 2011 es el siguiente:

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(72.729.629)	(68.251.285)	(72.109.861)
Ampla Energía E Serviços S.A.	23.785.914	52.686.506	125.398.489
Ampla Invetimentos E Serviços S.A.	-	3.513.918	1.047.218
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	154.005.545	22.285.125	20.185.717
Edelnor	16.231.253	6.517.665	10.327.272
Investluz S.A.	-	(5.725.690)	3.630.372
Endesa Brasil S.A.	(258.218.756)	(104.168.848)	20.839.624
Central Costanera S.A.	578.662	(2.677.497)	(6.301.808)
Gas Atacama S.A.	5.020.651	(646.559)	3.979.726
Emgesa S.A. E.S.P.	76.006.120	53.834.515	51.141.069
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	(26.372.986)	(19.040.997)	(9.846.088)
Generandes Perú S.A.	24.832.786	24.592.212	28.938.192
Emp. Eléctrica de Piura	3.379.674	-	-
Otros	(2.541.250)	(3.639.124)	(607.254)
TOTAL	(56.022.016)	(40.720.059)	176.622.668

25.3 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.

25.4 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 2013 de sus filiales Endesa Chile, Ampla Energía, Coelce, Edelnor y Piura corresponden a M\$ 963.763.217, M\$ 431.997.899, M\$ 59.818.971, M\$ 130.412.837 y M\$ 23.948.075, respectivamente.

25.5 Otras Reservas

Al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, la naturaleza y destino de las Otras reservas es el siguiente:

	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)

	Saldo al 1 de enero de 2011 M\$	Movimiento 2011 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2011 M\$
Diferencias de cambio por conversión	113.278.890	63.343.778	176.622.668
Coberturas de flujo de caja	40.783.463	(41.093.728)	(310.265)
Activos financieros disponibles para la venta	41.825	(27.989)	13.836
Otras reservas varias	(1.505.891.534)	8.682.538	(1.497.208.996)
TOTAL	(1.351.787.356)	30.904.599	(1.320.882.757)

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 periodo 2013 se explica, fundamentalmente, por los efectos provenientes del proceso de aumento de capital de Enersis, que como se describe en nota 25.1.1., ha finalizado recientemente.

A continuación se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

- 1) Cargo de M\$ 897.856.110, originado como consecuencia del aumento del aumento de Capital que Enersis perfeccionó durante el primer trimestre de 2013. (ver Nota 4).
- 2) Cargo de M\$ 18.581.809, que corresponde a gastos de emisión y colocación de acciones, determinados según el criterio contable descrito en nota 3.t). El detalle de estos gastos es el siguiente:

Descripción del Gasto	Monto Bruto M\$	Efecto Fiscal M\$	Monto Neto 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

El resto de conceptos importantes que componen el saldo de las Otras reservas varias al 31 de diciembre de 2013 y 2012, 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 Endesa Brasil en 2005 y la fusión de nuestras filiales colombianas Emgesa y Betania en 2007.

25.6 Participaciones no controladoras.

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

Compañías	Participaciones no controladoras (porcentaje económico)						
	31-12-13 %	Patrimonio			Ganancia / (Pérdida)		
		31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Ampla Energía E Serviços S.A.	8,37%	50.325.686	153.046.559	141.726.169	17.576.812	34.941.553	20.667.055
Compañía Energética Do Ceará S.A.	50,82%	194.582.550	267.523.158	304.467.294	22.491.849	65.199.582	88.302.196
Compañía de Interconexión Energética S.A.	16,46%	20.523.680	57.502.251	62.254.091	5.585.932	8.256.234	15.228.503
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	16,67%	20.550.888	84.377.883	105.089.989	19.421.933	49.250.755	52.250.800
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	16,46%	25.500.826	65.178.903	77.308.850	9.124.774	16.468.577	18.445.248
Investluz S.A. (2)	14,12%	-	39.767.817	45.399.029	32.475	(267.282)	(3.219.527)
Endesa Brasil S.A. (2)	16,46%	52.174.858	130.339.145	64.771.303	2.483.175	1.260.153	4.875.814
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	51,61%	318.351.067	475.192.241	387.922.750	82.405.481	113.305.998	70.823.497
Emgesa S.A. E.S.P.	62,28%	585.104.934	765.027.983	738.982.633	154.972.672	168.794.229	107.768.893
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	24,46%	57.809.739	85.831.223	81.916.834	14.092.812	16.951.832	17.532.247
Edegel S.A.A	62,54%	249.172.825	242.251.459	240.843.403	39.452.495	25.846.262	36.624.589
Chinango S.A.C.	70,03%	44.855.657	45.123.137	40.804.028	7.119.623	8.478.503	5.722.963
Empresa Distribuidora Sur S.A.	28,39%	8.070.946	(24.151.103)	1.689.191	25.639.856	(27.969.542)	(54.483.581)
Endesa Costanera S.A.	54,60%	(15.235.982)	(36.065.405)	(13.280.123)	(12.759.740)	(27.568.761)	(13.139.277)
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	60,79%	49.208.752	52.313.882	58.148.646	6.689.850	8.753.287	7.391.109
Central Dock Sud S.A.	60,01%	(26.372.765)	-	-	(20.472.366)	-	-
Chilectra S.A.	0,91%	6.292.208	6.083.234	4.839.484	951.782	1.073.199	726.512
Empresa Nacional de Electricidad S.A	40,02%	430.280.244	428.724.770	425.494.535	(13.063.119)	(96.486.019)	14.584.540
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	44,43%	77.111.844	74.660.915	77.689.979	50.864.670	114.456.226	51.687.788
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (1)	38,51%	149.375.880	30.548.711	36.643.889	8.271.743	(6.094.852)	458.766
Empresa Eléctrica Pangué S.A. (1)	-	-	-	56.064.957	-	5.009.413	33.715.326
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (1)	38,26%	-	54.708.400	27.095.085	20.766.987	23.654.944	17.852.702
Endesa Eco S.A. (1)	38,43%	-	32.817.205	(2.831.030)	6.255.569	4.332.107	1.307.815
Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A.	45,00%	25.446.652	24.153.240	21.789.839	3.543.412	4.613.400	1.591.664
Otras		15.780.119	9.452.866	10.481.760	3.437.919	3.402.649	(234.773)
TOTAL		2.338.910.608	3.064.408.474	2.995.312.585	454.886.596	515.662.447	496.480.869

- (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 Inverimentos S.A. fueron fusionada con Endesa Brasil S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal

Nota 26

Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Ventas de energía (1)	5.168.220.551	5.725.898.591	5.669.610.799
Otras ventas	56.401.832	20.021.897	20.952.383
Ventas equipos de medida	3.299.824	2.588.881	2.229.019
Ventas de gas	34.078.691	-	-
Ventas de materiales electrónicos	19.023.317	17.433.016	18.723.364
Otras prestaciones de servicios	472.154.857	436.203.210	416.579.629
Peajes y transmisión	313.101.013	319.135.832	249.719.988
Arriendo equipos de medida	4.700.987	4.653.801	6.540.680
Alumbrado público	30.810.947	32.613.523	27.583.293
Verificaciones y enganches	29.834.227	13.653.352	15.605.137
Servicios de ingeniería y consultoría	15.324.053	17.620.795	11.896.382
Otras prestaciones	78.383.630	48.525.907	105.234.149
Total Ingresos de actividades ordinarias	5.696.777.240	6.182.123.698	6.107.142.811

Otros ingresos	Saldo al		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Ingresos por contratos de construcción	159.283.676	151.969.334	179.051.253
Apoyos mutuos	29.071.409	32.822.150	25.188.962
Prestaciones de terceros instalaciones propias y ajenas	10.099.168	11.952.534	8.693.287
Arrendamientos	1.057.795	1.202.395	765.055
Ventas de nuevos negocios	14.504.231	12.824.744	12.619.489
Otros Ingresos (2)	353.652.383	103.058.593	53.139.037
Total Otros ingresos	567.668.662	313.829.750	279.457.083

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

(2) La Resolución 250/13 junto con la Nota de la Secretaría de Energía de Argentina N° 6852/13 han reconocido los costos no trasladados a tarifa desde 2007 hasta septiembre de 2013 en aplicación del Mecanismo de Monitoreo de Costos, lo que ha permitido reconocer en nuestra filial Edesur S.A. en otros ingresos de explotación M\$ 250.533.319.

Nota 27

Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Compras de energía	(1.820.613.559)	(1.848.670.310)	(1.706.890.050)
Consumo de combustible	(386.116.195)	(763.791.553)	(711.534.021)
Gastos de transporte	(399.680.014)	(474.178.392)	(394.723.050)
Costos por contratos de construcción	(159.283.676)	(151.969.334)	(179.051.253)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(323.447.751)	(456.413.330)	(457.964.751)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(3.089.141.195)	(3.695.022.919)	(3.450.163.125)

Nota 28

Gastos por Beneficios a los Empleados

La composición de esta partida al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, es la siguiente:

	Saldo al		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Gastos por beneficios a los empleados			
Sueldos y salarios	(330.394.741)	(294.939.681)	(270.836.040)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(7.603.393)	(5.781.514)	(6.322.112)
Seguridad social y otras cargas sociales	(121.856.590)	(105.827.908)	(92.118.945)
Otros gastos de personal	(5.827.374)	(2.630.733)	(2.476.680)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(465.682.098)	(409.179.836)	(371.753.777)

Nota 29

Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, es el siguiente:

	Saldo al		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Depreciaciones	(339.240.870)	(332.246.197)	(314.300.969)
Amortizaciones	(96.232.389)	(102.237.537)	(102.563.962)
Subtotal	(435.473.259)	(434.483.734)	(416.864.931)
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(74.877.924)	(42.612.727)	(136.119.203)
Total	(510.351.183)	(477.096.461)	(552.984.134)

(*) Pérdidas por deterioro	Saldo al		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Activos financieros (ver nota 8c)	(33.554.637)	(32.680.894)	(18.611.224)
Activo Intangible distinto de la Plusvalía (ver nota 14)	(28.662.952)	-	(14.379.823)
Inmovilizado (ver nota 16)	(12.660.335)	(12.578.098)	(106.449.843)
Reverso provisión propiedades de inversión (ver nota 17)	-	2.646.265	3.321.687
Total	(74.877.924)	(42.612.727)	(136.119.203)

Nota 30

Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, es el siguiente:

	Saldo al		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Otros gastos por naturaleza			
Otros suministros y servicios	(62.324.990)	(62.086.206)	(92.387.278)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(211.242.280)	(206.102.922)	(173.576.694)
Reparaciones y conservación	(107.688.505)	(90.628.683)	(87.146.612)
Indemnizaciones y multas	(20.798.430)	(26.119.464)	(14.733.175)
Tributos y tasas	(29.108.704)	(22.776.753)	(89.135.440)
Primas de seguros	(27.520.496)	(22.725.136)	(19.954.912)
Arrendamientos y cánones	(18.878.285)	(18.483.171)	(16.502.843)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(8.232.239)	(7.331.175)	(8.471.615)
Otros aprovisionamientos	(24.251.604)	(23.461.868)	(9.787.840)
Gastos de viajes	(6.101.368)	(7.854.709)	(6.291.401)
Gastos de medioambiente	(3.951.788)	(4.988.760)	(4.705.293)
Total Otros gastos por naturaleza	(520.098.689)	(492.558.847)	(522.693.103)

Nota 31

Otras Ganancias (Pérdidas)

El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, es el siguiente:

	Saldo al		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Otras ganancias (pérdidas)			
Venta de inversiones Grupo Cam y Synapsis	-	-	(10.733.882)
Venta de líneas de transmisión Charrua	2.532.438	-	-
Ventas de terrenos	9.800.912	9.191.493	3.766.963
Otros	6.836.655	5.994.919	2.235.733
Total Otras ganancias (pérdidas)	19.170.005	15.186.412	(4.731.186)

Nota 32

Resultado Financiero

El detalle del ingreso y gasto financiero al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, es el siguiente:

	Saldo al		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Ingresos financieros			
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	101.020.849	60.910.774	75.537.918
Ingresos financieros por activos del plan (Brasil)	200.526	2.252.542	5.207.551
Otros ingresos financieros (1)	158.905.171	168.966.664	113.800.371
Total Ingresos Financieros	260.126.546	232.129.980	194.545.840

	Saldo al		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Costos financieros			
Costos Financieros	(388.367.634)	(419.888.938)	(423.128.515)
Préstamos bancarios	(31.247.391)	(43.166.762)	(56.556.458)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(195.795.889)	(204.574.008)	(212.931.127)
Arrendamientos financieros (leasing)	(1.892.614)	(3.281.822)	(2.937.215)
Valoración derivados financieros	(18.626.994)	(19.030.050)	(23.215.129)
Provisiones financieras	(38.557.697)	(47.343.541)	(35.943.434)
Obligación por beneficios post empleo	(20.177.405)	(21.701.886)	(17.087.654)
Gastos financieros activados	30.325.539	26.477.369	35.945.738
Otros costos financieros	(112.395.183)	(107.268.238)	(110.403.236)
Resultado por unidades de reajuste (*)	(9.414.755)	(12.756.868)	(25.206.927)
Diferencias de cambio (**)	(30.373.115)	(16.126.401)	20.124.044
Total Costos Financieros	(428.155.504)	(448.772.207)	(428.211.398)
Total Resultado Financiero	(168.028.958)	(216.642.227)	(233.665.558)

(1) Se incluye actualización financiera por ajuste de Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) en Edesur S.A. por M\$ 27.873.158. (M\$ 0 al 31 de diciembre de 2012 y 2011); actualización financiera CINIIF 12 en Ampla y Coelce por M\$ 54.591.750 (M\$ 112.274.835 y M\$ 10.696.301 al 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente).

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

	Saldo al		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Resultado por Unidades de Reajuste (*)			
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	19.201	5.798
Otros activos financieros	4.789.683	5.629.466	8.659.909
Otros activos no financieros	13.669	1.425	1.912
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	273.757	181.103	63.114
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	2.950.060	2.515.491	2.073.581
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(17.493.502)	(21.849.406)	(35.864.236)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	8.563	272.244	159.833
Otras provisiones	(12.564)	(163.246)	(281.472)
Otros pasivos no financieros	55.579	636.854	(25.366)
Total Resultado por Unidades de Reajuste	(9.414.755)	(12.756.868)	(25.206.927)

	Saldo al		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Diferencias de Cambio (**)			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6.102.820	(2.517.811)	5.095.502
Otros activos financieros	36.522.047	6.021.281	6.146.671
Otros activos no financieros	2.636.563	113.953	9.102.795
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	17.727.884	(1.712.212)	17.173.315
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	(18.772)	(4.910)	175.066
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(76.388.115)	(18.554.479)	(11.293.585)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(13.918.059)	1.353.385	(5.476.285)
Otros pasivos no financieros	(3.037.483)	(825.608)	(799.435)
Total Diferencias de Cambio	(30.373.115)	(16.126.401)	20.124.044

Nota 33

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 2013 y 2012:

	Saldo al		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias			
Gasto por Impuestos Corrientes	(575.430.884)	(436.116.770)	(451.979.823)
Beneficio Fiscal que Surge de Activos por Impuestos No Reconocidos Previamente Usados para Reducir el Gasto por Impuesto Corriente (Créditos y/o beneficios al impuesto corriente.)	93.075.792	68.352.902	42.545.139
Ajustes al Impuesto Corriente del Período Anterior	(2.035.554)	627.769	(882.687)
Otro Gasto por Impuesto Corriente	(1.145.794)	(822.301)	(301.441)
Total Gasto por Impuestos Corrientes, Neto	(485.536.440)	(367.958.400)	(410.618.812)
Ingreso Diferido (gasto) por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	(12.777.250)	(28.410.427)	(39.920.998)
Gasto Diferido (ingreso) por Impuestos Relativo a Cambios de la Tasa Impositiva o Nuevas Tasas (*)	(1.238.888)	(10.307.093)	148.137
Gasto por Impuestos Diferidos que surgen de las Reducciones de Valor o Reversión de las Reducciones de Valor de Activos por Impuestos Diferidos durante la Evaluación de su Utilidad	-	-	(2.197.116)
Otro Gasto por Impuesto Diferido	(4.615.207)	-	(2.880.528)
Total Gasto por Impuestos Diferidos, Neto	(18.631.345)	(38.717.520)	(44.850.505)
Efecto del Cambio en la Situación Fiscal de la Entidad o de sus Accionistas	-	-	-
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(504.167.785)	(406.675.920)	(455.469.317)

Conciliación del Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal con el Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva		31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Resultado antes de Impuesto		1.617.568.531	1.299.688.888	1.327.421.440
Tasa Impositiva Legal y Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(20,00%)	(323.513.705)	(20,00%) (259.937.777)	(20,00%) (265.598.126)
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	(10,38%)	(166.561.065)	(10,52%) (136.712.575)	(8,81%) (117.057.673)
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles	10,73%	177.335.237	6,02% 78.244.330	4,21% 55.878.270
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	(7,52%)	(124.380.992)	(8,94%) (116.144.791)	(8,07%) (107.217.459)
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas (*)	(0,07%)	(1.238.888)	(0,79%) (10.307.093)	0,01% 148.137
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en períodos anteriores	(0,12%)	(2.035.554)	0,05% 627.769	(0,07%) (882.687)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	(3,86%)	(63.772.818)	2,89% 37.554.217	(1,56%) (20.739.779)
Total ajustes a la Tasa Impositiva y Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(11,23%)	(180.654.080)	(11,29%) (146.738.143)	(14,30%) (189.871.191)
Total Tasa Impositiva Efectiva y (Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(31,23%)	(504.167.785)	(31,29%) (406.675.920)	(34,30%) (455.469.317)

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas en nota 18 a.

(*) a) Con fecha 29 de julio de 2010, se promulgó en Chile la Ley N° 20.455 "Modifica diversos cuerpos legales para obtener recursos destinados al financiamiento de la reconstrucción del país", la cual fue publicada en el Diario Oficial con fecha 31 de julio de 2010. Esta ley, entre otros aspectos, establecía un aumento transitorio de la tasa de Impuesto de Primera Categoría para los años comerciales 2011 y 2012 (a un 20% y 18,5%, respectivamente), volviendo nuevamente al 17% el año 2013.

Posteriormente, con fecha 27 de septiembre de 2012, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 20.630, que perfecciona la legislación tributaria chilena con el objetivo de financiar la reforma educacional. Entre otras modificaciones, esta ley establece un incremento en la tasa del Impuesto de Primera Categoría, pasando desde un 18,5% a un 20% a partir del año comercial 2012.

b) El 26 de diciembre de 2012 se ha aprobado en Colombia la Ley 1607/12 sobre la Reforma Tributaria, por la que establece una reducción en la tasa del impuesto a la renta, fijándola en 25% (salvo para las sociedades extranjeras cuya tasa sigue siendo 33%) y se crea un nuevo impuesto con tarifa de 8% (9% para los años 2013 a 2015) cuya base gravable es la misma que se utiliza para el cálculo del impuesto a la renta, pero sin la inclusión de beneficios fiscales o deducciones especiales.

Nota 34

Información por Segmento

34.1 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, los repartos establecidos en la información por segmentos que se presenta a continuación se basan en la información financiera de las sociedades que se integran en cada segmento.

Distribución		Eliminaciones y otros				Totales	
31-12-12	31-12-11	31-12-13	31-12-12	31-12-11	31-12-13	31-12-12	31-12-11
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
961.835.357	1.001.053.127	1.528.376.244	368.734.806	306.372.623	3.896.215.281	2.290.188.930	2.478.723.760
226.918.092	298.222.775	977.074.277	278.855.312	368.237.363	1.606.387.569	815.832.061	1.187.684.209
47.888.142	25.011	636.191.406	88.593.445	-	781.029.437	194.500.798	939.220
71.242.062	38.689.916	3.699.327	2.315.912	2.380.809	141.597.292	103.376.711	69.479.673
580.986.390	600.242.857	9.638.847	14.067.800	11.431.703	1.045.263.881	846.791.111	950.007.713
4.182.943	12.729.209	(130.341.777)	(50.873.773)	(101.967.040)	34.019.574	47.570.282	61.912.486
12.859.884	15.392.449	4.835.163	4.315.432	5.663.862	77.782.755	76.563.085	70.334.841
17.757.844	35.750.910	27.279.001	31.460.678	20.625.926	210.134.773	205.554.882	138.365.618

-	-	-	-	-	-	-	-
---	---	---	---	---	---	---	---

4.610.641.392	4.754.777.673	194.395.562	195.633.005	275.481.095	11.281.449.026	10.956.303.372	11.170.363.322
378.529.773	2.824.648	34.889.611	27.183.342	20.930.001	491.536.418	439.018.106	37.246.770
61.314.310	80.741.831	183.053	123.850	27.843	84.091.825	87.788.359	109.213.012
51.731.291	267.056.978	819.845	685.326	671.202	223.045.673	202.900.342	443.128.492
99.044	117.946	-	(99.044)	1.745.270	-	-	-
544.289.536	534.976.070	(1.107.337.478)	(1.093.978.229)	(1.082.085.874)	248.080.880	214.517.345	194.785.717
1.138.047.176	1.417.280.397	30.345.071	14.906.949	14.219.326	1.173.560.361	1.202.002.511	1.466.680.979
102.245.125	121.299.383	1.174.759.858	1.187.681.741	1.240.622.708	1.372.320.328	1.391.673.952	1.468.307.108
2.167.955.233	2.136.756.691	(6.994.874)	(5.006.419)	(6.259.488)	7.433.798.725	7.049.923.571	7.045.908.847
-	-	44.877.049	46.922.970	38.055.889	44.877.049	46.922.970	38.055.889
166.429.904	193.723.729	22.853.427	17.212.519	47.554.218	210.137.767	321.556.216	367.036.508
5.572.476.749	5.755.830.800	1.722.771.806	564.367.811	581.853.718	15.177.664.307	13.246.492.302	13.649.087.082

Distribución		Eliminaciones y otros				Totales	
31-12-12	31-12-11	31-12-13	31-12-12	31-12-11	31-12-13	31-12-12	31-12-11
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
1.336.687.289	1.386.550.681	84.703.999	(194.954.530)	(83.366.862)	2.981.259.699	2.346.730.725	2.422.034.024
232.971.384	291.898.009	322.514.537	15.214.737	14.547.220	906.675.205	658.423.302	660.562.558
771.682.773	768.546.333	100.094.650	68.390.102	80.106.184	1.419.592.332	1.194.851.750	1.213.388.313
140.077.447	126.920.185	(399.017.521)	(293.366.477)	(202.542.912)	204.412.270	150.259.507	160.358.684
44.316.361	43.227.192	9.748.619	7.094.015	20.445.238	118.582.658	89.730.702	99.189.386
74.218.109	109.039.232	48.863.377	5.567.879	2.315.339	255.148.385	169.545.538	232.246.173
73.421.215	46.919.730	2.500.337	2.145.214	1.762.069	76.848.849	83.919.926	56.288.910

-	-	-	-	-	-	-	-
---	---	---	---	---	---	---	---

1.418.333.328	1.554.803.677	247.295.620	505.174.320	573.796.771	3.688.939.747	3.941.554.531	4.336.011.867
824.212.315	952.894.143	259.250.447	558.697.099	562.885.621	2.790.249.111	2.928.119.869	3.271.355.293
14.081.540	14.060.817	-	-	556	23.063.878	14.257.438	14.304.607
-	-	(4.206.159)	(7.114.225)	(81.953)	-	-	-
143.882.430	181.079.091	6.162.628	6.345.154	103.609	193.967.353	176.575.035	202.015.839
187.420.880	153.728.501	(29.673.769)	(37.185.729)	4.341.506	395.486.890	501.127.697	482.260.262
209.739.455	227.181.705	8.311.293	6.827.714	6.194.442	238.514.991	256.161.368	269.353.075
38.996.708	25.859.420	7.451.180	(22.395.693)	352.990	47.657.524	65.313.124	96.722.791
2.817.456.132	2.814.476.442	1.390.772.187	254.148.021	91.423.809	8.507.464.861	6.958.207.046	6.891.041.191
2.817.456.132	2.814.476.442	1.390.772.187	254.148.021	91.423.809	6.168.554.253	3.893.798.572	3.895.728.606
829.508.479	1.010.886.630	3.344.156.777	507.202.438	61.106.168	5.669.280.725	2.824.882.835	2.824.882.835
1.283.404.466	957.047.345	(744.482.130)	(752.567.485)	(562.497.637)	2.813.634.297	2.421.278.841	2.232.968.880
4.180.489	-	(51.944.631)	(51.429.398)	158.759.648	158.759.648	158.759.648	158.759.648
700.362.698	846.542.467	(1.156.957.829)	550.942.466	434.055.630	(2.473.120.417)	(1.511.122.752)	(1.320.882.757)
-	-	-	-	-	2.338.910.608	3.064.408.474	2.995.312.585
5.572.476.749	5.755.830.800	1.722.771.806	564.367.811	581.853.718	15.177.664.307	13.246.492.302	13.649.087.082

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Generación			Distribución
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$
INGRESOS	2.441.120.267	2.678.261.961	2.579.800.800	4.404.479.994
Ventas	2.377.325.332	2.612.956.454	2.561.971.518	3.901.681.181
Ventas de energía	2.165.668.341	2.482.754.540	2.478.817.528	3.552.382.184
Otras ventas	34.091.251	30.347	35.104	11.612.335
Otras prestaciones de servicios	177.565.740	130.171.567	83.118.886	337.686.662
Otros ingresos de explotación	63.794.935	65.305.507	17.829.282	502.798.813
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(1.009.702.135)	(1.449.084.420)	(1.194.858.034)	(2.673.379.981)
Compras de energía	(292.864.432)	(361.610.578)	(223.537.765)	(2.075.154.855)
Consumo de combustible	(386.111.799)	(763.783.683)	(711.525.815)	-
Gastos de transporte	(247.142.292)	(251.768.651)	(214.108.716)	(202.158.980)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(83.583.612)	(71.921.508)	(45.685.738)	(396.066.146)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	1.431.418.132	1.229.177.541	1.384.942.766	1.731.100.013
Trabajos para el Inmovilizado	19.881.495	13.476.346	6.404.803	42.000.709
Gastos de Personal	(141.748.617)	(113.966.867)	(80.150.269)	(286.189.660)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(131.303.219)	(117.716.347)	(138.178.677)	(392.931.388)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	1.178.247.791	1.010.970.673	1.173.018.623	1.093.979.674
Depreciaciones y Amortizaciones	(220.709.881)	(209.061.131)	(194.915.189)	(212.656.348)
Reversion Deterioro (perdidas por deterioro)	(13.042.851)	(11.117.362)	(5.049.972)	(61.835.073)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	944.495.059	790.792.180	973.053.462	819.488.253
RESULTADO FINANCIERO	(167.809.388)	(145.785.551)	(94.328.638)	(53.414.151)
Ingresos financieros	37.896.449	38.373.092	89.195.347	161.068.601
Gastos financieros	(167.371.745)	(169.460.109)	(184.981.033)	(214.051.796)
Resultados por Unidades de Reajuste	1.220.365	(785.468)	(5.484.279)	558.758
Diferencias de cambio	(39.554.457)	(13.913.066)	6.941.327	(989.714)
Positivas	52.992.156	20.072.837	34.244.517	3.454.032
Negativas	(92.546.613)	(33.985.903)	(27.303.190)	(4.443.746)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	24.355.515	27.913.996	24.038.140	933.704
Resultado de Otras Inversiones	835.817	657.026	1.038.160	-
Resultados en Ventas de Activos	2.582.580	765.245	975.577	3.561.369
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	804.459.583	674.342.896	904.776.701	770.569.175
Impuesto Sobre Sociedades	(229.566.686)	(210.602.693)	(252.107.318)	(203.441.100)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	574.892.897	463.740.203	652.669.383	567.128.075
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	574.892.897	463.740.203	652.669.383	567.128.075
RESULTADO DEL PERÍODO	574.892.897	463.740.203	652.669.383	567.128.075
Sociedad dominante				
Accionistas minoritarios				

Distribución		Eliminaciones y otros				Totales	
31-12-12	31-12-11	31-12-13	31-12-12	31-12-11	31-12-13	31-12-12	31-12-11
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
4.423.281.052	4.414.990.381	(581.154.359)	(605.589.565)	(608.191.286)	6.264.445.902	6.495.953.448	6.386.599.895
4.182.008.807	4.155.335.255	(582.229.273)	(612.841.563)	(610.163.962)	5.696.777.240	6.182.123.698	6.107.142.811
3.819.198.791	3.798.629.330	(549.829.974)	(576.054.740)	(607.836.059)	5.168.220.551	5.725.898.591	5.669.610.799
11.553.462	8.205.301	10.698.246	8.438.088	12.711.978	56.401.832	20.021.897	20.952.383
351.256.554	348.500.624	(43.097.545)	(45.224.911)	(15.039.881)	472.154.857	436.203.210	416.579.629
241.272.245	259.655.126	1.074.914	7.251.998	1.972.676	567.668.662	313.829.750	279.457.084
(2.867.319.759)	(2.890.439.370)	593.940.921	621.381.260	635.134.279	(3.089.141.195)	(3.695.022.919)	(3.450.163.125)
(2.063.213.138)	(2.088.579.054)	547.405.728	576.153.406	605.226.769	(1.820.613.559)	(1.848.670.310)	(1.706.890.050)
-	-	(4.396)	(7.870)	(8.206)	(386.116.195)	(763.791.553)	(711.534.021)
(270.471.867)	(225.126.422)	49.621.258	48.062.126	44.512.088	(399.680.014)	(474.178.392)	(394.723.050)
(533.634.754)	(576.733.894)	(3.081.669)	(2.826.402)	(14.596.372)	(482.731.427)	(608.382.664)	(637.016.004)
1.555.961.293	1.524.551.011	12.786.562	15.791.695	26.942.993	3.175.304.707	2.800.930.529	2.936.436.770
35.191.036	39.079.086	83.324	-	4.437.307	61.965.528	48.667.382	49.921.196
(263.105.705)	(250.093.667)	(37.743.821)	(32.107.264)	(41.509.841)	(465.682.098)	(409.179.836)	(371.753.777)
(377.970.540)	(382.173.622)	4.135.918	3.128.040	(2.340.804)	(520.098.689)	(492.558.847)	(522.693.103)
950.076.084	931.362.808	(20.738.017)	(13.187.529)	(12.470.345)	2.251.489.448	1.947.859.228	2.091.911.086
(223.100.209)	(220.147.908)	(2.107.030)	(2.322.394)	(1.801.834)	(435.473.259)	(434.483.734)	(416.864.931)
(34.141.630)	(124.795.385)	-	2.646.265	(6.273.846)	(74.877.924)	(42.612.727)	(136.119.203)
692.834.245	586.419.515	(22.845.047)	(12.863.658)	(20.546.025)	1.741.138.265	1.470.762.767	1.538.926.952
(46.097.468)	(113.496.741)	53.194.581	(24.759.209)	(25.840.179)	(168.028.958)	(216.642.228)	(233.665.558)
183.505.989	88.424.559	61.161.496	10.250.899	16.925.934	260.126.546	232.129.980	194.545.840
(232.804.924)	(202.549.889)	(6.944.093)	(17.623.905)	(35.597.593)	(388.367.634)	(419.888.938)	(423.128.515)
1.204.984	42.067	(11.193.878)	(13.176.384)	(19.764.715)	(9.414.755)	(12.756.868)	(25.206.927)
1.996.483	586.522	10.171.056	(4.209.818)	12.596.195	(30.373.115)	(16.126.401)	20.124.044
3.762.002	4.950.574	37.379.556	24.339.662	39.385.744	93.825.744	48.174.501	78.580.835
(1.765.519)	(4.364.052)	(27.208.500)	(28.549.480)	(26.789.549)	(124.198.859)	(64.300.902)	(58.456.791)
2.468.250	2.603.420	-	(310)	249.673	25.289.219	30.381.936	26.891.233
80.274	-	-	-	-	835.817	737.300	1.038.160
1.312.273	(230.613)	12.190.239	12.371.594	(6.514.311)	18.334.188	14.449.112	(5.769.347)
650.597.574	475.295.581	42.539.773	(25.251.583)	(52.650.842)	1.617.568.531	1.299.688.888	1.327.421.440
(210.877.855)	(198.395.852)	(71.159.999)	14.804.628	(4.966.147)	(504.167.785)	(406.675.920)	(455.469.317)
439.719.719	276.899.729	(28.620.226)	(10.446.955)	(57.616.989)	1.113.400.746	893.012.968	871.952.123
-	-	-	-	-	-	-	-
439.719.719	276.899.729	(28.620.226)	(10.446.955)	(57.616.989)	1.113.400.746	893.012.968	871.952.123
439.719.719	276.899.729	(28.620.226)	(10.446.955)	(57.616.989)	1.113.400.746	893.012.968	871.952.123
					658.514.150	377.350.522	375.471.254
					454.886.596	515.662.446	496.480.869

34.3 Países

País	Chile			Argentina			Brasil		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
ACTIVOS									
ACTIVOS CORRIENTES	2.084.089.603	778.287.483	1.075.927.343	324.887.994	140.651.609	198.804.567	814.810.111	742.319.957	680.639.175
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	906.467.031	216.478.829	556.613.689	24.982.401	20.619.433	43.522.761	249.642.879	195.713.589	277.962.207
Otros activos financieros corrientes	540.622.559	3.865	47.504	-	248.729	143.638	163.360.721	143.275.069	-
Otros Activos No Financieros, Corriente	4.826.805	8.550.848	5.546.879	5.359.794	1.207.678	2.444.742	86.826.237	72.727.847	43.310.736
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	303.306.537	302.579.178	320.883.476	243.919.961	70.793.684	108.345.327	278.406.979	291.578.428	318.551.280
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	135.381.849	45.714.756	70.724.601	28.866.234	33.308.107	34.084.870	15.395.164	11.804.423	-
Inventarios	22.015.023	35.822.896	30.429.643	8.201.936	6.392.567	4.921.951	2.519.460	659.321	1.266.810
Activos por impuestos corrientes	171.469.799	169.137.111	91.681.551	13.557.668	8.081.411	5.341.278	18.658.671	26.561.280	39.548.142
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	8.908.947.599	7.514.815.614	7.671.508.763	659.059.378	586.838.081	593.346.110	2.217.714.263	3.338.211.800	3.805.276.863
Otros activos financieros no corrientes	37.649.971	58.621.279	32.835.965	95.878	194.354	161.140	452.516.565	375.250.800	27.818
Otros activos no financieros no corrientes	366.777	380.918	311.432	976.223	1.833.586	1.984.737	83.157.858	83.997.877	106.916.843
Derechos por cobrar no corrientes	6.875.034	7.548.389	4.531.190	157.987.010	146.227.334	151.690.733	42.678.160	35.809.875	273.379.275
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	-	5.712.830	6.179.892	-	-	-	36.001.623	32.432.608	44.861.006
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	5.823.859.485	4.441.947.077	4.624.595.985	48.287.286	58.167.386	4.727.255	-	1.042.410.728	1.217.587.204
Activos intangibles distintos de la plusvalía	37.570.805	37.962.229	40.287.096	2.736.208	3.460.809	3.649.971	1.060.733.391	1.104.062.844	1.375.676.408
Plusvalía	2.298.609	2.298.608	2.298.608	1.574.810	1.902.217	2.357.592	95.223.794	100.004.647	119.058.905
Propiedades, planta y equipo	2.899.506.899	2.831.413.884	2.845.420.964	431.863.368	369.087.363	424.077.441	374.933.897	388.190.909	479.342.553
Propiedad de inversión	44.877.049	46.922.970	38.055.889	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	55.942.970	82.007.430	76.991.742	15.538.595	5.965.032	4.697.201	72.468.975	176.051.512	188.426.851
TOTAL ACTIVOS	10.993.037.202	8.293.103.097	8.747.436.106	983.947.372	727.489.690	792.150.677	3.032.524.374	4.080.531.757	4.485.916.038
PASIVOS									
PASIVOS CORRIENTES	976.567.203	710.362.585	630.608.050	765.661.046	592.608.749	494.783.567	507.823.387	444.716.883	650.237.150
Otros pasivos financieros corrientes	447.215.392	233.128.692	76.829.743	185.774.593	156.782.528	105.336.295	67.179.349	111.001.976	288.730.920
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	350.880.679	309.129.869	389.635.719	408.453.765	335.942.011	283.219.858	231.382.009	246.490.233	234.837.848
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	25.743.837	94.690.434	50.881.631	74.601.162	32.357.914	45.686.586	148.963.775	31.861.534	34.092.017
Otras provisiones corrientes	46.172.778	39.752.810	53.819.934	49.361.942	30.095.780	25.324.807	1.162.162	1.559.596	6.801.936
Pasivos por impuestos corrientes	105.209.644	31.025.160	56.915.482	18.177.602	10.649.219	12.379.051	37.120.694	35.085.220	67.476.356
Otros pasivos no financieros corrientes	1.344.873	2.635.620	2.525.541	29.291.982	26.781.297	22.836.970	22.015.398	18.718.324	18.298.073
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	1.082.782.610	1.511.764.865	1.795.375.211	131.441.625	113.903.928	206.938.488	805.923.465	860.959.079	929.216.917
Otros pasivos financieros no corrientes	834.174.804	1.208.350.892	1.538.473.627	19.263.284	23.630.252	113.544.053	511.762.232	465.777.075	515.352.311
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	-	126.137	175.794	1.146.930	22.937.741	14.081.644	13.157.677
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	-	36.317.667	37.013.568	34.248.823	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	23.983.651	25.283.772	17.935.877	13.647.279	7.830.745	9.239.778	142.210.556	137.536.697	168.801.883
Pasivo por impuestos diferidos	176.873.577	203.371.102	186.884.544	18.926.410	10.812.791	13.419.881	21.675.958	113.029.606	67.691.941
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	43.056.906	40.094.917	35.289.267	9.640.282	7.014.199	7.627.051	106.313.626	127.516.473	149.353.832
Otros pasivos no financieros no corrientes	4.693.672	34.664.182	16.791.896	33.520.566	27.426.579	27.711.972	1.023.352	3.017.584	14.859.273
PATRIMONIO NETO	8.933.687.389	6.070.975.647	6.321.452.845	86.844.701	20.977.013	90.428.622	1.718.777.522	2.774.855.795	2.906.461.971
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	8.933.687.389	6.070.975.647	6.321.452.845	86.844.701	20.977.013	90.428.622	1.718.777.522	2.774.855.795	2.906.461.971
Capital emitido	7.946.458.335	5.020.056.429	5.355.191.227	185.677.463	192.387.594	230.798.614	209.103.124	946.283.652	1.768.841.536
Ganancias (pérdidas) acumuladas	3.330.989.884	2.695.003.084	2.719.465.398	(113.985.428)	(177.577.796)	(99.901.666)	315.847.482	640.153.933	459.494.106
Primas de emisión	365.334.508	365.334.507	158.759.648	-	-	-	664.870.411	630.233.239	-
Otras reservas	(2.709.095.338)	(2.009.418.373)	(1.911.963.428)	15.152.666	6.167.215	(40.468.326)	528.956.505	558.184.971	678.126.329
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	10.993.037.202	8.293.103.097	8.747.436.106	983.947.372	727.489.690	792.150.677	3.032.524.374	4.080.531.757	4.485.916.038

Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
592.888.884	517.570.258	433.026.278	230.431.271	154.280.243	138.640.932	(150.892.582)	(42.920.620)	(48.314.535)	3.896.215.281	2.290.188.930	2.478.723.760
344.261.959	319.911.445	267.530.810	81.033.299	63.108.765	42.054.742	-	-	-	1.606.387.569	815.832.061	1.187.684.209
72.983.696	50.921.259	699.517	4.062.461	51.876	48.561	-	-	-	781.029.437	194.500.798	939.220
11.417.533	13.981.224	13.082.463	33.166.923	6.909.114	5.094.853	-	-	-	141.597.292	103.376.711	69.479.673
141.440.771	114.086.956	127.547.722	77.145.961	66.634.074	73.975.674	1.043.672	1.118.791	704.234	1.045.263.881	846.791.111	950.007.713
1.393.681	747.741	5.913.088	4.918.900	34.666	208.696	(151.936.254)	(44.039.411)	(49.018.769)	34.019.574	47.570.282	61.912.486
19.869.367	16.405.994	16.713.554	25.176.969	17.282.307	17.002.883	-	-	-	77.782.755	76.563.085	70.334.841
1.521.877	1.515.639	1.539.124	4.926.758	259.441	255.523	-	-	-	210.134.773	205.554.882	138.365.618
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.677.766.989	2.513.041.547	2.330.553.634	1.389.516.232	1.243.142.278	1.246.563.957	(4.571.555.435)	(4.239.745.948)	(4.476.886.005)	11.281.449.026	10.956.303.372	11.170.363.322
1.267.312	1.243.628	1.212.609	6.692	3.708.045	3.009.238	-	-	-	491.536.418	439.018.106	37.246.770
-	1.710.515	-	-	-	-	(409.033)	(134.537)	-	84.091.825	87.788.359	109.213.012
15.505.469	13.314.744	13.527.254	-	-	-	-	-	-	223.045.673	202.900.342	443.128.492
-	-	-	-	-	-	(36.001.623)	(38.145.438)	(51.040.898)	-	-	-
33.085.546	33.528.901	31.365.165	85.119.667	51.856.847	49.887.780	(5.742.271.104)	(5.413.393.594)	(5.733.377.672)	248.080.880	214.517.345	194.785.717
43.583.416	43.868.608	43.764.781	28.936.541	12.648.021	3.302.723	-	-	-	1.173.560.361	1.202.002.511	1.466.680.979
5.213.756	5.194.342	5.126.657	8.287.322	8.703.399	10.361.690	1.259.722.037	1.273.570.739	1.329.103.656	1.372.320.328	1.391.673.952	1.468.307.108
2.483.155.951	2.317.512.355	2.141.054.741	1.267.166.010	1.164.386.651	1.178.479.794	(22.827.400)	(20.667.591)	(22.466.646)	7.433.798.725	7.049.923.571	7.045.908.847
-	-	-	-	-	-	-	-	-	44.877.049	46.922.970	38.055.889
95.955.539	96.668.454	94.502.427	-	1.839.315	1.522.732	(29.768.312)	(40.975.527)	895.555	210.137.767	321.556.216	367.036.508
3.270.655.873	3.030.611.805	2.763.579.912	1.619.947.503	1.397.422.521	1.385.204.889	(4.722.448.017)	(4.282.666.568)	(4.525.200.540)	15.177.664.307	13.246.492.302	13.649.087.082
Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
504.585.033	442.299.732	476.157.074	236.388.951	192.966.044	170.828.751	(9.765.921)	(36.223.268)	(580.568)	2.981.259.699	2.346.730.725	2.422.034.024
135.583.922	96.374.184	124.642.295	70.921.949	61.135.922	65.023.305	-	-	-	906.675.205	658.423.302	660.562.558
220.050.591	206.401.334	217.911.901	128.819.970	85.340.558	68.645.529	80.005.318	11.547.745	19.137.458	1.419.592.332	1.194.851.750	1.213.388.313
43.984.648	38.029.441	52.825.714	890.087	1.091.197	1.068.536	(89.771.239)	(47.771.013)	(24.195.800)	204.412.270	150.259.507	160.358.684
12.139.002	9.808.093	10.860	9.746.774	8.514.423	8.754.075	-	-	4.477.774	118.582.658	89.730.702	99.189.386
82.533.687	83.398.892	74.996.825	12.106.758	9.387.047	20.478.459	-	-	-	255.148.385	169.545.538	232.246.173
10.293.183	8.287.788	5.769.479	13.903.413	27.496.897	6.858.847	-	-	-	76.848.849	83.919.926	56.288.910
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.209.708.575	1.069.131.734	910.782.376	525.169.451	484.376.415	527.947.698	(66.085.979)	(98.581.490)	(34.248.823)	3.688.939.747	3.941.554.531	4.336.011.867
1.097.771.137	945.721.006	782.142.214	327.277.654	284.640.644	321.843.088	-	-	-	2.790.249.111	2.928.119.869	3.271.355.293
-	-	-	-	-	-	-	-	-	23.063.878	14.257.438	14.304.607
-	-	-	-	-	-	(36.317.667)	(37.013.568)	(34.248.823)	-	-	-
10.688.183	2.989.679	4.204.740	3.437.684	2.934.142	1.833.561	-	-	-	193.967.353	176.575.035	202.015.839
23.901.959	21.874.223	10.917.433	183.877.298	193.015.503	203.346.463	(29.768.312)	(40.975.528)	-	395.486.890	501.127.697	482.260.262
77.347.296	79.299.002	77.082.925	2.156.881	2.236.777	-	-	-	-	238.514.991	256.161.368	269.353.075
-	19.247.824	36.435.064	8.419.934	1.549.349	924.586	-	(20.592.394)	-	47.657.524	65.313.124	96.722.791
1.556.362.265	1.519.180.339	1.376.640.462	858.389.101	720.080.062	686.428.440	(4.646.596.117)	(4.147.861.810)	(4.490.371.149)	8.507.464.861	6.958.207.046	6.891.041.191
1.556.362.265	1.519.180.339	1.376.640.462	858.389.101	720.080.062	686.428.440	(4.646.596.117)	(4.147.861.810)	(4.490.371.149)	6.168.554.253	3.893.798.572	3.895.728.606
168.808.967	168.180.369	150.811.424	275.585.129	223.717.228	197.139.383	(3.116.352.293)	(3.725.742.437)	(4.877.899.349)	5.669.280.725	2.824.882.835	2.824.882.835
657.299.536	632.034.321	125.770.175	218.840.148	135.999.423	72.384.456	(1.595.357.325)	(1.504.334.124)	(1.044.243.589)	2.813.634.297	2.421.278.841	2.232.968.880
3.627.695	3.614.187	-	501.725	-	-	(875.574.691)	(840.422.285)	-	158.759.648	158.759.648	158.759.648
726.626.067	715.351.462	1.100.058.863	363.462.099	360.363.411	416.904.601	940.688.192	1.922.637.036	1.431.771.789	(2.473.120.417)	(1.511.122.752)	(1.320.882.757)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.338.910.608	3.064.408.474	2.995.312.585
3.270.655.873	3.030.611.805	2.763.579.912	1.619.947.503	1.397.422.521	1.385.204.889	(4.722.448.017)	(4.282.666.568)	(4.525.200.540)	15.177.664.307	13.246.492.302	13.649.087.082

País	Chile			Argentina			Brasil		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES									
INGRESOS	1.739.963.584	1.902.672.810	2.004.253.880	702.356.329	668.889.354	675.647.122	1.867.480.092	2.128.031.611	2.165.287.761
Ventas	1.721.447.848	1.824.499.050	1.977.915.873	406.515.531	653.895.892	667.299.420	1.695.610.134	1.963.812.830	1.970.909.825
Ventas de energía	1.516.877.306	1.674.030.771	1.852.882.308	361.705.469	634.079.879	641.615.807	1.553.473.683	1.785.616.550	1.787.773.720
Otras ventas	37.365.915	11.203.229	11.280.912	361.681	412.885	-	6.569.786	5.800.382	6.072.128
Otras prestaciones de servicios	167.204.627	139.265.050	113.752.653	44.448.381	19.403.128	25.683.613	135.566.665	172.395.898	177.063.977
Otros ingresos de explotación	18.515.736	78.173.760	26.338.007	295.840.798	14.993.462	8.347.702	171.869.958	164.218.781	194.377.936
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(998.903.978)	(1.278.999.551)	(1.202.767.257)	(225.811.105)	(456.896.885)	(457.898.841)	(1.082.324.727)	(1.261.178.855)	(1.228.453.536)
Compras de energía	(568.466.950)	(681.252.650)	(697.903.048)	(186.778.094)	(188.141.869)	(153.569.548)	(616.825.105)	(602.540.949)	(587.111.958)
Consumo de combustible	(211.612.174)	(385.360.528)	(319.628.442)	(25.889.830)	(255.215.278)	(283.048.981)	(51.277.737)	(31.481.376)	(35.498.349)
Gastos de transporte	(182.821.321)	(190.345.945)	(150.540.034)	(3.021.027)	(4.645.155)	(9.143.907)	(72.787.402)	(142.758.291)	(107.475.644)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(36.003.533)	(22.040.428)	(34.695.733)	(10.122.154)	(8.894.583)	(12.136.405)	(341.434.483)	(484.398.239)	(498.367.585)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	741.059.606	623.673.259	801.486.623	476.545.224	211.992.469	217.748.281	785.155.365	866.852.756	936.834.225
Trabajos para el Inmovilizado	14.831.058	11.267.275	11.168.239	21.102.202	12.470.077	12.146.533	13.877.942	15.741.611	18.130.297
Gastos de Personal	(123.792.285)	(104.960.338)	(101.436.399)	(154.686.549)	(119.207.683)	(106.287.626)	(100.646.527)	(106.756.270)	(110.708.252)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(116.287.888)	(109.459.496)	(103.258.819)	(138.909.308)	(114.875.019)	(88.827.726)	(147.251.808)	(154.523.039)	(161.072.702)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	515.810.491	420.520.700	607.959.644	204.051.569	(9.620.156)	34.779.462	551.134.972	621.315.058	683.183.568
Depreciaciones y Amortizaciones	(121.138.443)	(113.054.058)	(107.693.768)	(39.649.324)	(37.553.574)	(30.461.556)	(111.980.732)	(118.997.483)	(124.654.759)
Reversión Deterioro (perdidas por deterioro)	(8.212.948)	(15.012.980)	(10.064.150)	(7.740.545)	(1.373.527)	(107.790.180)	(51.248.898)	(24.644.075)	(6.898.659)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	386.459.100	292.453.662	490.201.726	156.661.700	(48.547.257)	(103.472.274)	387.905.342	477.673.500	551.630.150
RESULTADO FINANCIERO	(43.026.391)	(91.641.920)	(76.593.053)	(94.354.564)	(64.962.488)	(31.563.414)	34.677.521	30.905.320	(32.405.059)
Ingresos financieros	56.783.528	24.927.472	34.709.492	37.262.480	8.339.316	13.314.838	146.393.325	182.577.796	134.692.861
Gastos financieros	(102.213.764)	(97.012.353)	(90.794.386)	(73.869.756)	(57.873.835)	(36.394.214)	(120.173.373)	(155.317.783)	(186.433.592)
Resultados por Unidades de Reajuste	(9.414.755)	(12.756.868)	(25.206.927)	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	11.818.600	(6.800.170)	4.698.768	(57.747.288)	(15.427.969)	(8.484.038)	8.457.569	3.645.307	19.335.672
Positivas	68.426.745	32.676.794	51.254.300	19.539.712	9.384.231	6.006.240	14.637.824	9.445.578	29.865.459
Negativas	(56.608.145)	(39.476.964)	(46.555.532)	(77.287.000)	(24.812.200)	(14.490.278)	(6.180.255)	(5.800.271)	(10.529.787)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	24.211.200	27.938.403	24.038.106	144.312	(24.407)	250.141	3	-	-
Resultado de Otras Inversiones	110.144	158.287	1.053.408	725.673	579.029	498.877	-	-	-
Resultados en Ventas de Activos	14.460.353	12.212.146	(6.039.997)	7.854	2.032	-	2.761.811	1.983.259	-
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	382.214.406	241.120.578	432.660.190	63.184.975	(112.953.091)	(134.286.670)	425.344.677	510.562.079	519.225.091
Impuesto Sobre Sociedades	(152.739.606)	(55.359.053)	(106.818.787)	(19.375.905)	(2.938.736)	(34.044.480)	(98.554.882)	(131.150.308)	(129.039.820)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	229.474.800	185.761.525	325.841.403	43.809.070	(115.891.827)	(168.331.150)	326.789.795	379.411.771	390.185.271
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	229.474.800	185.761.525	325.841.403	43.809.070	(115.891.827)	(168.331.150)	326.789.795	379.411.771	390.185.271
RESULTADO DEL PERÍODO	229.474.800	185.761.525	325.841.403	43.809.070	(115.891.827)	(168.331.150)	326.789.795	379.411.771	390.185.271
Sociedad dominante									
Accionistas minoritarios									

Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
1.312.563.122	1.229.969.272	1.085.088.788	643.504.088	568.105.958	458.047.567	(1.421.313)	(1.715.557)	(1.725.223)	6.264.445.902	6.495.953.448	6.386.599.895
1.270.600.838	1.195.438.205	1.052.775.480	604.015.742	546.249.647	439.967.436	(1.412.853)	(1.771.926)	(1.725.223)	5.696.777.240	6.182.123.698	6.107.142.811
1.176.055.779	1.103.242.308	964.104.983	560.310.262	528.929.083	423.233.981	(201.948)	-	-	5.168.220.551	5.725.898.591	5.669.610.799
3.280.645	2.566.899	3.103.227	8.823.805	38.502	565.295	-	-	(69.179)	56.401.832	20.021.897	20.952.383
91.264.414	89.628.998	85.567.270	34.881.675	17.282.062	16.168.160	(1.210.905)	(1.771.926)	(1.656.044)	472.154.857	436.203.210	416.579.629
41.962.284	34.531.067	32.313.308	39.488.346	21.856.311	18.080.131	(8.460)	56.369	-	567.668.662	313.829.750	279.457.084
(489.478.900)	(433.850.406)	(375.182.081)	(292.653.947)	(264.153.581)	(185.931.510)	31.462	56.359	70.100	(3.089.141.195)	(3.695.022.919)	(3.450.163.125)
(282.064.565)	(219.666.504)	(179.570.130)	(170.440.992)	(158.288.518)	(88.735.366)	3.962.147	1.220.180	-	(1.820.613.559)	(1.848.670.310)	(1.706.890.050)
(34.870.502)	(36.215.949)	(23.946.682)	(62.465.952)	(55.518.422)	(49.411.567)	-	-	-	(386.116.195)	(763.791.553)	(711.534.021)
(114.719.080)	(115.622.940)	(111.348.162)	(22.369.037)	(19.580.741)	(16.215.303)	(3.962.147)	(1.225.320)	-	(399.680.014)	(474.178.392)	(394.723.050)
(57.824.753)	(62.345.013)	(60.317.107)	(37.377.966)	(30.765.900)	(31.569.274)	31.462	61.499	70.100	(482.731.427)	(608.382.664)	(637.016.004)
823.084.222	796.118.866	709.906.707	350.850.141	303.952.377	272.116.057	(1.389.851)	(1.659.198)	(1.655.123)	3.175.304.707	2.800.930.529	2.936.436.770
8.810.875	6.497.515	6.245.798	3.343.451	2.690.904	2.230.329	-	-	-	61.965.528	48.667.382	49.921.196
(51.593.413)	(47.181.965)	(45.683.300)	(34.963.324)	(31.073.580)	(7.638.200)	-	-	-	(465.682.098)	(409.179.836)	(371.753.777)
(75.777.792)	(74.513.810)	(138.659.752)	(43.261.744)	(40.846.681)	(33.100.304)	1.389.851	1.659.198	2.226.200	(520.098.689)	(492.558.847)	(522.693.103)
704.523.892	680.920.606	531.809.453	275.968.524	234.723.020	233.607.882	-	-	571.077	2.251.489.448	1.947.859.228	2.091.911.086
(99.481.692)	(104.303.331)	(99.446.570)	(64.854.394)	(62.377.398)	(57.605.062)	1.631.326	1.802.110	2.996.784	(435.473.259)	(434.483.734)	(416.864.931)
(160.634)	(194.686)	(330.018)	(7.514.899)	(1.387.459)	(1.614.116)	-	-	(9.422.080)	(74.877.924)	(42.612.727)	(136.119.203)
604.881.566	576.422.589	432.032.865	203.599.231	170.958.163	174.388.704	1.631.326	1.802.110	(5.854.219)	1.741.138.265	1.470.762.767	1.538.926.952
(50.091.563)	(65.263.038)	(75.645.888)	(26.555.488)	(28.142.657)	(22.714.456)	11.321.527	2.462.555	5.256.312	(168.028.958)	(216.642.228)	(233.665.558)
18.522.711	13.289.208	11.254.296	3.522.291	5.284.506	2.723.717	(2.357.789)	(2.288.318)	(2.149.364)	260.126.546	232.129.980	194.545.840
(68.989.288)	(78.359.842)	(86.687.155)	(25.479.239)	(33.613.441)	(24.968.532)	2.357.786	2.288.316	2.149.364	(388.367.634)	(419.888.938)	(423.128.515)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.414.755)	(12.756.868)	(25.206.927)
375.014	(192.404)	(213.029)	(4.598.540)	186.278	(469.641)	11.321.530	2.462.557	5.256.312	(30.373.115)	(16.126.401)	20.124.044
843.353	731.896	737.326	4.238.355	934.728	702.589	(13.860.245)	(4.998.726)	(9.985.079)	93.825.744	48.174.501	78.580.835
(468.339)	(924.300)	(950.355)	(8.836.895)	(748.450)	(1.172.230)	25.181.775	7.461.283	15.241.391	(124.198.859)	(64.300.902)	(58.456.791)
933.704	2.467.940	2.602.952	-	-	-	-	-	34	25.289.219	30.381.936	26.891.233
-	(16)	-	-	-	-	-	-	(514.125)	835.817	737.300	1.038.160
381.011	(212.781)	(147.701)	723.159	464.456	418.351	-	-	-	18.334.188	14.449.112	(5.769.347)
556.104.718	513.414.694	358.842.228	177.766.902	143.279.962	152.092.599	12.952.853	4.264.665	(1.111.998)	1.617.568.531	1.299.688.888	1.327.421.440
(181.812.587)	(167.411.904)	(140.865.893)	(51.684.805)	(49.815.919)	(44.223.034)	-	-	(477.303)	(504.167.785)	(406.675.920)	(455.469.317)
374.292.131	346.002.790	217.976.335	126.082.097	93.464.043	107.869.565	12.952.853	4.264.665	(1.589.301)	1.113.400.746	893.012.968	871.952.123
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
374.292.131	346.002.790	217.976.335	126.082.097	93.464.043	107.869.565	12.952.853	4.264.665	(1.589.301)	1.113.400.746	893.012.968	871.952.123
374.292.131	346.002.790	217.976.335	126.082.097	93.464.043	107.869.565	12.952.853	4.264.665	(1.589.301)	1.113.400.746	893.012.968	871.952.123
									658.514.150	377.350.522	375.471.254
									454.886.596	515.662.446	496.480.869

34.4 Generación y distribución por países

a) Generación

Línea de Negocio	Generación								
	Chile			Argentina			Brasil		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	511.796.884	383.623.404	540.451.080	107.811.492	65.350.914	113.950.708	139.953.310	188.095.512	229.070.896
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	56.780.323	6.256.263	198.775.572	16.276.593	6.613.187	22.383.610	34.172.561	74.132.078	131.040.180
Otros activos financieros corrientes	23.956.079	-	47.504	-	-	143.638	26.631.685	32.899.426	-
Otros Activos No Financieros, Corriente	2.104.085	5.343.846	2.504.741	4.163.710	224.900	1.197.748	12.892.720	12.492.705	14.283.730
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	145.157.387	142.361.331	157.809.488	48.084.728	19.901.491	54.090.162	30.064.544	34.854.848	63.940.752
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	116.673.985	52.329.038	79.160.315	28.288.101	32.524.660	33.441.555	33.710.120	29.309.511	19.803.730
Inventarios	14.662.964	30.054.549	22.853.273	3.015.290	3.158.460	1.783.282	24.335	25.149	2.504
Activos por impuestos corrientes	152.462.061	147.278.377	79.300.187	7.983.070	2.928.216	910.713	2.457.345	4.381.795	-
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	4.010.150.837	3.806.238.338	3.836.444.494	328.620.769	282.190.205	319.979.207	466.450.794	484.097.928	600.244.367
Otros activos financieros no corrientes	2.759.880	31.436.192	11.908.606	34.697	108.154	161.140	1	1	-
Otros activos no financieros no corrientes	41.506	41.505	54.246	495.445	1.252.853	1.099.011	24.179.550	24.553.260	27.290.081
Derechos por cobrar no corrientes	-	-	160.518	156.318.116	144.560.890	150.312.091	7.818.925	2.908.137	21.685.968
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	-	5.712.830	6.179.892	-	-	-	31.832.066	29.806.493	42.997.790
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.739.823.985	1.523.247.036	1.537.616.848	2.402.684	2.743.725	3.428.479	9.466.233	9.072.881	10.801.536
Activos intangibles distintos de la plusvalía	14.551.065	12.617.056	10.854.274	91.877	126.534	176.228	2.556.250	2.647.693	1.410.902
Plusvalía	-	-	-	1.574.810	1.902.217	2.357.592	-	-	-
Propiedades, planta y equipo	2.249.838.283	2.209.465.781	2.247.634.237	152.164.545	125.530.800	157.747.465	352.672.949	368.075.606	456.994.530
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	3.136.118	23.717.938	22.035.873	15.538.595	5.965.032	4.697.201	37.924.820	47.033.857	39.063.560
TOTAL ACTIVOS	4.521.947.721	4.189.861.742	4.376.895.574	436.432.261	347.541.119	433.929.915	606.404.104	672.193.440	829.315.263

Línea de Negocio	Generación								
	Chile			Argentina			Brasil		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	668.592.085	600.267.301	388.462.676	318.877.246	216.250.046	184.089.684	154.314.125	169.123.436	223.439.239
Otros pasivos financieros corrientes	124.569.707	217.913.907	62.256.172	177.557.360	129.148.163	82.987.086	7.263.176	6.224.991	62.027.186
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	218.072.454	149.795.330	194.987.161	54.317.047	45.273.595	47.852.899	43.068.218	37.543.805	47.171.805
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	256.312.820	185.220.102	71.396.335	73.534.329	31.066.357	43.569.836	94.607.913	111.905.008	81.664.568
Otras provisiones corrientes	27.648.806	23.476.072	28.764.460	1.777.176	1.564.413	3.901.399	-	-	-
Pasivos por impuestos corrientes	41.456.080	23.323.179	29.576.414	6.809.177	7.807.388	5.362.401	6.898.694	11.488.571	30.425.114
Otros pasivos no financieros corrientes	532.218	538.711	1.482.134	4.882.157	1.390.130	416.063	2.476.124	1.961.061	2.150.566
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	771.344.735	871.530.756	1.169.145.498	104.952.969	95.913.004	165.441.384	26.868.554	37.449.700	58.875.184
Otros pasivos financieros no corrientes	574.924.357	649.653.793	975.588.006	12.954.207	20.701.104	87.602.569	19.711.499	26.586.073	36.725.221
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	-	126.137	175.794	241.287	6	104	1.947
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	81.953	36.317.666	37.013.568	34.248.823	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	17.426.844	16.545.029	10.251.812	5.389.574	-	-	6.795.372	6.753.472	8.596.721
Pasivo por impuestos diferidos	159.958.131	183.446.893	159.800.466	18.926.410	10.812.791	13.419.881	-	2.860.251	4.538.425
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	15.360.428	14.482.504	11.806.507	3.276.309	2.382.287	2.216.852	-	-	-
Otros pasivos no financieros no corrientes	3.674.975	7.402.537	11.616.754	27.962.666	24.827.460	27.711.972	361.677	1.249.800	9.012.870
PATRIMONIO NETO	3.082.010.901	2.718.063.685	2.819.287.400	12.602.046	35.378.069	84.398.847	425.221.425	465.620.304	547.000.840
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.082.010.901	2.718.063.685	2.819.287.400	12.602.046	35.378.069	84.398.847	425.221.425	465.620.304	547.000.840
Capital emitido	1.863.803.648	1.781.799.632	1.990.459.492	75.661.025	57.453.398	92.185.037	111.945.652	170.138.583	204.171.117
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.446.722.329	1.093.192.232	1.131.415.199	(64.632.839)	(13.873.002)	(7.554.043)	171.051.337	176.225.150	202.644.366
Primas de emisión	206.008.557	206.008.557	-	-	-	-	-	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	(434.523.633)	(362.936.736)	(302.587.291)	1.573.860	(8.202.327)	(232.147)	142.224.436	119.256.571	140.185.357
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	4.521.947.721	4.189.861.742	4.376.895.574	436.432.261	347.541.119	433.929.915	606.404.104	672.193.440	829.315.263

Generación

Colombia		Perú			Eliminaciones			Totales			
31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
321.118.495	285.719.119	239.044.005	137.682.054	80.363.358	75.650.050	(62.132.141)	(43.533.540)	(26.868.729)	1.156.230.094	959.618.767	1.171.298.010
227.781.003	187.772.861	136.260.140	39.012.017	35.284.268	32.764.569	-	-	-	374.022.497	310.058.657	521.224.071
59.041	25.067.909	674.506	121.357	51.876	48.561	-	-	-	50.768.162	58.019.211	914.209
7.825.842	7.515.740	7.964.428	31.126.566	4.241.546	2.458.301	-	-	-	58.112.923	29.818.737	28.408.948
54.561.960	35.378.529	45.507.596	27.945.880	18.439.139	16.985.155	278.427	801.583	-	306.092.926	251.736.921	338.333.153
13.527.398	15.211.112	35.104.241	16.361.453	9.221.914	10.509.205	(62.410.568)	(44.335.123)	(26.868.729)	146.150.489	94.261.112	151.150.317
15.841.374	13.257.329	11.993.970	19.731.805	12.892.282	12.645.501	-	-	-	53.275.768	59.387.769	49.278.530
1.521.877	1.515.639	1.539.124	3.382.976	232.333	238.758	-	-	-	167.807.329	156.336.360	81.988.782
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.712.544.281	1.563.308.503	1.393.219.292	850.389.930	786.613.843	812.558.136	(978.261.181)	(772.419.842)	(822.340.942)	6.389.895.430	6.150.028.975	6.140.104.554
1.260.169	1.236.511	1.205.585	6.692	524.133	216.790	-	-	-	4.061.439	33.304.991	13.492.121
-	635.776	-	-	-	-	(407.692)	(133.195)	-	24.308.809	26.350.199	28.443.338
3.509.648	3.014.698	3.241.735	-	-	-	-	-	-	167.646.689	150.483.725	175.400.312
-	-	-	-	-	-	(31.832.066)	(35.519.323)	(51.040.898)	-	-	(1.863.216)
-	-	-	49.498.978	51.856.848	49.887.780	(1.031.041.733)	(822.714.452)	(859.839.122)	770.150.147	764.206.038	741.895.521
24.751.366	23.938.624	22.281.991	9.892.423	9.718.479	457.861	-	-	-	51.842.981	49.048.386	35.181.256
5.213.756	5.194.342	5.126.657	8.287.322	8.703.399	10.361.690	85.020.310	85.947.128	88.539.078	100.096.198	101.747.086	106.385.017
1.618.190.483	1.469.930.901	1.302.924.129	782.704.515	713.971.669	750.111.283	-	-	-	5.155.570.775	4.886.974.757	4.915.411.644
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
59.618.859	59.357.651	58.439.195	-	1.839.315	1.522.732	-	-	-	116.218.392	137.913.793	125.758.561
2.033.662.776	1.849.027.622	1.632.263.297	988.071.984	866.977.201	888.208.186	(1.040.393.322)	(815.953.382)	(849.209.671)	7.546.125.524	7.109.647.742	7.311.402.564

Generación

Colombia		Perú			Eliminaciones			Totales			
31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
229.570.428	179.614.548	220.413.976	121.170.978	80.997.177	77.444.300	12.105.476	(41.254.542)	25.000.330	1.504.630.338	1.204.997.966	1.118.850.205
65.753.442	29.534.134	113.869.956	35.770.544	27.415.986	32.976.929	-	-	-	410.914.229	410.237.181	354.117.329
71.066.492	71.999.845	50.897.328	69.660.662	41.946.209	23.834.560	29.738.142	8.220.091	(7.957)	485.923.015	354.778.875	364.735.796
28.331.191	23.917.636	14.328.510	951.459	914.067	13.875	(17.632.666)	(49.474.633)	25.008.287	436.105.046	303.548.537	235.981.411
12.139.002	9.808.093	10.860	3.481.855	3.471.748	2.840.237	-	-	-	45.046.839	38.320.326	35.516.956
50.014.588	42.623.796	40.779.406	7.706.070	4.516.616	14.748.267	-	-	-	112.884.609	89.759.550	120.891.602
2.265.713	1.731.044	527.916	3.600.388	2.732.551	3.030.432	-	-	-	13.756.600	8.353.497	7.607.111
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
864.631.943	757.392.281	530.859.723	304.848.189	282.137.010	317.338.453	(32.111.507)	(26.375.868)	(34.248.823)	2.040.534.883	2.018.046.883	2.207.411.419
828.381.968	711.308.825	486.420.793	164.199.904	136.960.660	169.238.940	-	-	-	1.600.171.935	1.545.210.455	1.755.575.529
-	-	-	-	-	-	-	-	-	126.143	175.898	243.234
-	-	-	-	-	-	(32.111.507)	(29.899.343)	(34.248.823)	4.206.159	7.114.225	81.953
738.840	316.755	316.576	3.223.572	2.732.195	1.668.030	-	-	-	33.574.202	26.347.451	20.833.139
13.991.943	12.001.108	-	136.787.298	141.771.503	146.431.483	-	-	-	329.663.782	350.892.546	324.190.255
21.519.192	22.056.756	21.953.569	637.415	672.652	-	-	-	-	40.793.344	39.594.199	35.976.928
-	11.708.837	22.168.785	-	-	-	-	3.523.475	-	31.999.318	48.712.109	70.510.381
939.460.405	912.020.793	880.989.598	562.052.817	503.843.014	493.425.433	(1.020.387.291)	(748.322.972)	(839.961.178)	4.000.960.303	3.886.602.893	3.985.140.940
939.460.405	912.020.793	880.989.598	562.052.817	503.843.014	493.425.433	(1.020.387.291)	(748.322.972)	(839.961.178)	4.000.960.303	3.886.602.893	3.985.140.940
165.215.801	164.600.583	142.906.410	201.643.413	186.073.314	164.297.758	(958.973.815)	(871.893.592)	(841.129.777)	1.459.295.724	1.488.171.918	1.752.890.037
543.834.488	524.280.383	128.464.532	134.872.574	75.744.989	70.760.796	(168.829.313)	34.872.108	312.688.322	2.063.018.576	1.890.441.860	1.838.419.172
-	-	-	501.725	-	-	-	-	-	206.510.282	206.008.557	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230.410.116	223.139.827	609.618.656	225.035.105	242.024.711	258.366.879	107.415.837	88.698.512	(311.519.723)	272.135.721	301.980.558	393.831.731
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.033.662.776	1.849.027.622	1.632.263.297	988.071.984	866.977.201	888.208.186	(1.040.393.322)	(815.953.382)	(849.209.671)	7.546.125.524	7.109.647.742	7.311.402.564

País	Chile			Argentina			Brasil		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES									
INGRESOS	962.878.821	1.107.116.945	1.137.769.807	173.767.877	347.671.353	395.296.464	349.612.268	361.855.124	309.049.119
Ventas	961.131.300	1.046.837.045	1.125.358.093	138.071.696	344.621.942	395.107.435	349.355.959	361.855.124	306.693.874
Ventas de energía	860.581.278	995.304.342	1.105.983.558	109.113.647	341.123.404	389.963.331	286.300.194	294.359.410	253.753.923
Otras ventas	25.273.582	30.347	35.104	-	-	-	-	-	-
Otras prestaciones de servicios	75.276.440	51.502.356	19.339.431	28.958.049	3.498.538	5.144.104	63.055.765	67.495.714	52.939.951
Otros ingresos de explotación	1.747.521	60.279.900	12.411.714	35.696.181	3.049.411	189.029	256.309	-	2.355.245
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(494.891.536)	(753.997.627)	(601.671.634)	(56.031.618)	(281.490.845)	(315.717.397)	(141.838.915)	(131.313.182)	(55.607.090)
Compras de energía	(124.419.095)	(219.329.602)	(156.532.305)	(18.314.109)	(13.485.770)	(13.740.208)	(51.759.989)	(52.245.893)	(9.943.885)
Consumo de combustible	(211.607.777)	(385.352.659)	(319.620.236)	(25.889.831)	(255.215.278)	(283.048.981)	(51.277.737)	(31.481.375)	(35.498.349)
Gastos de transporte	(149.447.929)	(153.277.780)	(118.743.579)	(1.826.164)	(4.074.257)	(8.165.583)	(9.695.879)	(16.161.314)	(16.353.299)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(9.416.735)	3.962.414	(6.775.514)	(10.001.514)	(8.715.540)	(10.762.625)	(29.105.310)	(31.424.600)	6.188.443
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	467.987.285	353.119.318	536.098.173	117.736.259	66.180.508	79.579.067	207.773.353	230.541.942	253.442.029
Trabajos para el Inmovilizado	10.625.755	8.472.679	3.954.056	2.994.025	-	-	798.621	713.161	244.254
Gastos de Personal	(63.318.333)	(51.313.882)	(38.352.370)	(33.097.900)	(22.442.565)	(19.020.797)	(12.441.385)	(11.545.260)	(12.425.160)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(60.037.993)	(51.725.559)	(42.002.591)	(19.974.007)	(14.644.907)	(9.996.620)	(9.947.279)	(12.503.249)	(10.652.946)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	355.256.714	258.552.556	459.697.268	67.658.377	29.093.036	50.561.650	186.183.310	207.206.594	230.608.177
Depreciaciones y Amortizaciones	(90.062.966)	(82.066.125)	(78.093.376)	(26.740.217)	(23.217.258)	(16.647.907)	(24.882.875)	(26.462.161)	(26.089.510)
Reversion Deterioro (perdidas por deterioro)	64.137	(11.027.857)	(4.119.978)	(5.788.835)	-	-	(695.613)	-	(1.025.578)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	265.257.885	165.458.574	377.483.914	35.129.325	5.875.778	33.913.743	160.604.822	180.744.433	203.493.089
RESULTADO FINANCIERO	(62.651.050)	(63.763.352)	(44.953.016)	(85.446.574)	(37.367.253)	(24.064.353)	15.184.609	9.501.946	31.870.959
Ingresos financieros	3.536.277	5.972.775	15.272.137	4.244.643	2.841.601	6.318.260	19.932.500	24.959.636	62.448.962
Gastos financieros	(77.521.638)	(67.876.690)	(55.472.876)	(31.560.337)	(23.674.870)	(20.995.238)	(12.677.600)	(18.097.957)	(49.265.315)
Resultados por Unidades de Reajuste	1.220.365	(785.468)	(5.484.279)	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	10.113.946	(1.073.969)	732.002	(58.130.880)	(16.533.984)	(9.387.375)	7.929.709	2.640.267	18.687.312
Positivas	26.215.267	7.585.199	14.059.103	18.008.940	7.926.758	4.805.473	13.724.429	8.385.976	27.309.335
Negativas	(16.101.321)	(8.659.168)	(13.327.101)	(76.139.820)	(24.460.742)	(14.192.848)	(5.794.720)	(5.745.709)	(8.622.023)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	24.211.203	27.938.714	24.038.140	144.312	(24.718)	-	-	-	-
Resultado de Otras Inversiones	110.144	158.288	539.283	725.673	498.738	498.877	-	-	-
Resultados en Ventas de Activos	2.446.539	13.828	478.619	7.854	2.032	-	-	-	-
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	229.374.721	129.806.052	357.586.940	(49.439.410)	(31.015.423)	10.348.267	175.789.431	190.246.379	235.364.048
Impuesto Sobre Sociedades	(58.588.721)	(48.515.925)	(75.808.716)	(7.294.916)	(5.394.465)	(21.796.346)	(25.337.026)	(27.804.757)	(46.012.835)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	170.786.000	81.290.127	281.778.224	(56.734.326)	(36.409.888)	(11.448.079)	150.452.405	162.441.622	189.351.213
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	170.786.000	81.290.127	281.778.224	(56.734.326)	(36.409.888)	(11.448.079)	150.452.405	162.441.622	189.351.213
RESULTADO DEL PERÍODO	170.786.000	81.290.127	281.778.224	(56.734.326)	(36.409.888)	(11.448.079)	150.452.405	162.441.622	189.351.213
Sociedad dominante									
Accionistas minoritarios									

Generación

Colombia		Perú			Eliminaciones			Totales			
31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
639.460.200	580.151.107	498.568.875	315.886.096	282.124.274	239.841.441	(484.995)	(656.842)	(724.906)	2.441.120.267	2.678.261.961	2.579.800.800
634.800.723	579.490.649	496.505.095	294.442.189	280.813.676	239.031.927	(476.535)	(661.982)	(724.906)	2.377.325.332	2.612.956.454	2.561.971.518
634.181.459	578.673.437	495.453.014	275.491.763	273.293.947	233.663.702	-	-	-	2.165.668.341	2.482.754.540	2.478.817.528
-	-	-	8.817.669	-	-	-	-	-	34.091.251	30.347	35.104
619.264	817.212	1.052.081	10.132.757	7.519.729	5.368.225	(476.535)	(661.982)	(724.906)	177.565.740	130.171.567	83.118.886
4.659.477	660.458	2.063.780	21.443.907	1.310.598	809.514	(8.460)	5.140	-	63.794.935	65.305.507	17.829.282
(204.521.337)	(171.182.696)	(134.977.823)	(112.418.729)	(111.094.930)	(86.884.090)	-	(5.140)	-	(1.009.702.135)	(1.449.084.420)	(1.194.858.034)
(87.695.910)	(49.214.202)	(29.508.762)	(14.637.476)	(28.555.290)	(13.812.605)	3.962.147	1.220.179	-	(292.864.432)	(361.610.578)	(223.537.765)
(34.870.502)	(36.215.949)	(23.946.682)	(62.465.952)	(55.518.422)	(49.411.567)	-	-	-	(386.111.799)	(763.783.683)	(711.525.815)
(59.719.073)	(57.311.261)	(54.452.560)	(22.491.100)	(19.718.720)	(16.393.695)	(3.962.147)	(1.225.319)	-	(247.142.292)	(251.768.651)	(214.108.716)
(22.235.852)	(28.441.284)	(27.069.819)	(12.824.201)	(7.302.498)	(7.266.223)	-	-	-	(83.583.612)	(71.921.508)	(45.685.738)
434.938.863	408.968.411	363.591.052	203.467.367	171.029.344	152.957.351	(484.995)	(661.982)	(724.906)	1.431.418.132	1.229.177.541	1.384.942.766
5.001.430	4.133.486	2.187.900	461.664	157.020	18.593	-	-	-	19.881.495	13.476.346	6.404.803
(18.284.458)	(15.935.879)	(13.009.393)	(14.606.541)	(12.729.281)	2.657.451	-	-	-	(141.748.617)	(113.966.867)	(80.150.269)
(20.175.229)	(21.038.904)	(61.997.033)	(21.653.706)	(18.465.710)	(14.254.393)	484.995	661.982	724.906	(131.303.219)	(117.716.347)	(138.178.677)
401.480.606	376.127.114	290.772.526	167.668.784	139.991.373	141.379.002	-	-	-	1.178.247.791	1.010.970.673	1.173.018.623
(37.628.154)	(38.421.392)	(37.360.006)	(41.395.669)	(38.894.195)	(36.724.390)	-	-	-	(220.709.881)	(209.061.131)	(194.915.189)
76.227	(44.846)	95.584	(6.698.767)	(44.659)	-	-	-	-	(13.042.851)	(11.117.362)	(5.049.972)
363.928.679	337.660.876	253.508.104	119.574.348	101.052.519	104.654.612	-	-	-	944.495.059	790.792.180	973.053.462
(26.946.483)	(38.974.600)	(44.412.198)	(12.096.778)	(16.903.421)	(10.596.299)	4.146.888	1.721.129	(2.173.731)	(167.809.388)	(145.785.551)	(94.328.638)
11.265.048	5.210.427	6.440.538	1.144.181	1.230.290	862.313	(2.226.200)	(1.841.637)	(2.146.863)	37.896.449	38.373.092	89.195.347
(38.653.714)	(43.917.815)	(50.600.130)	(9.184.654)	(18.088.798)	(10.794.337)	2.226.198	2.196.021	2.146.863	(167.371.745)	(169.460.109)	(184.981.033)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.220.365	(785.468)	(5.484.279)
442.183	(267.212)	(252.606)	(4.056.305)	(44.913)	(664.275)	4.146.890	1.366.745	(2.173.731)	(39.554.457)	(13.913.066)	6.941.327
740.084	407.595	370.895	3.279.188	3.196	19.821	(8.975.752)	(4.235.887)	(12.320.110)	52.992.156	20.072.837	34.244.517
(297.901)	(674.807)	(623.501)	(7.335.493)	(48.109)	(684.096)	13.122.642	5.602.632	10.146.379	(92.546.613)	(33.985.903)	(27.303.190)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	24.355.515	27.913.996	24.038.140
-	-	-	-	-	-	-	-	-	835.817	657.026	1.038.160
310.238	187.055	70.187	(182.051)	562.330	426.771	-	-	-	2.582.580	765.245	975.577
337.292.434	298.873.331	209.166.093	107.295.519	84.711.428	94.485.084	4.146.888	1.721.129	(2.173.731)	804.459.583	674.342.896	904.776.701
(106.503.562)	(97.612.299)	(80.740.375)	(31.842.461)	(31.275.247)	(27.749.046)	-	-	-	(229.566.686)	(210.602.693)	(252.107.318)
230.788.872	201.261.032	128.425.718	75.453.058	53.436.181	66.736.038	4.146.888	1.721.129	(2.173.731)	574.892.897	463.740.203	652.669.383
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230.788.872	201.261.032	128.425.718	75.453.058	53.436.181	66.736.038	4.146.888	1.721.129	(2.173.731)	574.892.897	463.740.203	652.669.383
230.788.872	201.261.032	128.425.718	75.453.058	53.436.181	66.736.038	4.146.888	1.721.129	(2.173.731)	574.892.897	463.740.203	652.669.383
									294.420.283	160.758.139	303.891.384
									280.472.614	302.982.064	348.777.999

b) Distribución

Línea de Negocio	Distribución								
	Chile			Argentina			Brasil		
País	31-12-13	31-12-12	31-12-11	31-12-13	31-12-12	31-12-11	31-12-13	31-12-12	31-12-11
ACTIVOS	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES	192.097.248	161.687.281	193.667.154	217.226.660	75.393.801	84.947.442	413.137.593	396.065.371	424.487.557
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	22.774.490	6.800.784	26.582.727	8.696.329	13.979.227	21.100.767	65.536.627	46.175.000	109.978.438
Otros activos financieros corrientes	309.009	3	-	-	248.730	-	16.895.101	21.786.059	-
Otros Activos No Financieros, Corriente	1.793.463	2.458.642	2.312.576	1.181.675	982.584	1.246.994	71.204.617	58.667.785	27.375.759
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	149.400.234	146.524.961	152.223.272	195.835.234	50.892.193	54.255.165	248.214.780	256.665.873	254.576.869
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	15.082.952	4.002.377	10.623.831	757.342	910.306	776.127	22.750	-	-
Inventarios	2.516.897	1.452.916	1.924.748	5.186.645	3.234.106	3.138.669	2.495.125	634.171	1.252.066
Activos por impuestos corrientes	220.203	447.598	-	5.569.435	5.146.655	4.429.720	8.768.593	12.136.483	31.304.425
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	1.210.687.967	1.141.771.230	1.116.514.950	284.575.650	249.249.898	272.099.510	1.748.919.068	1.813.358.782	1.994.823.050
Otros activos financieros no corrientes	22.728	25.109	25.176	61.181	86.201	-	452.494.316	375.227.434	-
Otros activos no financieros no corrientes	319.503	333.644	229.343	480.779	580.733	885.726	58.799.681	59.325.193	79.626.762
Derechos por cobrar no corrientes	6.055.189	6.863.063	3.699.470	1.668.894	1.666.444	1.378.682	34.859.235	32.901.738	251.693.307
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	99.044	117.946
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	552.161.023	510.734.951	503.579.522	21.641	25.684	31.383	-	-	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13.175.169	13.233.744	15.263.011	2.644.331	3.334.273	3.473.743	1.052.932.113	1.098.619.633	1.374.215.991
Plusvalía	2.240.478	2.240.478	2.240.478	-	-	-	95.223.794	100.004.647	119.058.905
Propiedades, planta y equipo	636.528.765	608.238.795	583.180.744	279.698.824	243.556.563	266.329.976	20.065.773	18.163.438	20.746.848
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	185.112	101.446	8.297.206	-	-	-	34.544.156	129.017.655	149.363.291
TOTAL ACTIVOS	1.402.785.215	1.303.458.511	1.310.182.104	501.802.310	324.643.699	357.046.952	2.162.056.661	2.209.424.153	2.419.310.607

Línea de Negocio	Distribución								
	Chile			Argentina			Brasil		
País	31-12-13	31-12-12	31-12-11	31-12-13	31-12-12	31-12-11	31-12-13	31-12-12	31-12-11
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES	228.651.495	195.903.833	196.759.945	446.887.893	376.427.290	310.638.397	310.263.199	366.781.235	489.046.971
Otros pasivos financieros corrientes	131.149	47	26.351	8.217.233	27.634.365	22.349.209	59.916.172	104.776.985	226.703.734
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	91.503.470	100.344.207	137.937.525	353.750.483	290.202.271	235.366.718	183.064.393	203.340.459	183.352.939
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	111.091.592	80.044.605	23.267.428	1.566.103	1.837.109	2.249.562	20.234.079	20.985.919	20.937.120
Otras provisiones corrientes	8.775.352	9.182.725	9.088.010	47.584.766	28.531.366	21.423.408	1.162.162	1.559.596	6.801.936
Pasivos por impuestos corrientes	16.612.912	4.814.657	25.872.525	11.359.482	2.831.011	7.016.288	28.512.477	20.926.914	36.202.808
Otros pasivos no financieros corrientes	537.020	1.517.592	568.106	24.409.826	25.391.168	22.233.212	17.373.916	15.191.362	15.048.434
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	43.735.684	70.857.008	52.473.555	26.488.657	17.990.925	41.497.104	772.314.235	815.506.536	870.301.120
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	6.309.078	2.929.147	25.941.484	492.050.733	439.191.002	478.627.090
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	-	-	-	905.643	22.937.735	14.081.540	13.155.174
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	6.556.806	8.738.743	7.618.844	8.257.705	7.830.746	9.239.778	129.252.556	124.438.070	160.166.774
Pasivo por impuestos diferidos	16.820.903	16.134.410	22.742.572	-	-	-	21.675.958	110.169.354	63.153.516
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	19.385.185	18.784.699	17.289.987	6.363.973	4.631.912	5.410.199	106.313.626	127.516.473	149.352.163
Otros pasivos no financieros no corrientes	972.790	27.199.156	4.822.152	5.557.901	2.599.120	-	83.627	110.097	5.846.403
PATRIMONIO NETO	1.130.398.036	1.036.697.670	1.060.948.604	28.425.760	(69.774.516)	4.911.451	1.079.479.227	1.027.136.382	1.059.962.516
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.130.398.036	1.036.697.670	1.060.948.604	28.425.760	(69.774.516)	4.911.451	1.079.479.227	1.027.136.382	1.059.962.516
Capital emitido	367.928.681	367.928.682	368.494.984	69.224.795	83.616.788	135.477.599	387.386.697	336.739.309	466.167.408
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.134.938.013	1.027.496.557	978.146.893	(43.583.682)	(156.754.885)	(92.338.025)	202.932.488	244.654.424	72.309.174
Primas de emisión	566.302	566.302	-	-	-	-	-	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	(373.034.960)	(359.293.871)	(285.693.273)	2.784.647	3.363.581	(38.228.123)	489.160.042	445.742.649	521.485.934
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.402.785.215	1.303.458.511	1.310.182.104	501.802.310	324.643.699	357.046.952	2.162.056.661	2.209.424.153	2.419.310.607

Distribución

Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
286.639.350	248.759.159	233.091.543	106.049.491	83.158.205	73.305.844	(3.541.399)	(3.228.460)	(8.446.413)	1.211.608.943	961.835.357	1.001.053.127
116.480.956	132.138.584	131.270.670	41.802.393	27.824.497	9.290.173	-	-	-	255.290.795	226.918.092	298.222.775
72.924.655	25.853.350	25.011	3.941.104	-	-	-	-	-	94.069.869	47.888.142	25.011
3.591.691	6.465.483	5.118.035	2.013.596	2.667.568	2.636.552	-	-	-	79.785.042	71.242.062	38.689.916
86.878.811	78.708.428	82.197.032	49.200.081	48.194.935	56.990.519	2.968	-	-	729.532.108	580.986.390	600.242.857
2.735.244	2.444.649	9.761.211	3.156.941	54.071	14.453	(3.544.367)	(3.228.460)	(8.446.413)	18.210.862	4.182.943	12.729.209
4.027.993	3.148.665	4.719.584	5.445.164	4.390.026	4.357.382	-	-	-	19.671.824	12.859.884	15.392.449
-	-	-	490.212	27.108	16.765	-	-	-	15.048.443	17.757.844	35.750.910
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
965.222.710	949.733.045	937.334.342	487.752.639	456.528.437	434.005.821	-	-	-	4.697.158.034	4.610.641.392	4.754.777.673
7.143	7.117	7.024	-	3.183.912	2.792.448	-	-	-	452.585.368	378.529.773	2.824.648
-	1.074.740	-	-	-	-	-	-	-	59.599.963	61.314.310	80.741.831
11.995.821	10.300.046	10.285.519	-	-	-	-	-	-	54.579.139	51.731.291	267.056.978
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	99.044	117.946
33.085.547	33.528.901	31.365.165	-	-	-	-	-	-	585.268.211	544.289.536	534.976.070
18.832.051	19.929.984	21.482.790	3.788.645	2.929.542	2.844.862	-	-	-	1.091.372.309	1.138.047.176	1.417.280.397
-	-	-	-	-	-	-	-	-	97.464.272	102.245.125	121.299.383
864.965.468	847.581.454	838.130.612	483.963.994	450.414.983	428.368.511	-	-	-	2.285.222.824	2.167.955.233	2.136.756.691
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36.336.680	37.310.803	36.063.232	-	-	-	-	-	-	71.065.948	166.429.904	193.723.729
1.251.862.060	1.198.492.204	1.170.425.885	593.802.130	539.686.642	507.311.665	(3.541.399)	(3.228.460)	(8.446.413)	5.908.766.977	5.572.476.749	5.755.830.800

Distribución

Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
289.883.566	279.593.205	294.852.368	119.780.608	121.210.186	103.699.413	(3.541.399)	(3.228.460)	(8.446.413)	1.391.925.362	1.336.687.289	1.386.550.681
69.830.480	66.840.051	10.772.339	35.151.405	33.719.936	32.046.376	-	-	-	173.246.439	232.971.384	291.898.009
148.984.098	134.401.488	167.078.182	56.271.577	43.394.348	44.810.969	646	-	-	833.574.667	771.682.773	768.546.333
30.522.419	31.019.825	77.542.865	7.452.597	9.418.449	11.369.623	(3.542.045)	(3.228.460)	(8.446.413)	167.324.745	140.077.447	126.920.185
-	-	-	6.264.920	5.042.674	5.913.838	-	-	-	63.787.200	44.316.361	43.227.192
32.519.099	40.775.096	34.217.419	4.396.429	4.870.431	5.730.192	-	-	-	93.400.399	74.218.109	109.039.232
8.027.470	6.556.745	5.241.563	10.243.680	24.764.348	3.828.415	-	-	-	60.591.912	73.421.215	46.919.730
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
345.076.634	311.739.452	379.922.653	213.494.034	202.239.407	210.609.245	-	-	-	1.401.109.244	1.418.333.328	1.554.803.677
269.389.169	234.412.181	295.721.421	163.077.749	147.679.985	152.604.148	-	-	-	930.826.729	824.212.315	952.894.143
-	-	-	-	-	-	-	-	-	22.937.735	14.081.540	14.060.817
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9.949.344	2.672.924	3.888.164	214.112	201.947	165.531	-	-	-	154.230.523	143.882.430	181.079.091
9.910.017	9.873.115	10.917.433	47.089.999	51.244.001	56.914.980	-	-	-	95.496.877	187.420.880	153.728.501
55.828.104	57.242.246	55.129.356	1.519.466	1.564.125	-	-	-	-	189.410.354	209.739.455	227.181.705
-	7.538.986	14.266.279	1.592.708	1.549.349	924.586	-	-	-	8.207.026	38.996.708	25.859.420
616.901.860	607.159.547	495.650.864	260.527.488	216.237.049	193.003.007	-	-	-	3.115.732.371	2.817.456.132	2.814.476.442
616.901.860	607.159.547	495.650.864	260.527.488	216.237.049	193.003.007	-	-	-	3.115.732.371	2.817.456.132	2.814.476.442
3.593.166	3.579.786	7.905.014	37.694.885	37.643.914	32.841.625	-	-	-	865.828.224	829.508.479	1.010.886.630
113.465.048	107.753.937	(2.694.357)	87.345.984	60.254.433	1.623.660	-	-	-	1.495.097.851	1.283.404.466	957.047.345
3.627.695	3.614.187	-	-	-	-	-	-	-	4.193.997	4.180.489	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
496.215.951	492.211.637	490.440.207	135.486.619	118.338.702	158.537.722	-	-	-	750.612.299	700.362.698	846.542.467
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.251.862.060	1.198.492.204	1.170.425.885	593.802.130	539.686.642	507.311.665	(3.541.399)	(3.228.460)	(8.446.413)	5.908.766.977	5.572.476.749	5.755.830.800

País	Chile			Argentina			Brasil		
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES									
INGRESOS	975.023.628	984.738.417	1.046.190.998	528.653.054	321.242.024	279.724.815	1.634.111.790	1.880.664.677	1.976.715.786
Ventas	959.692.207	974.543.003	1.035.360.191	268.473.426	309.297.973	271.566.142	1.462.498.140	1.716.445.896	1.784.693.095
Ventas de energía	842.753.580	859.734.418	936.062.746	252.621.413	292.980.498	251.678.813	1.388.685.125	1.609.908.784	1.661.700.350
Otras ventas	7.963.873	8.535.176	6.051.771	361.681	412.885	-	-	-	-
Otras prestaciones de servicios	108.974.754	106.273.409	93.245.674	15.490.332	15.904.590	19.887.329	73.813.015	106.537.112	122.992.745
Otros ingresos de explotación	15.331.421	10.195.414	10.830.807	260.179.628	11.944.051	8.158.673	171.613.650	164.218.781	192.022.691
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(712.458.218)	(728.000.745)	(803.854.371)	(169.802.328)	(175.422.082)	(141.879.982)	(1.060.194.360)	(1.247.583.156)	(1.297.135.167)
Compras de energía	(628.376.374)	(642.760.395)	(728.175.203)	(168.486.826)	(174.672.141)	(139.846.898)	(686.576.752)	(668.946.700)	(704.848.626)
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos de transporte	(57.958.728)	(59.678.207)	(52.701.930)	(1.194.862)	(570.898)	(978.324)	(64.041.259)	(128.233.904)	(92.384.968)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(26.123.116)	(25.562.143)	(22.977.238)	(120.640)	(179.043)	(1.054.760)	(309.576.349)	(450.402.552)	(499.901.573)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	262.565.410	256.737.672	242.336.627	358.850.726	145.819.942	137.844.833	573.917.430	633.081.521	679.580.619
Trabajos para el Inmovilizado	4.205.303	2.794.597	2.776.876	18.108.177	12.470.077	12.146.533	13.079.321	15.028.450	17.886.043
Gastos de Personal	(30.387.943)	(28.098.186)	(29.792.819)	(121.588.649)	(96.765.119)	(87.034.352)	(80.791.303)	(88.652.016)	(92.462.436)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(62.191.404)	(64.211.703)	(60.852.918)	(118.511.278)	(99.917.490)	(78.690.268)	(135.153.017)	(137.882.457)	(146.412.225)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	174.191.366	167.222.380	154.467.766	136.858.976	(38.392.590)	(15.733.254)	371.052.431	421.575.498	458.592.001
Depreciaciones y Amortizaciones	(27.033.400)	(27.216.121)	(25.533.034)	(12.909.107)	(14.336.316)	(13.804.113)	(86.883.098)	(92.210.040)	(98.073.051)
Reversión Deterioro (perdidas por deterioro)	(8.277.086)	(6.631.388)	(9.250.045)	(1.951.710)	(1.373.527)	(107.632.541)	(50.553.285)	(24.644.075)	(5.873.081)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	138.880.880	133.374.871	119.684.687	121.998.159	(54.102.433)	(137.169.908)	233.616.048	304.721.383	354.645.869
RESULTADO FINANCIERO	500.342	9.223.777	10.648.013	(13.178.989)	(29.719.536)	(7.990.001)	(2.582.536)	12.072.874	(72.935.412)
Ingresos financieros	8.218.478	10.291.435	15.874.126	32.944.854	5.357.720	6.538.668	110.285.525	155.301.692	58.787.606
Gastos financieros	(7.777.657)	(2.281.296)	(4.383.448)	(45.795.956)	(35.873.443)	(15.352.367)	(113.177.408)	(144.016.072)	(132.097.058)
Resultados por Unidades de Reajuste	558.758	1.204.984	42.067	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	(499.237)	8.654	(884.732)	(327.887)	796.187	823.698	309.347	787.254	374.040
Positivas	1.981.184	745.506	798.025	742.128	1.113.208	1.121.128	422.873	841.360	2.081.506
Negativas	(2.480.421)	(736.852)	(1.682.757)	(1.070.015)	(317.021)	(297.430)	(113.526)	(54.106)	(1.707.466)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	-	-	-	-	310	468	-	-	-
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	80.290	-	-	-	-
Resultados en Ventas de Activos	(176.425)	(173.274)	(4.305)	-	-	-	2.761.811	1.983.259	-
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	139.204.797	142.425.374	130.328.395	108.819.170	(83.741.369)	(145.159.441)	233.795.323	318.777.516	281.710.457
Impuesto Sobre Sociedades	(31.370.850)	(24.732.757)	(33.614.812)	(10.685.347)	2.935.068	(12.248.134)	(66.562.047)	(100.740.767)	(75.932.075)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	107.833.947	117.692.617	96.713.583	98.133.823	(80.806.301)	(157.407.575)	167.233.276	218.036.749	205.778.382
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	107.833.947	117.692.617	96.713.583	98.133.823	(80.806.301)	(157.407.575)	167.233.276	218.036.749	205.778.382
RESULTADO DEL PERÍODO	107.833.947	117.692.617	96.713.583	98.133.823	(80.806.301)	(157.407.575)	167.233.276	218.036.749	205.778.382
Sociedad dominante									
Accionistas minoritarios									

Distribución

Colombia		Perú			Eliminaciones			Totales			
31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
852.780.069	851.622.458	783.049.572	413.911.453	385.013.476	329.309.210	-	-	-	4.404.479.994	4.423.281.052	4.414.990.381
815.252.120	817.309.801	751.734.951	395.765.288	364.412.134	311.980.876	-	-	-	3.901.681.181	4.182.008.807	4.155.335.255
697.374.115	702.040.108	645.883.517	370.947.951	354.534.983	303.303.904	-	-	-	3.552.382.184	3.819.198.791	3.798.629.330
3.280.645	2.566.899	2.107.573	6.136	38.502	45.957	-	-	-	11.612.335	11.553.462	8.205.301
114.597.360	112.702.794	103.743.861	24.811.201	9.838.649	8.631.015	-	-	-	337.686.662	351.256.554	348.500.624
37.527.949	34.312.657	31.314.621	18.146.165	20.601.342	17.328.334	-	-	-	502.798.813	241.272.245	259.655.126
(464.474.672)	(464.300.285)	(436.664.901)	(266.450.403)	(252.013.491)	(210.904.949)	-	-	-	(2.673.379.981)	(2.867.319.759)	(2.890.439.370)
(349.818.265)	(348.283.812)	(327.172.799)	(241.896.638)	(228.550.090)	(188.535.528)	-	-	-	(2.075.154.855)	(2.063.213.138)	(2.088.579.054)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(78.964.131)	(81.988.858)	(79.060.148)	-	-	(1.052)	-	-	-	(202.158.980)	(270.471.867)	(225.126.422)
(35.692.276)	(34.027.615)	(30.431.954)	(24.553.765)	(23.463.401)	(22.368.369)	-	-	-	(396.066.146)	(533.634.754)	(576.733.894)
388.305.397	387.322.173	346.384.671	147.461.050	132.999.985	118.404.261	-	-	-	1.731.100.013	1.555.961.293	1.524.551.011
3.809.445	2.364.028	4.057.898	2.798.463	2.533.884	2.211.736	-	-	-	42.000.709	35.191.036	39.079.086
(33.308.955)	(31.246.085)	(31.059.021)	(20.112.810)	(18.344.299)	(9.745.039)	-	-	-	(286.189.660)	(263.105.705)	(250.093.667)
(55.855.565)	(53.663.965)	(77.699.549)	(21.220.124)	(22.294.925)	(18.518.662)	-	-	-	(392.931.388)	(377.970.540)	(382.173.622)
302.950.322	304.776.151	241.683.999	108.926.579	94.894.645	92.352.296	-	-	-	1.093.979.674	950.076.084	931.362.808
(61.825.005)	(65.854.529)	(61.899.086)	(24.005.738)	(23.483.203)	(20.838.624)	-	-	-	(212.656.348)	(223.100.209)	(220.147.908)
(236.860)	(149.840)	(425.602)	(816.132)	(1.342.800)	(1.614.116)	-	-	-	(61.835.073)	(34.141.630)	(124.795.385)
240.888.457	238.771.782	179.359.311	84.104.709	70.068.642	69.899.556	-	-	-	819.488.253	692.834.245	586.419.515
(23.123.000)	(26.268.820)	(31.198.764)	(14.976.086)	(11.503.704)	(12.080.615)	(53.882)	97.941	60.038	(53.414.151)	(46.097.468)	(113.496.741)
7.279.595	8.755.185	5.377.801	2.340.149	3.799.957	1.846.358	-	-	-	161.068.601	183.505.989	88.424.559
(30.335.480)	(35.098.814)	(36.602.706)	(16.965.295)	(15.535.299)	(14.114.310)	-	-	-	(214.051.796)	(232.804.924)	(202.549.889)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	558.758	1.204.984	42.067
(67.115)	74.809	26.141	(350.940)	231.638	187.337	(53.882)	97.941	60.038	(989.714)	1.996.483	586.522
103.323	324.301	326.989	804.523	930.908	562.888	(599.999)	(193.281)	60.038	3.454.032	3.762.002	4.950.574
(170.438)	(249.492)	(300.848)	(1.155.463)	(699.270)	(375.551)	546.117	291.222	-	(4.443.746)	(1.765.519)	(4.364.052)
933.704	2.467.940	2.602.952	-	-	-	-	-	-	933.704	2.468.250	2.603.420
-	(16)	-	-	-	-	-	-	-	-	80.274	-
70.773	(399.837)	(217.888)	905.210	(97.875)	(8.420)	-	-	-	3.561.369	1.312.273	(230.613)
218.769.934	214.571.049	150.545.611	70.033.833	58.467.063	57.810.521	(53.882)	97.941	60.038	770.569.175	650.597.574	475.295.581
(75.302.320)	(69.798.727)	(60.083.765)	(19.520.536)	(18.540.672)	(16.517.066)	-	-	-	(203.441.100)	(210.877.855)	(198.395.852)
143.467.614	144.772.322	90.461.846	50.513.297	39.926.391	41.293.455	(53.882)	97.941	60.038	567.128.075	439.719.719	276.899.729
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
143.467.614	144.772.322	90.461.846	50.513.297	39.926.391	41.293.455	(53.882)	97.941	60.038	567.128.075	439.719.719	276.899.729
143.467.614	144.772.322	90.461.846	50.513.297	39.926.391	41.293.455	(53.882)	97.941	60.038	567.128.075	439.719.719	276.899.729
403.980.232	236.219.927	132.562.427	163.147.843	203.499.792	144.337.302	-	-	-	-	-	-

Nota 35

Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos y Pasivos Contingentes y Otros Compromisos

35.1 Garantías directas

Acreedor de la Garantía	Deudor Nombre	Relación	Tipo de Garantía	Activos Comprometidos
				Tipo
Mitsubishi	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado
Banco de la Nación Argentina	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes. de CAMMESA
Citibank N.A.	Endesa Chile	Acreedor	Prenda	Deposito en Cta. Cte.
Citibank N.A. / Santander Río	Edesur	Acreedor	Prenda	Depósito de dinero
Banco Santander (Agente de garantía)	G.N.L. Quintero	Asociada	Prenda	Acciones
Deutsche Bank / Santander Benelux	Energis S.A.	Acreedor	Cuenta de depósitos	Cuenta de depósitos
Varios Acreedores	Ampla S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	
Varios Acreedores	Coelce S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	
International Finance Corporation	CGT Fortaleza S.A.	Acreedor	Hipoteca y Prenda	Inmuebles y Equipos

Al 31 de diciembre de 2013 Energis S.A. tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 20.390.857.446 (M\$ 24.179.632.682 al 31 de diciembre de 2012 y M\$ 29.249.750.127 al 01 de enero de 2012).

35.2 Garantías Indirectas

Acreedor de la Garantía	Deudor		Activos Comprometidos			Saldo pendiente al 31 de diciembre de	
	Nombre	Relación	Tipo de Garantía	Tipo Moneda	Valor Contable	al 31 de diciembre de	
						Moneda	2013
Bonos y Créditos Bancarios	Chinango	Filial	Aval	M\$	4.692.397	M\$ 4.692.397	15.245.788

35.3 Litigios y arbitrajes

A la fecha de preparación de estos Estados Financieros Consolidados, los litigios más relevantes de Energis 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, Energis 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\$ 685.600.197); 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.
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. (CELF). Este contrato fue rescindido con

		Saldo pendiente			Liberación de garantías					
Valor		al 31 de diciembre de								
Moneda	Contable	Moneda	2013	dic-12	2014	Activos	2015	Activos	2016	Activos
M\$	24.374.559	M\$	73.830.430	67.546.660	-	-	-	-	-	-
M\$	10.725.737	M\$	3.147.660	4.799.600	-	-	-	-	-	-
M\$	521.832	M\$	521.832	2.902.660	-	-	-	-	-	-
M\$	1.049.220	M\$	796.448	-	-	-	-	-	-	-
M\$	-	M\$	-	5.686.862	-	-	-	-	-	-
M\$	4.789.060	M\$	102.302.517	97.034.059	-	-	-	-	-	-
M\$	34.864.825	M\$	56.138.756	60.774.330	-	-	-	-	-	-
M\$	7.480.183	M\$	178.884.259	122.400.013	-	-	-	-	-	-
M\$	10.753.536	M\$	101.052.930	77.984.021	-	-	-	-	-	-
M\$	141.413.819	M\$	25.461.857	29.477.645	-	-	-	-	-	-

Liberación de garantías					
2014	Activos	2015	Activos	2016	2017
-	-	-	-	-	-

anterioridad al proceso de privatización de CELF. Dado que los activos de CELF 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 CELF, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la rescisión del contrato de obra civil. En marzo de 2009, los Tribunales resolvieron dando la razón a la demandante, por lo que Ampla y el Estado de Río de Janeiro interpusieron los correspondientes recursos. El 15 de diciembre de 2009 el Tribunal de Justicia Estadual acepta el recurso y anula el fallo favorable obtenido por la demandante, acogiendo la defensa de Ampla. Basilus interpuso un recurso contra esa resolución, el cual no fue admitido. En julio de 2010, la demandante interpuso un nuevo recurso ("de Agravo Regimental") ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ), que fue igualmente desestimado a finales de agosto de 2010. En vista de esta decisión, la actora interpuso un "Mandado de Segurança", asimismo rechazado. En junio de 2011, ella ofreció un recurso de Embargo de Declaração (con el objeto de aclarar una supuesta omisión del Tribunal en la decisión del Mandado de Segurança), que no fue acogido. Contra esta decisión se ofreció Recurso Ordinario ante el Superior Tribunal de Justicia (STJ) en Brasilia. El 28 de marzo de 2012 el Ministro Relator decidió el Recurso Ordinario favorablemente a la demandante. Ampla y el Estado de Río de Janeiro ofrecieron Agravo Regimental contra la decisión del Ministro, los cuales fueron acogidos por la primera sala del STJ con fecha 28 de agosto de 2012, determinándose que los recursos ordinarios en Mandado de Segurança sean sometidos a decisión por el tribunal en pleno y no por un solo ministro. La parte demandante impugnó esta decisión. La decisión del día 28 de agosto de 2012 fue publicada el 10 de diciembre de 2012, habiendo sido presentados Embargos de Declaração por Ampla y el Estado de Río de Janeiro para subsanar un error existente en la publicación de la misma, con objetivo de evitar divergencias futuras. El 27 de mayo de 2013 los Embargos de Declaração presentados por Ampla y el Estado del Río de Janeiro fueron aceptados y corregido el error. En consecuencia, el proceso se encuentra en segunda instancia con fallo favorable a Ampla y existen recursos pendientes ante el Superior Tribunal de Justicia. La cuantía de este juicio asciende aproximadamente a R\$ 1.052 millones (aprox. M\$ 235.588.543).

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 n°. 2.335/87. En primera instancia, se dictó 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 recursos, entre ellos un recurso extraordinario, el cual está pendiente de resolverse. 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) del Decreto-ley n°. 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 demandante presentó el 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). Se está a la espera que se resuelvan los recursos presentados por las partes. La cuantía de este proceso se estima en aprox. R\$54 millones (aprox. M\$ 12.092.760).

4. En 1996, cuarenta y cinco trabajadores de la empresa brasileña de distribución Ampla presentaron un recurso, por medio del cual solicitaron la reincorporación a sus puestos de trabajo. Ampla obtuvo sentencia favorable en el año 2003. El Tribunal Superior de Trabalho (TST) reconoció que la jubilación anticipada extinguía el contrato de trabajo. Posteriormente, sobre la base de algunos pronunciamientos jurisprudenciales que reconocían que la adhesión a los programas de jubilación anticipada voluntaria no extinguía el contrato de trabajo, los trabajadores presentaron una "demanda rescisoria" ante el TST. Los demandantes, desvinculados de Ampla, pretenden su reintegro a la misma y que se les aplique la garantía de estabilidad con base en una resolución normativa de la antigua Secretaría de Energía del Estado de Río de Janeiro. La defensa de Ampla se sustenta en la inconstitucionalidad de esta última resolución y la consiguiente inexistencia del derecho de estabilidad, independientemente de si la prejubilación voluntaria extingue o no el contrato de trabajo. En cuanto al proceso, Ampla alegó la caducidad del derecho de los demandantes para presentar esta demanda rescisoria, lo que fue admitido, siendo anulada la resolución que había determinado el reintegro de los demandantes en Ampla. En contra de lo anterior, los demandantes interpusieron un recurso extraordinario ante el Supremo Tribunal Federal, el cual no fue admitido. Este rechazo fue recurrido por los demandantes en agosto de 2013 y se encuentra actualmente pendiente el conocimiento de estos recursos. La cuantía de este juicio es de R\$ 125 millones (aprox. M\$ 27.992.500).
5. La Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) demandó a la filial brasilera de distribución 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 en primera instancia y se encuentra acumulado con otro proceso de Cibran contra Ampla y otros cinco procesos de menor valor, 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. Estos procesos se encuentran en primera instancia. 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. Con fecha 5 de septiembre de 2013 el juez rechazó el pedido anterior, ante lo cual Ampla interpuso embargos de declaración, los que se encuentran pendientes de conocimiento por el tribunal. La cuantía de todos los litigios se estima en aprox. R\$150 millones (aprox. M\$ 33.591.000)
6. 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 de que el pago de la COFINS no era debido en el período de diciembre de 2001 a marzo de 2002 por haber previsión en la Constitución de que los cambios legislativos entran en vigor a los 90 días de su publicación. Ampla seguirá recurriendo ante los tribunales de justicia, por lo que tendrá que garantizar previamente la deuda tributaria (con dependencia de la fórmula adoptada, la garantía se incrementa hasta en un 30%, totalizando 45,5 M€). La cuantía asciende a R\$114 millones (aprox. M\$ 25.529.160).
7. Tras ganar en definitivo 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 que había quedado suspendida mientras se tramitaba el litigio descrito en primer lugar, solicitando la restitución de COFINS que había pagado desde abril de 1992 a junio de 1996, basada en que la sentencia firme a su favor sobre la inmunidad es aplicable a ejercicios anteriores y que por tanto tenía el derecho a la devolución de lo que había pagado indebidamente. En junio de 2013, hubo decisión de primera instancia judicial a favor de Ampla declarando el derecho a recibir en restitución los valores pagados por COFINS por los periodos solicitados. La hacienda pública presentó recurso en contra de dicha decisión ante el tribunal de Rio de Janeiro. Importe solicitado por Ampla a devolver R\$ 157 millones (aprox. M\$ 35.158.580).

8. 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 (seguro garantía, en el que la garantía se incrementa un 30%, totalizando 338 mm €). El juez rechazó el pedido de decisión provisional de Ampla para aceptación de seguro de garantía. Ampla presentará recurso al Tribunal de Río de Janeiro para intentar cambiar la decisión. Es importante señalar que la resolución negativa final de la Cámara Superior implicará la apertura del proceso penal contra determinados empleados y administradores de Ampla (ya que el Consejo ratificó la existencia de simulación). La cuantía asciende a R\$847 millones (aprox. M\$ 189.680.129).
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, lo cual ahora queda 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. La cuantía asciende a R\$232 millones (aprox. M\$51.954.080).

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 Acaraú Ltda (Coperva). 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 del juicio corresponde a aprox. R\$153.345.914 (aprox. M\$ 34.340.283). 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. A pesar de esta impugnación, atendiendo a una petición presentada por Coperva, 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, habiéndose presentado por Coelce sus alegaciones finales, encontrándose actualmente el proceso a la espera de que se dicte sentencia.
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\$ 26.350.342) 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. En mayo de 2013 CIEN presentó al tribunal una solicitud de suspensión del proceso por el plazo de 180 días, para evitar decisiones divergentes, pedido que fue trasladado a Tractebel a los efectos de que se manifieste sobre el asunto.
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 700MW 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\$116.629.913), 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. El proceso se encuentra en primera instancia, a la espera de la dictación del fallo. 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 aguarda la decisión de dicho recurso. El depósito judicial deberá mantenerse como garantía del proceso hasta su decisión final. La cuantía asciende a R\$81 millones (M\$ 18.139.140).

14. En febrero de 2007, la Administración Tributaria de Brasil levantó un acta a Endesa Fortaleza por PIS/COFINS por los periodos diciembre de 2003 y de febrero de 2004 a noviembre de 2004, en relación a supuestas diferencias que se habrían producido entre los importes declarados en la declaración anual (donde se informaron los importes de PIS/COFINS bajo el nuevo régimen no acumulativo) y los importes declarados en la declaración mensual (donde se informaron los importes debidos bajo el antiguo régimen acumulativo). La compañía presentó recurso ante El Consejo de Contribuyentes y actualmente aguarda su decisión. La cuantía asciende a R\$68 millones aprox. (M\$ 15.227.920).
15. En el año 2001 se presentó en contra de la filial de generación EMGESA S.A. ESP., así como en contra de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP. (EEB) y de la Corporación Autónoma Regional, una demanda por los habitantes de Sibaté, Departamento 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\$ 816.797.538. 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.
16. 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 esta sociedad. 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. 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 actor 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 UAESP (Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos) 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 con el (DTF) más intereses. En el evento que no pudiese 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. A la fecha se han realizado gestiones por las partes para alcanzar un acuerdo, estando pendiente la aprobación por parte de las autoridades de la Alcaldía Mayor de Bogotá, por lo cual el 28 de Junio de 2013 CODENSA presentó al Juez un recuento de la labor desarrollada para el cumplimiento de 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\$ 25.904.131), debido a pagos de aquella a ésta por concepto de alumbrado público entre 1998 y 2004. El 20 de ese mismo mes, CODENSA respondió a la comunicación manifestando su desacuerdo con dicha cifra y propuso una mesa técnica de trabajo, consecuencia de lo cual se han celebrado diversas reuniones y se espera que la Contraloría emita un nuevo informe.

17. Se ha interpuesto una Acción de Grupo por habitantes del municipio de Garzón basados en que, como consecuencia de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se han visto disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el censo socioeconómico del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. Actualmente el número de demandantes alcanza aprox. a las 1.900 personas. 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. En cuanto al estado procesal, se llevó a cabo audiencia de conciliación, que resultó fracasada. Posteriormente se dictó resolución decretando las pruebas pedidas por las partes, en contra del cual se interpusieron recursos de reposición, los que se encuentran actualmente pendientes. Cabe igualmente señalar que con fecha 24 de agosto de 2013 se suscribió un documento entre el Estado Colombiano, EMGESA y la población, para la creación de una Estructura de Gobernanza, la cual es una instancia de diálogo y coordinación que tiene como finalidad tramitar de manera eficiente los conflictos sociales y ambientales generados en desarrollo del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo y prevenir aquellos que se puedan producir. Se estima que las pretensiones de los demandantes ascienden aproximadamente a 93 mil millones de pesos colombianos (aprox. M\$ 25.320.724).
18. La autoridad fiscal en Perú SUNAT cuestionó a EDEGEL en el año 2001, a través de Resoluciones de Impuestos y Multa, la forma de depreciar la revaluación de los activos. La SUNAT no tuvo en cuenta la deducción de la depreciación correspondiente a una parte del mayor valor asignado a los activos en la revaluación voluntaria en el año 1996, como un gasto en el cálculo del Impuesto a la Renta de la empresa. El importe de la tasación rechazada por la SUNAT está relacionado con los intereses financieros pagados por la empresa durante la fase de construcción de las plantas de energía. La posición de la administración tributaria es que Edegel no ha demostrado de manera concluyente: (i) que era necesario obtener el financiamiento para la construcción de las plantas de energía que posteriormente fueron revaluadas o (ii) que se haya incurrido efectivamente en ese financiamiento. La posición de la compañía es que la SUNAT no puede exigir tal prueba con el propósito de cuestionar la revaluación efectuada por la empresa, y que corresponde a la oportunidad en que dicha revaluación se lleva a cabo, y no el valor histórico de los bienes. En este caso, el método de valoración considera que las centrales de energía de tal magnitud se construyen con financiamiento. Si la SUNAT no estuvo de acuerdo con la valoración, debió de haber opuesto su propia tasación, lo que no ocurrió. En febrero de 2012, el Tribunal Fiscal (TF) dictaminó en el caso del Impuesto a la Renta del ejercicio 1999, a favor de la compañía con respecto a dos de sus plantas de energía y en contra de la compañía con respecto a cuatro de ellas, en base al argumento de que sólo en el caso de las dos primeras, se comprobó que existía financiamiento. Así el TF ordenó a la SUNAT volver a calcular la deuda de acuerdo con el criterio establecido. En junio de 2012, Edegel pagó la deuda calculada por la SUNAT (11 mm €); el monto será recuperado si se obtiene un resultado positivo en los siguientes litigios iniciados por Edegel: (i) Demanda Contencioso Administrativa al Poder Judicial en contra de la sentencia del TF, presentada en mayo de 2012 (correspondería la devolución total) ii) Apelación parcial contra el cálculo realizado por la SUNAT en orden a cumplir la sentencia del TF, en base al hecho de que el recálculo efectuado por la SUNAT es incorrecto, presentada en julio de 2012 (correspondería la devolución parcial). Acerca de la Demanda Contencioso Administrativa: En agosto de 2013, el Poder Judicial notificó a Edegel la corrección de errores de procedimiento (Resolución de Saneamiento Procesal). En esta Resolución, el Poder Judicial negó algunas de las peticiones de Edegel sobre la base de su improcedencia legal. Edegel presentó apelación para anular esta Resolución, por ser improcedente (falta de motivación adecuada) y haber sido emitida fuera de tiempo. En conclusión el estado procesal es el siguiente: Para el ejercicio 1999, el recurso de nulidad interpuesto por Edegel está pendiente de resolver por el Poder Judicial. Respecto de la Apelación parcial interpuesta por Edegel, está pendiente de resolver por el TF. Para los ejercicios 2000-2001, la empresa presentará nueva evidencia encontrada con el fin de reducir la “parte que se perdería” de 6 mm € a 1,3 mm €. El TF puede declarar que la evidencia es inadmisibles por extemporánea. La cuantía de estas reclamaciones asciende a S./ 116.388.902 (aprox. M\$ 21.845.718).
19. En el año 2005 se interpusieron tres demandas en contra de Endesa Chile, el Fisco y la Dirección General de Aguas (DGA), las cuales actualmente se substancian en un solo procedimiento judicial, solicitándose en ellas se declare la nulidad de derecho público de la Resolución de la DGA N° 134, que constituye en favor de Endesa Chile un derecho de aprovechamiento de aguas no consuntivo para llevar a cabo el proyecto de la central hidroeléctrica Neltume, ello, con indemnización de perjuicios. En subsidio, se demanda la indemnización de daños y perjuicios supuestamente causados a los demandantes por la pérdida de su calidad de propietarios riberanos del lago 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, se encuentra terminado el periodo ordinario de prueba y citadas las partes a oír sentencia. Respecto de la resolución que cita a las partes a oír sentencia, esta se encuentra actualmente impugnada por el Consejo de Defensa del Estado, que busca se deje sin efecto y en su lugar se resuelva el incidente de acumulación de autos, a la fecha pendiente.

20. Durante el año 2010 se iniciaron 3 procesos judiciales indemnizatorios en contra de Endesa Chile, promovidos por supuestos afectados por la crecida del río Bío Bío, en la VIII Región, en que se reprocha a la compañía perjuicios atribuibles a la mala operación de la central hidroeléctrica Ralco, durante dicha inundación. Estos tres juicios fueron acumulados, encontrándose actualmente dictada sentencia de primera instancia que niega lugar a la demanda en todas sus partes, sentencia que fue apelada, y respecto de aquel recurso, a la fecha no se ha producido su vista. La obligación de acreditar la relación de causalidad entre la operación de la central hidroeléctrica Ralco, durante las inundaciones, y el daño que ellos aducen haber experimentado como consecuencia de la supuesta mala operación de la Central recaía en los demandantes. Respecto al estado procesal, con fecha 27 de marzo de 2012, se dictó sentencia de primera instancia que rechaza la demanda en todas sus partes. La demandante, interpuso recurso de apelación, respecto del cual, con fecha 12 de marzo de 2013 la Corte de Apelaciones ordenó el trámite de complementar la sentencia, pues hubo excepciones y defensas que no se resolvieron en el fallo de 1ra. instancia. Con fecha 2 de mayo de 2013, el tribunal de primera instancia dictó la sentencia complementaria, referida a excepciones y defensas que no fueron resueltas en el fallo primitivo. A la fecha, el proceso se encuentra nuevamente en la Corte de Apelaciones de Concepción para proceder a la vista y resolver los recursos interpuestos.

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 de estas demandas está cubierto por una póliza de seguro.

21. 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, la pretensión de los demandantes es la obtención de un pago por su derecho de aguas ubicado en el área de influencia de las obras hidráulicas de la futura Central Neltume. Endesa Chile ha rechazado estas pretensiones, sostenido que las demandantes estarían haciendo un ejercicio abusivo de una acción judicial, para impedir la construcción de la Central con el objeto de obtener el pago de una compensación económica. En cuanto al estado procesal de estos juicios, cabe señalar que el juicio de Ingeniería y Construcción Madrid S.A (Rol 7036-2010) se encuentra vencido el término probatorio, y citadas las partes a oír sentencia. En el otro juicio, (Rol 6705-23010), que solicita la nulidad de la resolución DGA 732, con fecha 12 de marzo de 2012, se dictó sentencia que declaró abandonado el procedimiento. Posteriormente, con fecha 27 de junio de 2012, Ingeniería y Construcción Madrid, volvió a presentar una demanda similar ante otro Tribunal (Rol C-15156-2012), proceso en el cual se encuentra terminado el periodo de discusión y el periodo ordinario de prueba. A la fecha, falta por resolver el entorpecimiento testimonial alegado por Endesa Chile, a efectos de que se le conceda un término extraordinario de prueba que permita rendir la prueba de los testigos que faltan.

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

22. 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 resolución DGA 732, que aprobó el traslado de la captación; que se ordene cancelar la inscripción de dicha escritura en el registro de aguas, para el caso que se hubiere practicado; y que se condene al Fisco de Chile; a la DGA y a Endesa Chile al pago de los perjuicios que se hubieren causado a los demandantes como consecuencia de la resolución impugnada, pidiendo se reserve el derecho para pedir la especie y monto de los perjuicios en un proceso judicial posterior. La demanda no tiene cuantía, pues han pedido que se determine en otro juicio, una vez declarada la nulidad de la resolución administrativa. A la fecha, se encuentra terminado el periodo de discusión y dictado el auto de prueba, el que una vez notificado, fue objeto de recurso de reposición interpuesto por la demandante, e incidente de nulidad presentado por Endesa Chile, los que fueron rechazados. El procedimiento se suspendió de común acuerdo hasta el día 9 de marzo de 2013, reiniciándose

acto seguido el procedimiento. Con fecha 20 de agosto de 2013 se realizó la audiencia de conciliación que estaba pendiente, sin que esta se haya logrado. A la fecha, se encuentra vencido el termino probatorio ordinario. Pendiente tramitación de peritaje.

23. 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 Energeticke 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\$ 49.309.433. y Credit Agricole por USD 18.940.294,84., equivalentes en moneda nacional a aprox M\$ 9.936.268.. 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 reconventionalmente a Endesa Chile por un importe de aprox. USDMM1.294, equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 678.845.340, en el caso de Tecnimont, y USDMM15, equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 7.869.150 en el caso de SES. Con fecha 26 de marzo de 2013, Endesa Chile contestó las demandas reconventionales 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 simultaneo 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\$ 195.821. Seguidamente a la presentación de los memoriales de demanda, las partes podrán presentar sus memoriales de contestación. Atendida la prórroga solicitada por Tecnimont a la fecha se encuentra pendiente el plazo para objetar documentos.

24. Con fecha 22 de agosto de 2013, las empresas Endesa Chile, Pehuenche y San Isidro interpusieron ante la Corte de Apelaciones de Santiago reclamo de ilegalidad eléctrico en contra de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), por la dictación del oficio ORD N° 7230, de fecha 7 de agosto de 2013, que invocando sus facultades interpretativas y de fiscalización dictaminó que los excesos de consumo por sobre el suministro contratado en que incurran las empresas

distribuidoras, respecto de las generadoras que se obligaron mediante licitación a efectuar el suministro, deben ser cubiertos con los excedentes licitados de las demás empresas generadoras para con sus distribuidoras, para cuyo efecto las distribuidoras excedentarias, pueden ceder sus excedentes a las distribuidoras deficitarias, con prescindencia de la voluntad del generador respectivo, lo que es contrario a Derecho y excede las facultades y atribuciones de la SEC, dando origen con ello a una resolución ilegal.

En cuanto al estado procesal, en los 3 reclamos de ilegalidad se solicitó se declare una Orden de No Innovar, la que fue denegada en los reclamos de San Isidro y Pehuenche y otorgada en cambio en el reclamo de Endesa Chile. Con ello, se suspenden los efectos agraviantes del ORD SEC impugnado. Finalmente, se resolvió ordenar la vista una en pos de la otra, por lo que los efectos de la Orden de No Innovar se comunican a todas las compañías. A la fecha, se encuentra producida su vista y en acuerdo para fallo.

25. En agosto de 2013 la Superintendencia de Medio Ambiente formuló cargos en contra de Endesa Chile, debido 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". Estas infracciones dicen relación con el canal de descarga del sistema de refrigeración, no tener operativo el Desulfurizador de Bocamina I, la no remisión de información, superar el límite CO para Bocamina I impuesto para Bocamina II durante el mes de enero 2013, fallas en el cierre acústico perimetral de Bocamina I, emisión de ruidos y no contar con las barreras tecnológicas que impidan la entrada masiva de Biomasa en la bocatoma de la central. Endesa Chile. presentó un programa de cumplimiento, el cual fue rechazado. Con fecha 27 de noviembre de 2013, la Superintendencia de Medio Ambiente reformuló los cargos cursados agregando dos nuevos a los ya efectuados. 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. Se está a la espera de la decisión de la Superintendencia de Medio Ambiente. 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 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, a juicio de los recurrentes, con la calificación ambiental para su operación, y el segundo, en que no se contaría con la Planta desulfurizadora operativa para el funcionamiento de la Unidad I de la Central Bocamina, según lo exigiría la Resolución de Calificación Ambiental. Los recurrentes acompañan copia del proceso sancionatorio seguido ante la Superintendencia del Medio Ambiente. En el primero de estos recursos se obtuvo por los demandantes una medida cautelar (orden de no innovar), la cual ordena detener el funcionamiento de la Unidad Generadora II de la Central 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. A la fecha ambos recursos se encuentran acumulados en su tramitación, pendientes de ser conocidos por la Corte de Apelaciones de Concepción y, por ende, la Unidad II sigue parada.
26. En los meses de enero y febrero de 2013, la Municipalidad de Huasco, y otros, interpusieron 4 recursos de protección, en contra del Acuerdo N° 17/2012, del Honorable Comité de Ministros a que se refiere el artículo 20 de la Ley 19.300, de Bases de Medio Ambiente, el cual conociendo de un reclamo de Endesa Chile, en contra de la Resolución del Servicio de Evaluación Ambiental que rechaza la autorización ambiental del Proyecto Térmico Punta Alcalde, acoge la reclamación ordenando la calificación ambiental favorable del proyecto. Dicho acuerdo fue publicado el 17 de enero de 2013, y a juicio de los reclamantes vulnera la garantía constitucional de vivir en un medio ambiente libre de contaminación. Los cuatro recursos de protección corresponden a los roles 59-2013, 7947-2013, 8413-2013 y 8795-2013, respecto de los cuales se ordenó su vista conjunta una en pos de la otra. Producida su vista, con fecha 1 de agosto de 2013 se dictó resolución que acoge los recursos de protección y ordena al Comité de Ministros realizar una nueva audiencia, a efectos de fundamentar conforme a derecho el por qué se autoriza el funcionamiento de la Central Pta. Alcalde. En contra de dicha resolución, tanto el Fisco de Chile como Endesa Chile presentaron recurso de apelación, el que a la fecha se encuentra pendiente de resolverse ante la Corte Suprema.
La cuantía de estos procedimientos cautelares, es indeterminada.

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.

35.4 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 S.A. y de Endesa Chile contienen cláusulas de cross default. El préstamo sindicado de Endesa Chile bajo ley del Estado de Nueva York, suscrito en 2008 y que expira en junio de 2014, el cual presenta un monto desembolsado de US\$ 200 millones a esta fecha, no 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 este préstamo 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 en el contrato. Adicionalmente, Endesa Chile en febrero de 2013 y Enersis en abril de 2013, suscribieron líneas de crédito bajo ley chilena que estipulan que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del propio Deudor. En estas líneas de crédito el monto en mora en una deuda también debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas. Desde su suscripción, estas líneas de crédito no han sido desembolsados, y su vencimiento es febrero de 2016 y abril de 2016, respectivamente.

En los bonos de Enersis S.A. 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 S.A. ni de Endesa Chile. El Yankee Bond de Enersis S.A. de mayor plazo vence en diciembre de 2026, y el de Endesa Chile en febrero de 2097.

Los bonos de Enersis S.A. y Endesa Chile emitidos en Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del propio Emisor. 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 S.A. 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 S.A. 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 \$ 602.161 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 2013, el Patrimonio de Enersis S.A. fue de \$ 8.507.465 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 2013, la Razón de Endeudamiento fue de 0,78.
- **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 2013, la relación mencionada fue de 2,02.

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 2013, el covenant financiero más restrictivo de Enersis S.A. 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 2013, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,36.
- **Patrimonio Consolidado:** **Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$ 760.468 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 2013, el Patrimonio de Endesa Chile fue de \$ 2.651.968 millones.
- **Coefficiente de Cobertura de Gastos Financieros:** Se debe mantener un Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros mayor o igual a 1,85. La cobertura de gastos financieros es el cociente entre: i) el Resultado bruto de explotación, más Ingresos financieros y dividendos recibidos de empresas asociadas, y, ii) los Gastos financieros; ambos ítems referidos al periodo de cuatro trimestres consecutivos que terminan al cierre del trimestre que se está informando. Al 31 de diciembre de 2013, la relación mencionada fue de 7,35.
- **Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas:** Se debe mantener una Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas menor o igual a cien millones de dólares. La Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas es la diferencia entre: i) la suma de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A., y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A.; y ii) la suma de Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente, Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A., y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A. Al 31 de diciembre de 2013, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue negativa en US\$ 444,0 millones, indicando que Enersis S.A. es un acreedor neto de Endesa Chile, no un deudor neto.

Serie M

- **Nivel de Endeudamiento Consolidado:** Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, y Otros pasivos financieros, no corrientes, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras, Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2013, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,35.
 - 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 2013, el covenant financiero más restrictivo era la Razón de Endeudamiento, correspondiente al préstamo sindicado bajo ley del Estado de Nueva York que vence en junio de 2014.

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, Razón de Apalancamiento, Razón Deuda a Patrimonio y Capacidad de pago de la deuda (Razón Deuda/EBITDA). Al 31 de diciembre de 2013, el covenant financiero más restrictivo de Edegel era el de Nivel de Endeudamiento, correspondiente a los Bonos Locales, 2° Programa, con vencimiento en enero de 2014. 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 2013, 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 2013, el covenant financiero más restrictivo de Coelce era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente a la 2ª y 3ª 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 2013, el covenant financiero más restrictivo de Ampla era el de Capacidad de pago de la deuda, correspondiente a la 6ª y 7ª Emisión de bonos locales, cuyo último vencimiento es en junio de 2019.

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 mayo de 2014. 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 2013, el covenant financiero más restrictivo era el de Deuda/EBITDA, correspondiente al préstamo Sindicado, que vence en septiembre de 2016. En el caso de Dock Sud, esta compañía no tiene deudas vigentes que contemplen covenants financieros.

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 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, 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 nuestra filial argentina de generación Endesa Costanera al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012.

Endesa Costanera, a la fecha, no ha efectuado los últimos cuatro pagos de cuotas por un préstamo de proveedor con Mitsubishi Corporation, cuyo período de gracia es de 180 días para cada cuota. Las cuotas impagas corresponden a las que vencieron el 30 de marzo de 2012, el 30 de septiembre de 2012, el 31 de marzo de 2013 y el 30 de septiembre de 2013, por un total de US\$ 68 millones, incluyendo capital e intereses. Bajo los términos del contrato, si Mitsubishi Corporation quisiera acelerar la deuda en relación a este préstamo por US\$ 141 millones de capital, tendría que notificar formalmente tal aceleración con diez días de anticipación. A la fecha, Endesa Costanera no ha recibido tal notificación de Mitsubishi Corporation. Si Mitsubishi Corporation efectuara una intimación fehaciente mediante una comunicación formal de aceleración, un total de US\$ 174 millones del préstamo se harían exigibles por cláusulas de cross default y quiebra, incluyendo la deuda con Mitsubishi Corporation. Cabe señalar, que durante todo este tiempo se ha estado renegociando los términos de este préstamo.

Al 31 de diciembre de 2013, el covenant de El Chocón EBITDA/Gastos financieros del préstamo por US\$ 19 millones del Standard Bank/Deutsche/Itaú se habría encontrado en incumplimiento, de no haberse obtenido el waiver en noviembre de 2013, que permitió reducir el límite de dicho covenant de 3,5 a 2,5 para septiembre y diciembre de 2013. Asimismo, el 16 de

diciembre de 2013 se firmó un waiver para posponer el pago de la cuota por US\$ 3 millones del Standard Bank/Deutsche/Itaú que venció el 15 de diciembre de 2013, postergando la obligación de pago para el 14 de enero de 2014, fecha en la cual se obtuvo otro waiver que postergó dicha obligación para el 15 de febrero próximo, fecha en la cual está previsto renegociar sus condiciones.

Nada de lo anterior representa riesgo de cross default u otro incumplimiento para Enersis.

35.5 Otras informaciones

- 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. No obstante ello, nuestra filial argentina Endesa Costanera insistió en la necesidad de que se considere el ajuste en el corto plazo de los valores asociados a los conceptos remunerativos ya que los mismos reflejan los costos del año 2011, los cuales deberían adaptarse para el año 2013 y definirse una metodología de actualización que permita contemplar las variaciones de costos. Mientras se espera respuesta a los requerimientos efectuados, nuestra Sociedad está presentando déficit en su capital de trabajo, provocando dificultades en su equilibrio financiero en el corto plazo. 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.
- 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" 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 y la Disposición ENRE N° 2/2014. 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 prorroga.

Nota 36

Dotación

La distribución del personal de Enersis, incluyendo la información relativa a las filiales en los cinco países donde está presente el Grupo en Latinoamérica, al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, era la siguiente:

País	31-12-13				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

31-12-12					
País	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	Promedio del período (*)
Chile	83	1.953	297	2.333	2.322
Argentina	40	2.427	982	3.449	3.362
Brasil	34	2.368	260	2.662	2.741
Perú	20	691	159	870	841
Colombia	27	1.461	33	1.521	1.517
Total	204	8.900	1.731	10.835	10.783

01-01-12					
País	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	Promedio del período (*)
Chile	88	1.859	321	2.268	2.394
Argentina	43	2.401	883	3.327	3.242
Brasil	40	2.414	310	2.764	2.780
Perú	20	624	153	797	854
Colombia	27	1.422	34	1.483	1.526
Total	218	8.720	1.701	10.639	10.796

(*) Incorpora las plantillas medias de Cam y Synapsis hasta el momento de su venta. Ver nota 12.

Nota 37

Sanciones

Las siguientes compañías del Grupo han recibido sanciones de autoridades administrativas:

a) Filiales

1. Endesa Chile

- 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., equivalentes a M\$ 675.184. 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 para ante la Corte Suprema, el 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\$ 609.623.
Terminada
- 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
- 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), equivalentes a M\$ 587.117. 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 para ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que a la fecha, se encuentra pendiente de resolverse.
- 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., por la 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
- 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 unos, 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\$ 2.446.

- 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 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. A la fecha, proceso sancionatorio pendiente de resolución.

2. Pehuenche

- Con fecha 6 de octubre de 2011, la Superintendencia de Valores y Seguros, en adelante SVS, dictó la Resolución Exenta N°545 y aplicó sanción de multa a los Directores de Pehuenche que participaron en la aprobación del contrato de Energía y Potencia suscrito entre la Compañía y su matriz Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA) con fecha 19 de noviembre 2007.

Las multas que se aplicaron fueron las siguientes:

- i) A los Directores que no integraban el comité de Directores se les sancionó por no haber verificado, según resolución de la SVS, que el contrato de venta de Energía y Potencia suscrito entre Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y su matriz ENDESA con fecha 19 de noviembre de 2007, se celebrara en condiciones de equidad que habitualmente prevalecen en el mercado; y por haber aprobado el Acta de Sesión de Directorio en la cual se consignaba que se había dado lectura al Informe del Comité de Directores, en circunstancias que únicamente se había dado lectura al Acta de Sesión de éste. Las multas ascendieron a 300 UF (aprox. M\$ 6.993) para cada uno de ellos.
- ii) A los Directores que integraban el Comité de Directores de la sociedad a la fecha de celebración del mentado contrato, se les sancionó por no haber evacuado, según resolución de la SVS, el Informe a que se refiere la norma. Se aplicó a cada uno de ellos una multa ascendente a 400 UF (aprox. M\$ 9.324).

Los Directores han deducido recurso de reclamación ante el Juzgado Civil competente, previa consignación del 25% del monto total de la multa en la Tesorería General de la República. En consecuencia, las multas y sus fundamentos están cuestionadas ante la Justicia Ordinaria, la que conoce del reclamo de los Directores, en procedimiento sumario, quiénes han solicitado su absolución.

Con fecha 22 de agosto de 2012, Endesa por una parte e Inversiones Tricahue y otros minoritarios, por otra parte, otorgaron un acuerdo transaccional por el cual los minoritarios se desistieron de todas las acciones arbitrales, administrativas y penales en contra de Endesa, Pehuenche y sus Directores en funciones al 19 de noviembre de 2007. Endesa a cambio se obligó a resciliar el contrato de suministro de potencia y energía de 19 de noviembre de 2007, y

otorgar uno nuevo en las mismas condiciones, pero con un precio a costo marginal, que regirá a partir de la fecha de suscripción, hasta el 31 de diciembre de 2021. También ambas partes se obligaron a votar favorablemente en la Junta Extraordinaria de Accionistas de Pehuenche, la resciliación y suscripción del nuevo contrato. Endesa se obligó a pagar a Pehuenche, la diferencia de precio producida entre el precio de contrato de 19 de noviembre de 2007, vigente de 1 de enero de 2008 al 31 de julio de 2012, y la diferencia de precio entre el pagado a partir del 1 de agosto de 2012 hasta la fecha de suscripción del nuevo contrato de suministro de potencia y energía, de acuerdo a las modalidades y condiciones de cálculo del nuevo contrato. Con fecha 4 de octubre de 2012 la Junta Extraordinaria de Pehuenche aprobó por unanimidad, la resciliación y el otorgamiento de un nuevo contrato. Con fecha 19 de octubre el Directorio de Pehuenche, dispuso el pago de un dividendo provisorio, por el monto que recibirá de las diferencias de precio que hizo Endesa, el que se efectuará el 5 de noviembre de 2012. No obstante, los directores deben pagar la multa impuesta por la SVS. El seguro respectivo cubrió dichas multas, y se declararon y pagaron en Tesorería dichas sanciones.

- 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\$ 294.537. Pehuenche ha deducido el recurso de reclamación eléctrica correspondiente ante la Corte de Apelaciones de Santiago, la cual con fecha 18.01.2013 rechazó este recurso, confirmando la multa. En contra de dicha resolución, Pehuenche presentó recurso de apelación para ante la Corte Suprema, con fecha 20 de noviembre de 2013, rechazó el recurso interpuesto y confirmó la multa aplicada, rebajando su cuantía a U.T.A. 421, equivalentes a M\$ 205.890.

Terminada

- 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.

Se hace presente que contra la sanción de multa aplicada o su monto, se puede deducir la acción del artículo N°30 del Decreto Ley N°3.538, la cual debe interponerse ante el juez de letras en lo civil en el plazo de 10 días hábiles contado desde la notificación de la presente Resolución. Previo a ella, se podrá interponer el recurso de reposición del artículo N°45 del citado Decreto Ley, el cual debe ser interpuesto ante este Servicio en el plazo de cinco días contado desde la notificación de la presente Resolución.

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, decidieron ejercer 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.

3. Chilectra S.A.

- Para el período entre el 1 de enero y el 31 de diciembre 2013, Chilectra S.A. ha sido sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con 7 multas por diversas causas relacionadas con el suministro eléctrico y las instalaciones, por un monto de M\$227.507.- Para el período terminado al 31 de diciembre de 2012, Chilectra S.A. ha sido sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con 19 multas por diversas causas relacionadas con el suministro eléctrico y las instalaciones, por un monto de M\$1.050.663. Adicionalmente, Chilectra S.A. ha sido sancionada por la Secretaría Regional Ministerial de Salud de la Región Metropolitana, con una multa por un monto de M\$3.969, por el incumplimiento de la normativa sobre almacenamiento de materiales.

4. Edesur S.A.

- Durante el ejercicio 2011 la Compañía fue sancionada con 182 multas, por los mismos conceptos antes indicados, por un monto de M\$ 83.526 pesos argentinos (aprox. M\$ 6.719.610).
- Para el período terminado al 31 de diciembre de 2012, Edesur S.A. ha sido sancionada por Ente Regulador de Energía (ENRE) con 819 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial, por un monto de M\$ 13.591

pesos argentinos (aprox. M\$1.093.387).

- Para el período terminado al 30 de junio de 2013, Edesur S.A. ha sido sancionada por Ente Regulador de Energía (ENRE) con 150 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial, y seguridad en la vía pública, por un monto de M\$ 23.640 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.901.822).
- Para el período iniciado el 1° de julio de 2013 y terminado al 30 de septiembre de 2013, Edesur S.A. ha sido sancionada por Ente Regulador de Energía (ENRE) con 111 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial, por un monto de M\$ 28.270 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.274.302) y de seguridad en la vía pública por un monto de M\$ 1.536 pesos argentinos (aprox. M\$ 123.570).
- Para el período iniciado el 1° de octubre al 31 de diciembre Edesur S.A. ha sido sancionada por Ente Regulador de Energía (ENRE) con 8 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial por un monto de \$ 2.766.029 pesos argentinos (aprox. M\$ 222.525) y de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 4.973.300 pesos argentinos (aprox. M\$ 400.099).

5. Hidroeléctrica El Chocón S.A.

- Para el período terminado al 31 de diciembre de 2012, Hidroeléctrica el Chocón (HECSA) ha sido 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 de pesos argentinos (aprox. M\$ 246.899). 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\$ 3.459) por incumplimiento del deber de informar.
- Finalmente, el Ente Nacional Regulador de Energía (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 20 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.609). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.

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\$ 3.857.464). 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\$ 4.103). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.

7. Central Dock Sud S.A.

- Fue sancionada en el año 2013 por el ENRE en su condición de GENERADOR del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en la suma de M\$ 794,11 pesos argentinos (aprox. M\$ 63.886) correspondiente al período comprendido entre enero - junio de 2012, por 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).

8. Ampla Energía S.A.

- Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, la sociedad ha sido 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\$ 641.150). Durante 2011 ha sido 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\$ 1.585.296). Adicionalmente al 31 de diciembre de 2012 Ampla ha sido 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\$1.674.649). La compañía ha presentado los recursos de reclamación respectivos.
- En el año de 2013, la sociedad ha sido 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\$ 6.675.979). 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. En el año de 2012, habían sido recibidas solamente 2 sanciones en un total de \$ 3.557.786 reales (aprox. M\$ 796.743), por los cuales hemos pagado \$ 2.112.600 reales.
- En el año de 2013, la sociedad ha sido 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\$ 26.919). 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. (*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\$ 17.115).

- En el año de 2013, la sociedad ha sido 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\$ 5.427). 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\$ 4.667), que también están pendientes de recursos presentados por Ampla.
- En el año de 2013, la sociedad ha sido 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.

9. Coelce

- Durante el ejercicio 2011 la sociedad fue sancionada por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) con 3 multas por los mismos conceptos que 2012 por M\$ 1.397 reales (aprox. M\$ 312.849).
- Para el período terminado al 31 de diciembre de 2012, la sociedad ha sido 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\$ 154.297).
- En el año de 2013, la sociedad ha sido 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\$ 7.810.540). 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. En el año de 2012, habían sido recibidas 24 sanciones en un total de \$ 53.810.352 reales (aprox. M\$ 12.050.478), por los cuales hemos pagado \$ 707.423 reales y aún no tenemos decisión final en 16.
- En los años de 2012 y 2013, la sociedad no ha sido sancionada por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade).
- En el año 2013, la sociedad ha 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 \$ 21.837 reales (aprox. M\$ 4.890). 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. En el año de 2012, habían sido recibidas 2 sanciones en un total de \$ 12.953 reales, los cuales hemos pagado.
- En el año de 2013, la sociedad ha sido 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. En el año de 2012 la sociedad no fue sancionada.

10. Cien

- En el año de 2013, la sociedad ha sido 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\$ 7.197). La compañía presentó recurso y que aún no tuvo decisión. En el año de 2012 la sociedad no ha sido sancionada.
- En los años de 2012 y 2013, la sociedad no ha sido sancionada por otros asuntos (ambientales, consumidor o laborales).
- La sociedad y su Directorio no han sido objeto de otras sanciones por parte de la SVS, ni por otras autoridades administrativas.

11. 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 2013 de S/18.318.568 (aprox. M\$ 3.438.320). 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\$ 87.024) y, en 2011, cuarenta y siete sanciones (47) por un monto ascendente a S/.717.000 (aprox. M\$134.578).
- En febrero de 2013, Edelnor S.A.A. pagó una multa por S/.1.861,63 (aprox. M\$ 349) 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\$ 477.532).
- 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 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2013 de S/.9.995.290 (aprox. M\$ 1.876.075). Dichas multas fueron impugnadas por Edelnor S.A.A., encontrándose pendiente de resolución la referida impugnación.

12. 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 2013 de S/. 9.502.978 (aprox. M\$ 1.783.670). 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\$ 7.213.752) 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\$ 3.425) por las siguientes infracciones: (i) transgresiones a la CCIT: cumplimiento del correcto cálculo de indicadores y monto de compensación por calidad de tensión primer semestre 2011; (ii) no haber cumplido con el plazo para entrega de información de calidad del producto, para el mismo período; y (iii) haber reportado archivos de extensión RDI y RIN vacíos.
- En abril de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una las siguientes multas: (i) S/. 7.604,57 (aprox. M\$ 1.427) 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\$ 37.716) 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\$ 7.639) (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\$19.909) 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), por lo que procederá 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 (iv), hasta la fecha OSINERGMIN no se ha pronunciado.
- 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 2013 de S/.8.751.959 (aprox. M\$ 1.642.707). 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\$ 90.301) 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\$ 85) 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\$ 64).
- 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\$ 764) 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\$ 573).

- 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\$ 6.945) (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 2013 de S/.1.573.170 (aprox. M\$ 295.278). 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 2013 de S/.12.701,508 (aprox. M\$ 2.384). Scotiabank Perú S.A.A. presentará la impugnación respectiva en enero de 2014.

13. Empresa Eléctrica de Piura S.A.

- En el mes de enero de 2008, 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/. 185.000 (aprox. M\$ 34.724) (50 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por incumplir las disposiciones del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 046-93-EM. En el mes de mayo de 2013 dicha multa fue cancelada.
- 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 2013 de S/. 30.231 (aprox. M\$ 5.674). 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 2013 de S/.239.015 (aprox. M\$ 44.862). 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\$ 2.466) (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\$ 1.315) 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\$ 2.979) (5.72 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por incumplimiento del Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica (“NTCSE”): (i) haber trasgredido el indicador CMRT; cumplimiento de las mediciones requeridas por la NTCSE, en base a las mediciones de tensión reportadas para el segundo semestre de 2011; y (ii) haber trasgredido el indicador CCII: correcto cálculo de indicadores y monto de compensaciones por interrupciones para el segundo semestre de 2011. En el mes de septiembre de 2013 dicha multa fue cancelada.
- En agosto de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue notificada por el Ministerio de Energía y Minas. por la aplicación de penalidad contractual “Contrato de Reserva Fría Planta Talara (CT Malacas3)” ascendente al monto de S/. 691.500 (aprox. M\$ 129.792) 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\$ 29.286). 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\$ 694) (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\$ 521) al haber sido cancelada dentro del plazo de quince (15) días desde su notificación.

14. 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 2013 asciende a S/1.643.868 (aprox. M\$ 308.547). 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\$ 7.536) (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 CI1 con errores (información no veraz) de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas. Dicha multa fue cancelada.
- En el mes de agosto de 2012, Chinango S.A.C. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/18.250 (aprox. M\$ 3.425) (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 (M\$ 5.481) (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\$ 69.056), 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\$ 713) impuesta por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) por las siguientes infracciones: (i) incumplir con el indicador CCII para el primer semestre 2010 de acuerdo a lo establecido en el inciso A) del numeral 5.2.2 del “Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos y su Base Metodológica”; (ii) incumplir con el indicador CPCI para el primer semestre 2010 de acuerdo a lo establecido en el inciso C) del numeral 5.2.2 del “Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos y su Base Metodológica”; y, (iii) incumplir con remitir los reportes de interrupciones (archivos RIN y RDI) vacíos a pesar de que existieron interrupciones que afectaron a sus clientes, para el primer semestre 2010 de acuerdo a lo establecido en el literal e) del artículo 31° de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- En el mes de septiembre de 2013, Chinango S.A.C. fue notificada con la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) N° 19693, mediante la cual se impone multa ascendente a S/. 1.850 (aprox. M\$ 347) (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.

15. Emgesa

- Mediante Resolución 110 de agosto de 2012 el Instituto Colombiano de Antropología e Historia –ICANH- impuso una sanción a la compañía de aproximadamente USD 55 mil (aprox. M\$ 28.854), 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.

16. Codensa

- Durante el periodo del año 2011, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso a Codensa las siguientes multas: 1) mediante Resolución 20112400025515 de 05/09/2011 se sanciona a la Empresa en un monto de Col\$ 41.200.000 (aprox. M\$ 11.217) 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\$ 7.291) 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\$5.833) por violación del régimen tarifario por cálculo 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\$12.343) por incumplimiento numeral 6.2.3 Anexo General Resolución Creg 070 modificada por el artículo resolución Creg 096 de 2000.
- En el mes de abril del presente año se efectuó pago por parte de Codensa por valor de Col\$ 32.207.414, (aprox. M\$8.769) 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.
- Durante el año 2013 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso sanción a CODENSA por Col\$ 167.743.200 (aprox. M\$ 45.671) 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\$ 6.172), 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.

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

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

Nota 38

Hechos Posteriores

Energis

- Con fecha 14 de enero, el Directorio de Energis S.A. acordó, por la unanimidad de sus miembros, presentar una oferta pública voluntaria de adquisición de acciones dirigida a los accionistas de su filial Companhia Energética do Ceará - COELCE ("Coelce"), domiciliada en la República Federativa del Brasil. Energis S.A. ya filializa, controla y consolida la sociedad Coelce, a través de la sociedad Endesa Brasil S.A. la cual tiene a esta fecha el 58,87% de las acciones emitidas por Coelce, que corresponden a un 91,66% de acciones ordinarias y a un 6,26% de acciones preferidas clase A. Energis S.A. ("Ofertante"), asistida por el Banco Itaú BBA S.A. ("Itaú BBA"), en calidad de intermediaria, publicará oportunamente el prospecto ("Edital") de Oferta Pública Voluntaria de Adquisición de Acciones ("OPA") para adquirir todas las acciones de todas las series emitidas por Coelce (ordinarias, preferentes Clase A y preferentes Clase B) y que están en circulación en el mercado, a un precio por acción de R\$49. Este precio será pagadero a la vista, el 20 de febrero de 2014, en moneda de curso legal de Brasil, de acuerdo a las reglas establecidas en la legislación y normativa brasileña, rigiéndose esta OPA según lo dispuesto en la Instrução CVM N°361/2002. Este precio representa un premio de 20,1% con respecto al precio medio, ponderado por volumen, de las acciones preferentes clase A en los últimos 30 días bursátiles (hasta el 13 de enero de 2014, inclusive).

En el evento que durante la ejecución de esta OPA todos los accionistas de Coelce vendieran sus acciones a Enersis S.A., esta sociedad tendría que desembolsar la cantidad aproximada de \$ 340.212 millones de pesos chilenos, equivalente a USD 645 millones, considerando un tipo de cambio de 527,53 pesos por dólar.

Esta transacción, al tratarse de una compra de una participación ya controlada, no genera efectos en el Estado de Resultados de Enersis y no modificará los valores de los activos y pasivos de Coelce registrados en el balance consolidado de Enersis al momento de la transacción. La diferencia que se produzca entre los valores registrados por Coelce y el valor que desembolsará Enersis por la adquisición, será registrado en Patrimonio (otras reservas) en el momento en que se perfeccione la transacción. A partir de este momento los efectos de la mayor participación se verán reflejados en los Estados de Resultados de la Oferente.

El plazo de aceptación de la OPA será de 33 días corridos contados desde la publicación del Edital en los medios de comunicación brasileros, lo que ocurrirá el 16 de enero de 2014, debiendo la subasta de la OPA ocurrir a las 16:00 horas (hora de Brasilia) del día 17 de febrero de 2014. Los demás términos y condiciones de la OPA serán divulgadas en el Edital de la OPA que será oportunamente publicado.

Se informa, asimismo, que PricewaterhouseCoopers Corporate Finance & Recovery Ltda. de Brasil, elaboró el informe de evaluación ("Laudo de Avaliação") de Coelce que, conjuntamente con el Edital de Oferta Pública Voluntária para Aquisição de Ações Ordinárias, Ações Preferenciais A e Ações Preferenciais B em Circulação de Emissão da Companhia; , estará a disposición de los interesados a contar del día 14 de enero de 2014, en la sede social de Enersis S.A., de Coelce, del Banco Itaú BBA, de la BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros-, y de la CVM, así como en los siguientes sitios web: www.enersis.cl; www.coelce.com.br/ri.htm (acceder "OPA Enersis"); <http://www.itaubba.com.br/portugues/atividades/prospectos-to-iubb.asp>, www.cvm.gov.br y www.bmfbovespa.com.br. Adicionalmente la lista de accionistas de Coelce estará a disposición en las sedes sociales de las entidades antes mencionadas.

Esta operación se enmarca dentro del proceso de utilización de los fondos recaudados en el aumento de capital aprobado en la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 20 de diciembre de 2012, y que concluyó satisfactoriamente con la suscripción del 100% de las acciones disponibles a marzo de 2013, recaudando cerca de US\$2.400 millones en efectivo.

Endesa Chile

- Con fecha 29 de enero de 2014, se informa con carácter de hecho esencial que la Superintendencia del Medio Ambiente, por Resolución Exenta N° 39, de fecha 28 de enero de 2014, ha ordenado a la Empresa Nacional de Electricidad S.A. adoptar, entre otras medidas provisionales que se indican en dicha resolución, la medida provisional de clausura total y temporal del proyecto "Central Bocamina Primera Unidad", por el término de 15 días corridos, sin perjuicio de su renovación o alzamiento anticipado en base a nuevos antecedentes que así lo ameriten, de acuerdo a lo autorizado por el Ilustre Tercer Tribunal Ambiental en la precitada fecha, de conformidad a lo dispuesto en la letra c) del artículo 48 de la Ley Orgánica de la Superintendencia del Medio Ambiente.
Los efectos financieros que traerá aparejada la suspensión de la Central Térmica Bocamina I dependerán del tiempo en que se prolongue su vigencia y la magnitud de estos efectos están siendo evaluados actualmente por la compañía.
- Con fecha 31 de enero de 2014, se informa el siguiente hecho esencial:
En relación con el hecho esencial de fecha 17 de diciembre de 2013, por el que, además de comunicar la suspensión de la Central Térmica Bocamina II, por la razón indicada en él, anunciamos que los efectos financieros de dicha suspensión serían evaluados por la compañía, les informamos, por la presente carta, en carácter de hecho esencial que, conforme a la evaluación efectuada de dichos efectos, la que comprende el período de inicio de la suspensión, esto es, el 17 de diciembre de 2013 hasta el 30 de enero de 2014, el efecto financiero derivado de dicha paralización, asciende a la suma total de US\$ 31 millones como pérdida de margen de contribución.
Asimismo, la compañía, mientras dure la vigencia de la suspensión que afecta a la Central Térmica Bocamina II, continuará evaluando e informándoles los efectos financieros por ella producidos.
- Con fecha 6 de febrero de 2014, se informa el siguiente hecho esencial:
En relación con el hecho esencial de fecha 29.01.14, la Superintendencia del Medio Ambiente por Resolución Exenta N° 59, de fecha 6 de febrero de 2014, ha resuelto dejar sin efecto las medidas provisionales ordenadas por la Resolución Exenta N°39 de fecha 28 de enero de 2014, tanto la clausura temporal total del proyecto "Central Termoeléctrica Bocamina Primera Unidad", como las otras medidas de corrección, seguridad y control decretadas de conformidad a lo dispuesto en la letra c) del artículo 48 de la Ley Orgánica de la Superintendencia del Medio Ambiente.
La Compañía procederá a implementar las medidas provisionales ordenadas por la autoridad, y se pondrá en operación la Central Termoeléctrica Bocamina Primera Unidad a la brevedad posible, en coordinación con el CDEC.
No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 1 de enero de 2014 y la fecha de emisión de los estados financieros.

Nota 39

Medio Ambiente

Los gastos ambientales al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Proyecto	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 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.	1.996.818	2.298.344	2.104.631
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	211.544
Edegel S.A.	Monitoreos ambientales, gestión de residuos, mitigaciones, Investigación y desarrollo, protección de radiaciones, reducción de vibraciones y restauraciones.	417.966	915.325	547.979
Codensa	Gestión ambiental de transformadores.	-	-	71.667
Chilectra	Control de maleza en recintos de subestaciones, poda de árboles en AT, mateción de jardines, sólidos contaminados con aceites.	1.537.004	1.324.061	1.681.800
Edesur S.A.	Disposición final de residuos y elementos contaminantes.	-	-	56.185
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Auditoría ISO 14.001 y Resolución ENRE 57/2003 (Seguridad Pública), monitoreo ambiental y actualización de normativa ambiental.	-	-	15.100
Transportadora de Energía S.A.	Auditoría ISO 14.001 y Resolución ENRE 57/2003 (Seguridad Pública), monitoreo ambiental y actualización de normativa ambiental.	-	-	16.387
Total		3.951.788	4.988.760	4.705.293

	Estados financieros M\$	31-12-13									
		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\$	Ganacia (Perdida) M\$	
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	
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	consolidado	28.152.699	38.156.192	66.308.891	(3.943.277)	(460.705)	(4.403.982)	17.831.676	(8.884.221)	8.947.455	
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)	
Inversiones Distritima S.A.	separado	24.511.831	45.211.675	69.723.506	(365.284)	-	(365.284)	9.804.331	-	9.804.331	
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	
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	
Endesa Eco S.A.	separado	-	-	-	-	-	-	48.938.968	(24.522.864)	24.416.104	
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	33.988.505	217.379.509	251.368.014	(35.867.416)	(41.936.800)	(77.804.216)	192.839.780	(78.347.987)	114.491.793	
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	separado	-	-	-	-	-	-	211.140.517	(157.918.033)	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	
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	separado	12.248.481	10.007.003	22.255.484	(3.182.462)	(4.599.826)	(7.782.288)	10.301.994	(4.155.242)	6.146.752	
Endesa Argentina S.A.	separado	1.796.454	47.229.472	49.025.926	(811.271)	-	(811.271)	2.541.610	-	2.541.610	
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)	
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	14.903.801	132.833.440	147.737.241	(21.069.801)	(45.717.551)	(66.787.352)	36.686.734	(25.681.727)	11.005.007	
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	
Generandes Perú S.A.	separado	214.375	202.971.423	203.185.798	(10.853)	-	(10.853)	33.470.743	-	33.470.743	
Edegel S.A.A.	separado	97.736.569	678.847.872	776.584.441	(98.497.242)	(220.222.435)	(318.719.677)	256.345.889	(175.933.003)	80.412.886	
Chinango S.A.C.	separado	7.048.693	104.913.829	111.962.522	(11.790.622)	(36.119.840)	(47.910.462)	27.707.823	(17.541.290)	10.166.533	
Endesa Brasil 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	
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	separado	75.478.418	138.518.317	213.996.735	(38.792.313)	(20.323.740)	(59.116.053)	168.871.371	(128.522.514)	40.348.857	
Centrais Elétricas 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	
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)	63.698.185	(39.697.135)	24.001.050	
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	separado	16.026.611	3.663.555	19.690.166	(5.912.346)	(17.396.804)	(23.309.150)	2.088.071	(6.955.882)	(4.867.810)	
Compañía Energética Do Ceará S.A.	separado	158.243.822	631.616.602	789.860.424	(141.369.115)	(250.012.380)	(391.381.495)	688.980.884	(647.611.232)	41.369.652	
EN-Brasil Comercio e Servicios S.A.	separado	4.933.651	914.231	5.847.882	(3.967.856)	-	(3.967.856)	6.569.786	(5.089.559)	1.480.227	
Ampla Energía E Servicios S.A.	separado	254.893.771	1.022.078.671	1.276.972.442	(168.894.084)	(499.364.121)	(668.258.205)	947.892.717	(822.029.094)	125.863.623	
Ampla Investimentos E Servicios S.A.	separado	-	-	-	-	-	-	8.249.870	-	8.249.870	
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	separado	286.638.433	960.495.650	1.247.134.083	(289.883.521)	(345.076.634)	(634.960.155)	852.871.077	(709.181.303)	143.689.773	
Inversora Codensa S.A.	separado	917	77	994	(44)	-	(44)	-	(42)	(42)	
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	217.226.659	284.575.649	501.802.308	(446.887.893)	(26.488.657)	(473.376.550)	528.653.054	(430.477.002)	98.176.052	
Generalima, 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)	
Endesa Cernsa, S.A.	separado	31.020.655	838.347	31.859.002	(26.525.440)	-	(26.525.440)	2.162.235	(1.841.541)	320.694	
Inversora Dock Sud, S.A.	separado	31.153.011	67.474.319	98.627.330	(123.350.919)	(14.217.920)	(137.568.839)	59.138.823	(96.085.921)	(36.947.097)	
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	
Inversiones Sudamerica Ltda.	Consolidado	-	-	-	-	-	-	-	(7.218.564)	(7.218.564)	

	Estados financieros M\$	Activos		Total Activos M\$	Pasivos		Total Pasivos M\$	Ingresos Ordinarios M\$	Costos Ordinarios M\$	Ganacia (Perdida) M\$
		Corriente M\$	No Corrientes M\$		Corrientes M\$	No Corrientes M\$				
Chilectra S.A.	consolidado	161.687.282	1.141.771.229	1.303.458.511	(195.903.831)	(70.857.009)	(266.760.840)	984.738.419	(808.977.250)	175.761.169
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	consolidado	33.271.372	35.410.602	68.681.974	(4.487.954)	(473.280)	(4.961.234)	17.778.449	(5.170.257)	12.608.192
ICT Servicios Informáticos Ltda.	separado	4.302.210	327.443	4.629.653	(2.560.716)	(686.662)	(3.247.378)	6.205.706	(5.759.649)	446.057
Inversiones Distrilima S.A.	separado	14.081.778	45.150.539	59.232.317	(1.690)	-	(1.690)	13.767.559	-	13.767.559
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	separado	69.076.427	456.528.436	525.604.863	(121.208.497)	(202.239.406)	(323.447.903)	384.915.601	(344.989.210)	39.926.390
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	separado	629.902.712	3.231.692.665	3.861.595.377	(658.103.026)	(791.579.065)	(1.449.682.091)	1.197.942.546	(1.006.425.543)	191.517.004
Endesa Eco S.A.	separado	96.858.959	69.458.787	166.317.746	(146.333.479)	(2.483.081)	(148.816.560)	8.847.825	(15.201.240)	(6.353.414)
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	53.256.062	226.690.236	279.946.298	(67.804.287)	(44.094.780)	(111.899.067)	374.992.088	(117.294.279)	257.697.809
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	separado	51.106.086	201.289.793	252.395.879	(106.039.552)	(21.730.290)	(127.769.842)	279.024.743	(223.910.404)	55.114.339
Empresa Eléctrica Pangue S.A.	separado	-	-	-	-	-	-	21.743.845	(10.100.977)	11.642.868
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	18.675.677	72.323.119	90.998.796	(10.274.500)	(4.390.710)	(14.665.210)	38.465.781	(53.695.291)	(15.229.510)
Inversiones Endesa Norte S.A.	separado	-	-	-	-	-	-	755.617	(543.185)	212.432
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	separado	5.671.843	14.638.326	20.310.169	(2.924.404)	(9.068.755)	(11.993.159)	9.553.607	(1.237.412)	8.316.195
Endesa Argentina S.A.	separado	13.909.791	30.612.330	44.522.121	(456.855)	(4.479.930)	(4.936.785)	3.123.830	-	3.123.830
Endesa Costanera S.A.	separado	26.248.574	116.505.733	142.754.307	(195.463.171)	(10.460.347)	(205.923.518)	295.139.838	(343.984.979)	(48.845.141)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	15.500.507	148.052.530	163.553.037	(29.439.486)	(48.058.461)	(77.497.947)	49.195.031	(34.796.083)	14.398.948
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	285.737.507	1.558.061.493	1.843.799.000	(179.589.763)	(757.392.282)	(936.982.045)	580.343.060	(379.082.030)	201.261.030
Generandes Perú S.A.	separado	190.469	202.696.963	202.887.432	(8.235)	-	(8.235)	18.720.477	-	18.720.477
Edegel S.A.A.	separado	73.195.465	686.321.901	759.517.366	(71.852.384)	(241.375.405)	(313.227.789)	250.100.131	(204.017.304)	46.082.826
Chinango S.A.C.	separado	6.997.326	107.354.750	114.352.076	(9.156.459)	(40.761.605)	(49.918.064)	30.172.752	(18.065.793)	12.106.959
Endesa Brasil S.A.	separado	286.665.587	904.628.344	1.191.293.931	(8.533.833)	(123.494)	(8.657.327)	186.136.751	-	186.136.751
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	separado	64.532.319	134.844.880	199.377.199	(29.555.112)	(27.185.681)	(56.740.793)	139.185.606	(103.146.050)	36.039.556
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	separado	97.545.413	103.210.599	200.756.012	(14.682.311)	(2.283.384)	(16.965.695)	155.195.046	(47.917.978)	107.277.068
Compañía de Interconexión Energética S.A.	separado	26.050.134	246.005.939	272.056.073	(123.971.364)	(7.980.532)	(131.951.896)	67.804.297	(48.586.909)	19.217.388
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	separado	16.674.370	3.631.634	20.306.004	(4.285.854)	(15.150.911)	(19.436.765)	2.469.289	(3.712.947)	(1.243.657)
Compañía Energética Do Ceará S.A.	separado	199.077.008	675.770.287	874.847.295	(151.866.527)	(309.820.750)	(461.687.277)	808.410.729	(707.717.165)	100.693.564
EN-Brasil Comercio e Serviços S.A.	separado	3.113.907	173.146	3.287.053	(1.384.682)	-	(1.384.682)	5.800.382	(4.271.001)	1.529.381
Ampla Energia E Serviços S.A.	separado	196.988.364	1.037.583.848	1.234.572.212	(214.914.707)	(505.685.786)	(720.600.493)	1.074.237.206	(956.894.024)	117.343.182
Ampla Investimentos E Serviços S.A.	separado	1.901.905	84.277.314	86.179.219	(39.947.575)	-	(39.947.575)	7.785.179	-	7.785.179
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	separado	248.758.236	944.909.089	1.193.667.325	(279.593.196)	(311.739.451)	(591.332.647)	851.231.201	(708.926.803)	142.304.397
Inversora Codensa S.A.	separado	925	77	1.002	(11)	-	(11)	-	(141)	(141)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	75.393.800	249.249.900	324.643.700	(376.427.291)	(17.990.925)	(394.418.216)	321.242.024	(402.048.323)	(80.806.299)

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 31/12/2013			% Participación a 31/12/2012			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.773.290-7	Aguas Santiago Poniente S.A.	Peso Chileno	0,00%	78,88%	78,88%	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%	78,25%	91,93%	Filial	Brasil	Producción, Transporte Y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Ampla Investimentos E Serviços S.A. (7)	Real	0,00%	0,00%	0,00%	13,68%	78,25%	91,93%	Filial	Brasil	Producción, Transmisión, Transformación, Distribución Y Comercio de Energía Eléctrica
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%	0,00%	0,00%	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 Termoeléctrica Fortaleza S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Desarrollo de un Proyecto de Generación Termoeléctrica
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%	9,35%	21,82%	Filial	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
96.783.220-0	Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (1) (4)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	95,61%	95,61%	Filial	Chile	Ciclo Completo de Energía Eléctrica
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (6)	Peso Chileno	3,78%	96,21%	99,99%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
Extranjero	Cono Sur Participaciones, S.L.U.	Euro	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	España	Sociedad de Cartera
Extranjero	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Real	0,00%	58,87%	58,87%	0,00%	58,87%	58,87%	Filial	Brasil	Ciclo Completo de Energía Eléctrica

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/12/2013			% Participación a 31/12/2012			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.764.840-K	Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A.	Peso Chileno	0,00%	55,00%	55,00%	0,00%	55,00%	55,00%	Filial	Chile	Construcción e Instalaciones
Extranjero	Distrielec 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	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Peso Colombiano	0,00%	48,47%	48,47%	0,00%	26,87%	26,87%	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%	30,15%	65,17%	Filial	Perú	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Peso Argentino	16,02%	83,43%	99,45%	16,02%	77,21%	93,23%	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%	0,00%	0,00%	Filial	Perú	
96.589.170-6	Empresa Eléctrica Pangué S.A. (1)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
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	Endesa Brasil S.A. (7)	Real	50,09%	49,89%	99,98%	22,06%	49,46%	71,52%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera
Extranjero	Endesa Cemsa S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	45,00%	45,00%	Filial	Argentina	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica
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
96.827.970-K	Endesa Eco S.A. (3) (4) (6)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Proyectos de Energías Renovables
96.526.450-7	Endesa Inversiones Generales S.A. (2)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Sociedad de Cartera
Extranjero	Generalina, S.A.C.	Nuevos Soles	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Generandes Perú S.A.	Nuevos Soles	0,00%	61,00%	61,00%	0,00%	61,00%	61,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
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
En trámite	ICT Servicios Informáticos Ltda.	Peso Chileno	99,00%	1,00%	100,00%	99,00%	1,00%	100,00%	Filial	Chile	Servicios Informáticos
Extranjero	Ingendesa 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.	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%	15,38%	50,37%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Inversora Dock Sud, S.A.	Peso Argentino	0,00%	57,14%	57,14%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
96.887.060-2	Inversiones Endesa Norte S.A. (3)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Inversiones Proyectos Energéticos Norte de Chile
En trámite	Inversiones Sudamerica Ltda. (5)	Peso Chileno	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	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
Extranjero	Investluz S.A. (7)	Real	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera
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
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
78.970.360-4	Sociedad Agrícola e Inmobiliaria Pastos Verdes Ltda.	Peso Chileno	0,00%	55,00%	55,00%	0,00%	55,00%	55,00%	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	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 1 de mayo de 2012 Empresa Eléctrica Pangué S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica San Isidro S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- (2) Con fecha 1 de mayo de 2012 Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A. y Endesa Inversiones Generales S.A. fueron fusionadas con Inversiones Endesa Norte S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- (3) Con fecha 1 de julio de 2012 Inversiones Endesa Norte S.A. fue fusionada con Endesa Eco S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- (4) 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.
- (5) Con fecha 1 de octubre de 2013 Inversiones Sudamérica Ltda. fue fusionada con Enersis S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- (6) Con fecha 1 de noviembre Endesa Eco S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- (7) Con fecha 21 de noviembre Investluz S.A y Ampla Investimentos E Serviços S.A. fueron fusionadas con Endesa Brasil S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

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 durante el ejercicio 2013 y 2012

Sociedad	% Participación			Método Consolidación	% Participación			Método Consolidación
	a 31 de diciembre de 2013				a 31 de diciembre de 2012			
	Directo	Indirecto	Total		Directo	Indirecto	Total	
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	-	-	-	
Electrica Cabo Blanco, S.A.C.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	
Empresa Eléctrica de Piura, S.A.	0,00%	96,50%	96,50%	Integración global	-	-	-	
Endesa Cemsa S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	
Generalina, S.A.C.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	
Inversora Dock Sud, S.A.	0,00%	57,14%	57,14%	Integración global	-	-	-	
Inversiones Sudamerica Ltda.	100,00%	0,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	

Ver nota 2.4.1 y 25.1.1.

No hubo exclusiones del perímetro de consolidación durante el ejercicio 2013 y 2012.

Anexo N°3

Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos

Este anexo es parte de la nota 3.h "Inversiones contabilizadas utilizando el método de participación".

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/12/2013			% Participación a 31/12/2012			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.806.130-5	Electrogas S.A	Dólar	42,50%	0,00%	42,50%	42,50%	0,00%	42,50%	Asociada	Chile	Sociedad de Cartera
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Peso Chileno	0,00%	33,33%	33,33%	0,00%	33,33%	33,33%	Asociada	Chile	Promover proyecto para suministro de gas licuado
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Dólar	0,00%	20,00%	20,00%	0,00%	20,00%	20,00%	Asociada	Chile	Desarrollo, Diseño, Suministro de un Terminal de Regasificación de Gas Natural Licuado
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
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 Gas Atacama Holding Ltda.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	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

Anexo N°4

Información Adicional Sobre Deuda Financiera

Este anexo forma parte de la nota 19 "Otros pasivos financieros".

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

a) Préstamos bancarios

a. Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2013 M\$	Corriente		
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2013 M\$	Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012 M\$		Vencimiento		
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$			Más de Cinco Años M\$	Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$
Chile	US\$	1,78%	842.850	106.843.174	107.686.024	892.825	-	892.825	818.386	2.531.449	3.349.835	
Chile	Ch\$	5,50%	119	-	119	-	-	-	371	-	371	
Perú	US\$	3,46%	3.055.656	4.146.020	7.201.676	25.010.727	28.623.011	53.633.738	2.214.895	1.865.048	4.079.943	
Perú	Soles	5,41%	378.238	1.134.709	1.512.947	3.025.893	24.478.180	27.504.073	336.866	1.010.593	1.347.459	
Argentina	US\$	8,87%	3.542.419	8.408.627	11.951.046	1.641.372	-	1.641.372	6.845.061	5.093.612	11.938.673	
Argentina	\$ Arg	22,90%	16.786.045	12.195.441	28.981.486	18.741.635	-	18.741.635	29.510.090	30.335.750	59.845.840	
Colombia	\$ Col	8,27%	1.431.306	4.293.917	5.725.223	16.996.306	31.725.477	65.954.840	1.900.127	5.700.379	7.600.506	
Brasil	US\$	7,72%	425.017	8.439.726	8.864.743	13.964.589	6.077.352	1.171.932	469.815	7.492.580	7.962.395	
Brasil	Real	8,61%	700.813	2.102.437	2.803.250	5.606.499	23.959.095	10.577.923	40.143.517	24.723.805	30.002.370	
			27.162.463	147.564.051	174.726.514	85.879.846	114.863.115	77.704.695	278.447.656	47.374.176	78.753.216	126.127.392

b. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	31 de diciembre de 2013				
							Corriente			No Corriente	
							Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años
Extranjera	Ampla	Brasil	Unibanco	Real	10,27%	10,29%	-	-	-	-	-
Extranjera	Ampla	Brasil	Brasdesco	Real	9,75%	5,65%	-	-	-	-	-
Extranjera	Ampla	Brasil	Banco do Brasil	Real	9,61%	10,12%	700.813	2.102.437	2.803.250	5.606.499	23.959.095
Extranjera	Ampla	Brasil	Banco HSBC	Real	9,93%	9,77%	-	-	-	-	-
Extranjera	Ampla	Brasil	Banco Itaú	Real	10,12%	10,20%	-	-	-	-	-
Extranjera	Ampla	Brasil	Electrobras	Real	6,50%	6,50%	-	-	-	-	-
Extranjera	Ampla	Brasil	Bndes	Real	9,06%	9,06%	-	-	-	-	-
Extranjera	Ampla	Brasil	Banco Alfa	Real	6,97%	7,25%	-	-	-	-	-
Extranjera	CGTF Fortaleza	Brasil	IFC - A	US\$	7,97%	8,04%	251.103	3.518.132	3.769.235	7.478.001	3.705.738
Extranjera	CGTF Fortaleza	Brasil	IFC - B	US\$	2,74%	2,73%	62.832	4.588.348	4.651.180	4.844.441	-
Extranjera	CGTF Fortaleza	Brasil	IFC - C	US\$	12,08%	12,31%	111.082	333.246	444.328	1.642.147	2.371.614
Extranjera	Compañía de Interconexión Energética S.A.	Brasil	Santander	Real	11,61%	11,80%	-	-	-	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	Líneas de crédito bancarias	Ch\$	5,91%	5,91%	104	-	104	-	-
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Banco Santander Chile	Ch\$	5,00%	5,00%	4	-	4	-	-
79.913.810-7	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	Chile	Banco Santander Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	4	-	4	-	-
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Banco Europeo de Inverimentos	US\$	5,49%	5,49%	-	-	-	-	-
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Eletrobras	Real	6,46%	6,46%	-	-	-	-	-
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Banco do Brasil	Real	15,61%	15,61%	-	-	-	-	-
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Bndes	Real	9,52%	9,52%	-	-	-	-	-
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Banco do Nordeste	Real	7,78%	7,78%	-	-	-	-	-
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Banco Europeo de Inverimentos	US\$	5,49%	5,49%	-	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	5,43%	5,32%	-	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	5,43%	5,32%	-	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Interbank	Soles	6,90%	6,73%	89.516	268.546	358.062	716.124	6.107.626
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco Continental	Soles	5,43%	5,32%	-	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	5,43%	5,32%	-	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	5,43%	5,32%	-	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	5,43%	5,32%	-	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco Continental	Soles	5,10%	5,01%	45.411	136.232	181.643	363.286	3.077.744
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco Continental	Soles	5,10%	5,01%	75.764	227.291	303.055	606.110	5.130.021
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco Continental	Soles	5,10%	5,01%	73.538	220.614	294.152	588.305	4.929.381
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco Continental	Soles	5,10%	5,01%	94.009	282.026	376.035	752.068	5.233.408
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	\$ Arg	22,63%	28,38%	738.135	2.147.173	2.885.308	3.417.147	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Provincia de Buenos Aires	\$ Arg	22,63%	25,03%	31.972	327.033	359.005	504.864	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Standard Bank	\$ Arg	22,63%	29,11%	300.671	875.884	1.176.555	342.441	-

No Corriente			Corriente				No Corriente			
Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2012	Vencimiento		Total Corriente al 01/01/2012	Vencimiento			Total No Corriente al 01/01/2012
Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años		Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
98.982.459	-	-	98.982.459	906.389	3.359.497	4.265.886	109.631.899	876.746	-	110.508.645
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14.173.501	27.830.814	12.109.598	54.113.913	2.810.297	10.519.166	13.329.463	7.864.024	25.087.748	26.158.087	59.109.859
2.694.912	9.719.488	15.531.401	27.945.801	431.794	2.987.507	3.419.301	3.362.985	-	38.373.491	41.736.476
7.836.715	-	-	7.836.715	2.662.019	9.436.481	12.098.500	17.142.594	1.612.063	-	18.754.657
11.637.995	-	-	11.637.995	37.689.501	28.405.542	66.095.043	47.915.942	2.458.440	-	50.374.382
25.790.155	33.339.101	60.191.993	119.321.249	1.338.154	82.134.906	83.473.060	-	-	-	-
16.343.599	8.949.758	2.144.472	27.437.829	644.936	12.599.186	13.244.122	17.532.685	17.877.446	6.352.599	41.762.730
-	-	-	-	30.524.862	175.096.068	205.620.930	142.254.517	90.580.272	8.209.057	241.043.846
177.459.336	79.839.161	89.977.464	347.275.961	77.007.952	324.538.353	401.546.305	345.704.646	138.492.715	79.093.234	563.290.595

31 de diciembre de 2013				31 de diciembre de 2012				1 de enero de 2012							
No Corriente		Corriente		No Corriente		Corriente		No Corriente		Corriente					
Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
-	-	-	-	-	-	-	-	-	45.870	1.542.373	1.588.243	-	-	-	-
-	-	4.723.977	-	4.723.977	-	-	-	-	5.982.354	13.453.719	19.436.073	-	-	-	-
10.577.923	40.143.517	554.588	24.723.805	25.278.393	-	-	-	-	875.019	2.942.372	3.817.391	30.333.452	-	-	30.333.452
-	-	-	-	-	-	-	-	-	632.464	22.045.700	22.678.164	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	57.479	1.964.473	2.021.952	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	339.935	1.111.948	1.451.883	2.916.206	5.539.073	725.103	9.180.382
-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.488.408	16.888.622	23.377.030	33.192.137	52.961.281	3.133.364	89.286.782
-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.779.341	12.975.006	14.754.347	-	-	-	-
-	11.183.739	276.653	3.174.804	3.451.457	6.851.156	6.773.346	-	13.624.502	344.277	3.510.015	3.854.292	7.427.750	7.100.739	4.604.499	19.132.988
-	4.844.441	91.826	4.013.768	4.105.594	8.681.755	-	-	8.681.755	114.099	4.162.847	4.276.946	8.990.990	4.835.251	-	13.826.241
1.171.932	5.185.693	101.336	304.008	405.344	810.688	2.176.412	2.144.472	5.131.572	108.598	365.176	473.774	875.946	5.584.166	-	6.460.112
-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.801.366	59.020.877	60.822.243	-	-	-	-
-	-	46	-	46	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	53	-	53	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.073	173.334	192.407	237.999	357.290	1.748.100	2.343.389
-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.721.402	4.747.664	6.469.066	8.943.102	16.832.769	4.350.590	30.126.461
-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.310.254	4.235.607	5.545.861	5.443.423	-	-	5.443.423
-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.231.834	30.273.652	39.505.486	56.108.514	15.247.149	-	71.355.663
-	-	-	-	-	-	-	-	-	259.136	3.894.055	4.153.191	5.317.683	-	-	5.317.683
-	-	-	-	-	-	-	-	-	58.889	4.387.814	4.446.703	-	-	-	-
-	-	41.569	124.706	166.275	332.548	1.050.422	2.117.918	3.500.888	37.891	127.413	165.304	305.625	-	3.584.598	3.890.223
-	-	58.199	174.596	232.795	465.590	1.470.611	2.965.089	4.901.290	60.638	203.903	264.541	489.101	-	5.157.627	5.646.728
-	6.823.750	32.026	96.077	128.103	256.207	2.016.376	-	2.272.583	32.758	110.153	142.911	264.223	-	2.430.861	2.695.084
-	-	-	-	-	-	-	-	-	99.201	333.576	432.777	800.145	-	9.525.160	10.325.305
-	-	41.569	124.706	166.275	332.548	1.050.422	2.117.918	3.500.888	37.891	127.413	165.304	305.625	-	3.584.598	3.890.223
-	-	41.569	124.706	166.275	332.548	1.050.422	2.117.918	3.500.888	37.891	127.413	165.304	305.625	-	3.584.598	3.890.223
-	-	36.026	108.077	144.103	288.205	910.362	1.835.528	3.034.095	32.360	108.816	141.176	261.016	-	3.097.880	3.358.896
-	-	16.627	49.882	66.509	133.019	420.169	847.167	1.400.355	15.156	50.965	66.121	122.250	-	1.433.839	1.556.089
-	-	69.281	207.843	277.124	554.247	1.750.704	3.529.863	5.834.814	63.151	212.355	275.506	509.375	-	5.974.330	6.483.705
-	3.441.030	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	5.736.131	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	5.517.686	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	5.985.476	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	3.417.147	314.754	7.549.210	7.863.964	-	-	-	-	6.354.203	1.169.601	7.523.804	9.498.494	-	-	9.498.494
-	504.864	37.725	1.074.140	1.111.865	-	-	-	-	124.577	158.143	282.720	1.364.912	-	-	1.364.912
-	342.441	769.536	2.086.114	2.855.650	621.207	-	-	621.207	213.681	718.530	932.211	4.195.131	-	-	4.195.131

31 de diciembre de 2013

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Corriente			No Corriente	
							Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	BBVA	\$ Arg	19,55%	18,00%	-	-	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Citibank	\$ Arg	24,06%	21,75%	-	-	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Itaú	\$ Arg	22,63%	30,29%	320.316	884.324	1.204.640	1.000.308	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Galicia	\$ Arg	22,63%	21,00%	68.637	-	68.637	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Macro	\$ Arg	22,63%	29,56%	258.319	886.628	1.144.947	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Citibank	\$ Arg	24,36%	22,00%	-	-	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Río	US\$	6,24%	6,24%	-	-	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Río	\$ Arg	22,63%	25,56%	-	-	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Río	\$ Arg	22,63%	27,23%	728.237	2.549.992	3.278.229	1.725.706	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Río	\$ Arg	21,28%	19,75%	-	-	-	-	-
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Río	\$ Arg	23,10%	21,00%	-	-	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Frances	\$ Arg	22,63%	20,30%	-	-	-	-	-
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Comafi	\$ Arg	22,63%	23,00%	24.455	-	24.455	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Supervielle	\$ Arg	22,63%	23,00%	39.237	37.009	76.246	-	-
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Banco Continental	Soles	3,85%	3,80%	-	-	-	-	-
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Banco Scotiabank	US\$	4,02%	3,96%	316.892	941.120	1.258.012	2.439.568	14.463.816
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Bank Of Nova Scotia	US\$	3,05%	3,01%	366.751	1.085.588	1.452.339	2.787.364	1.335.025
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Banco Scotiabank	US\$	0,76%	0,78%	2.103.523	-	2.103.523	-	-
Extranjera	Edegel	Perú	Banco de Crédito	US\$	1,65%	1,65%	-	-	-	-	-
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	US\$	3,42%	3,38%	268.490	2.119.312	2.387.802	19.783.795	12.824.170
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	US\$	3,46%	3,41%	-	-	-	-	-
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Scotiabank	US\$	3,45%	3,41%	-	-	-	-	-
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	US\$	3,00%	3,00%	-	-	-	-	-
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bancolombia	\$ Col	8,44%	8,27%	-	-	-	-	-
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bancolombia	\$ Col	8,44%	8,27%	-	-	-	-	-
Extranjera	Emgesa	Colombia	BBVA Colombia	\$ Col	6,89%	6,78%	1.051.003	3.153.008	4.204.011	12.499.230	23.371.517
Extranjera	Emgesa	Colombia	AV VILLAS	\$ Col	8,44%	8,27%	-	-	-	-	-
Extranjera	Emgesa	Colombia	Banco Santander	\$ Col	8,15%	7,91%	-	-	-	-	-
Extranjera	Emgesa	Colombia	Banco Davivienda	\$ Col	8,15%	7,91%	-	-	-	-	-
Extranjera	Emgesa	Colombia	Banco Corpbanca	\$ Col	7,01%	6,90%	380.303	1.140.909	1.521.212	4.497.076	8.353.960
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Supervielle	\$ Arg	31,89%	28,00%	1.028.903	-	1.028.903	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Santander Río	\$ Arg	34,49%	30,00%	656.552	-	656.552	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Nación Argentina	\$ Arg	20,57%	18,85%	533.563	-	533.563	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Citibank	\$ Arg	39,84%	34,00%	3.391.799	-	3.391.799	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Ciudad	\$ Arg	25,59%	23,00%	98.467	-	98.467	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Standard Bank	\$ Arg	30,61%	27,00%	1.150.992	-	1.150.992	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Itaú	\$ Arg	35,15%	30,50%	1.071.559	-	1.071.559	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Galicia	\$ Arg	32,54%	28,50%	2.514.705	-	2.514.705	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Provincia de Buenos Aires	\$ Arg	20,20%	18,09%	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Credit Suisse International	US\$	13,67%	13,25%	113.672	3.229.006	3.342.678	-	-
Extranjera	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Citibank	\$ Arg	21,50%	21,50%	809.763	-	809.763	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	B.N.P. Paribas	US\$	1,72%	1,12%	28.293	921.118	949.411	892.825	-
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Export Development Corporation Loan	US\$	1,57%	1,40%	378.291	378.290	756.581	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A.NY	US\$	1,72%	1,12%	436.266	105.543.766	105.980.032	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Banco Santander Chile (Linea Crédito)	Ch\$	6,00%	6,00%	7	-	7	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Deutsche Bank	US\$	8,24%	7,99%	1.712.808	2.587.169	4.299.977	820.490	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Standard Bank	US\$	8,24%	7,99%	857.292	1.295.083	2.152.375	410.356	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Itaú	US\$	8,24%	7,99%	858.647	1.297.369	2.156.016	410.526	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Itaú	\$ Arg	33,70%	29,25%	163.618	-	163.618	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Standard Bank - Sindicato I	\$ Arg	25,42%	23,31%	-	-	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Santander - Sindicato I	\$ Arg	25,42%	23,31%	-	-	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Hipotecario - Sindicato I	\$ Arg	26,68%	23,89%	-	-	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Galicia - Sindicato I	\$ Arg	25,42%	23,31%	-	-	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Itaú - Sindicato I	\$ Arg	26,62%	23,84%	-	-	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Standard Bank - Sindicato II	\$ Arg	26,62%	23,84%	-	-	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Santander - Sindicato II	\$ Arg	26,62%	23,84%	-	-	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Hipotecario - Sindicato II	\$ Arg	26,96%	24,11%	-	-	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Galicia - Sindicato II	\$ Arg	26,62%	23,84%	-	-	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Ciudad - Sindicato II	\$ Arg	26,62%	23,84%	-	-	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Galicia - Sindicato III	\$ Arg	26,44%	23,69%	-	-	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Itaú - Sindicato III	\$ Arg	26,44%	23,69%	-	-	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Standard Bank - Sindicato III	\$ Arg	26,44%	23,69%	-	-	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Santander - Sindicato III	\$ Arg	26,44%	23,69%	-	-	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Macro	\$ Arg	30,42%	27,75%	1.511.204	-	1.511.204	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Macro I	\$ Arg	23,14%	21,00%	-	-	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Standard Bank	\$ Arg	25,59%	23,00%	-	-	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Santander Río	\$ Arg	25,59%	23,00%	-	-	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Citibank	\$ Arg	19,84%	BPC + 5,10%	-	-	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	BBVA	\$ Arg	19,84%	BPC + 5,10%	-	-	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Industrial de Azul	\$ Arg	19,84%	BPC + 5,10%	-	-	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Santander - Sindicato IV	\$ Arg	33,84%	30,22%	316.184	1.054.829	1.371.013	2.761.603	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Itaú - Sindicato IV	\$ Arg	33,84%	30,22%	282.011	940.860	1.222.871	2.463.429	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Galicia - Sindicato IV	\$ Arg	33,84%	30,22%	270.612	902.848	1.173.460	2.364.010	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Hipotecario - Sindicato IV	\$ Arg	33,84%	30,22%	89.772	299.691	389.463	785.764	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Ciudad - Sindicato IV	\$ Arg	33,84%	30,22%	36.008	120.377	156.385	316.594	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Industrial and Commercial Bank of China Argentina	\$ Arg	33,84%	30,22%	350.354	1.168.793	1.519.147	3.059.769	-
Totales							27.162.463	147.564.051	174.726.514	85.879.846	114.863.115

No Corriente		Corriente			No Corriente					Corriente			No Corriente			
Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	128.257	2.499.512	2.627.769	-	-	-	-
-	-	57.771	1.428.116	1.485.887	-	-	-	-	-	673.842	228.279	902.121	3.245.052	-	-	3.245.052
-	1.000.308	119.563	2.712.832	2.832.395	-	-	-	-	-	288.456	4.819.512	5.107.968	2.454.313	-	-	2.454.313
-	-	592.597	195.649	788.246	-	-	-	-	-	2.120.536	1.891.956	4.012.492	-	-	-	-
-	-	2.014.971	-	2.014.971	-	-	-	-	-	151.298	508.762	660.060	3.474.143	-	-	3.474.143
-	-	877.758	578.433	1.456.191	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	199.159	-	199.159	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	4.441.078	-	4.441.078	-	-	-	-	-	614.888	1.088.442	1.703.330	4.708.036	-	-	4.708.036
-	1.725.706	48.076	689.891	737.967	411.852	-	-	-	411.852	-	-	-	-	-	-	-
-	-	97.084	1.381.833	1.478.917	824.138	-	-	-	824.138	-	-	-	-	-	-	-
-	-	121.354	1.727.291	1.848.645	1.030.173	-	-	-	1.030.173	-	-	-	-	-	-	-
-	-	491.236	-	491.236	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	238.213	-	238.213	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	79.285	-	79.285	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.597	1.585.500	1.600.097	-	-	-	-
-	16.903.384	161.573	923.528	1.085.101	2.391.649	2.288.243	12.109.598	16.789.490	166.062	558.407	724.469	2.423.556	17.774.668	-	-	20.198.224
-	4.122.389	37.359	112.077	149.436	2.621.204	2.471.768	-	5.092.972	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	1.739.482	-	1.739.482	-	-	-	-	-	1.949.762	5.760.203	7.709.965	1.880.534	-	-	1.880.534
-	32.607.965	-	-	-	-	-	-	-	-	405.477	1.378.129	1.783.606	-	-	-	-
-	-	276.481	829.443	1.105.924	9.160.648	23.070.803	-	32.231.451	280.841	944.367	1.225.208	3.559.934	7.313.080	26.158.087	37.031.101	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.155	1.878.060	1.886.215	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	260	-	260	-	-	-	-
-	-	428.684	1.286.051	1.714.735	5.805.307	7.495.253	13.520.587	26.821.147	326.504	20.008.140	20.334.644	-	-	-	-	-
-	-	131.424	394.271	525.695	1.838.073	2.414.481	4.407.478	8.660.032	99.148	6.208.686	6.307.834	-	-	-	-	-
48.619.434	84.490.181	1.158.673	3.476.018	4.634.691	15.690.942	20.258.627	36.544.265	72.493.834	361.976	22.181.880	22.543.856	-	-	-	-	-
-	-	181.346	544.039	725.385	2.455.833	3.170.740	5.719.663	11.346.236	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	412.115	25.254.372	25.666.487	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	138.411	8.481.828	8.620.239	-	-	-	-
17.335.406	30.186.442	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	1.483.661	-	1.483.661	-	-	-	-	-	123.454	-	123.454	-	-	-	-
-	-	879.133	-	879.133	-	-	-	-	-	10.746.076	1.949.571	12.695.647	-	-	-	-
-	-	946.327	1.855.665	2.801.992	411.921	-	-	411.921	1.382.931	1.533.096	2.916.027	-	-	-	-	-
-	-	4.349.740	-	4.349.740	-	-	-	-	1.844.142	-	1.844.142	-	-	-	-	-
-	-	395.870	-	395.870	-	-	-	-	4.670.705	-	4.670.705	-	-	-	-	-
-	-	1.388.486	-	1.388.486	-	-	-	-	832.611	-	832.611	-	-	-	-	-
-	-	2.459.388	-	2.459.388	-	-	-	-	3.503.302	-	3.503.302	-	-	-	-	-
-	-	2.031.944	-	2.031.944	-	-	-	-	1.105.942	-	1.105.942	-	-	-	-	-
-	-	96.871	122.911	219.782	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	4.883.837	-	4.883.837	-	-	-	-	166.419	3.156.573	3.322.992	2.652.744	-	-	-	2.652.744
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	892.825	31.301	859.843	891.144	1.657.085	-	-	1.657.085	53.521	1.002.756	1.056.277	1.915.379	876.746	-	-	2.792.125
-	-	347.952	354.206	702.158	689.651	-	-	689.651	379.501	764.980	1.144.481	1.132.904	-	-	-	1.132.904
-	-	439.133	1.317.400	1.756.533	96.635.723	-	-	96.635.723	473.367	1.591.761	2.065.128	106.583.616	-	-	-	106.583.616
-	-	272	-	272	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	820.490	881.121	2.547.013	3.428.134	3.918.502	-	-	3.918.502	518.208	1.530.246	2.048.454	3.576.867	402.643	-	-	3.979.510
-	410.356	440.417	1.273.172	1.713.589	1.959.017	-	-	1.959.017	1.611.491	4.749.662	6.361.153	10.912.983	1.209.420	-	-	12.122.403
-	410.526	440.527	1.273.427	1.713.954	1.959.196	-	-	1.959.196	1.791.907	-	1.791.907	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	64.001	1.336.177	1.400.178	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	80.629	1.707.695	1.788.324	-	-	-	-	-
-	-	354.694	340.398	695.092	-	-	-	-	55.506	1.125.918	1.181.424	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	26.301	535.888	562.189	-	-	-	-	-
-	-	239.076	488.681	727.757	230.121	-	-	230.121	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	527.542	1.078.428	1.605.970	507.222	-	-	507.222	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	383.587	784.144	1.167.731	368.840	-	-	368.840	329.514	1.108.036	1.437.550	6.245.072	1.229.220	-	-	7.474.292
-	-	190.602	389.550	580.152	183.696	-	-	183.696	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	190.906	390.193	581.099	183.881	-	-	183.881	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	152.374	311.411	463.785	146.892	-	-	146.892	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	614.638	779.040	1.393.678	1.679.513	-	-	1.679.513	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	614.638	779.040	1.393.678	1.679.513	-	-	1.679.513	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	614.638	779.040	1.393.678	1.679.513	-	-	1.679.513	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	614.638	779.040	1.393.678	1.679.513	-	-	1.679.513	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	87.619	2.034.700	2.122.319	-	-	-	-	233.981	2.275.667	2.509.648	2.994.506	-	-	-	2.994.506
-	-	295.652	-	295.652	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	198.116	-	198.116	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	98.949	-	98.949	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	112.503	1.115.167	1.227.670	1.471.923	-	-	1.471.923
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	152.645	1.527.554	1.680.199	2.019.288	-	-	2.019.288
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	329.514	1.108.036	1.437.550	6.245.072	1.229.220	-	7.474.292
-	2.761.603	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	2.463.429	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	2.364.010	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	785.764	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	316.594	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	3.059.769	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
77.704.695	278.447.656	47.374.176	78.753.216	126.127.392	177.459.336	79.839.161	89.977.464	347.275.961	77.007.952	324.538.353	401.546.305	345.704.646	138.492.715	79.093.234	563.290.595	-

b) Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas

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

Segmento	País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			Corriente		
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2013	Vencimiento		Total No Corriente al 31/12/2013	Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años		Más de Cinco Años	Uno a Tres Meses	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	US\$	7,62%	193.391.423	24.826.863	218.218.286	289.958.193	27.073.140	400.223.952	717.255.285	14.737.200	230.223.447	244.960.647
Chile	U.F.	5,57%	6.035.415	25.473.179	31.508.594	61.600.091	59.682.775	410.441.438	531.724.304	6.471.264	26.447.107	32.918.371
Perú	US\$	6,89%	649.265	7.018.782	7.668.047	17.490.149	7.500.859	18.288.999	43.280.007	628.048	1.884.143	2.512.191
Perú	Soles	5,86%	13.199.528	41.657.758	54.857.286	57.861.172	22.457.493	135.395.067	215.713.732	23.539.322	33.223.851	56.763.173
Argentina	\$ Arg	0,00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	7,54%	102.194.394	81.201.594	183.395.988	245.026.408	396.887.510	795.923.731	1.437.837.649	41.109.039	101.282.166	142.391.205
Brasil	Real	10,70%	7.808.433	23.425.299	31.233.732	158.060.332	166.465.710	25.912.300	350.438.342	9.870.157	55.941.012	65.811.169
			323.278.458	203.603.475	526.881.933	829.996.345	680.067.487	1.786.185.487	3.296.249.319	96.355.030	449.001.726	545.356.756

e. Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	31 de diciembre de 2013							
								Corriente			No Corriente				
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	
Extranjera	Ampla	Brasil	BONOS	Brasil	Real	9,56%	9,56%	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Ampla	Brasil	Bonos 1ª	Brasil	Real	9,14%	9,21%	599.930	1.799.791	2.399.721	28.647.432	-	-	-	28.647.432
Extranjera	Ampla	Brasil	Bonos 2ª	Brasil	Real	15,22%	15,91%	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Ampla	Brasil	Bonos 2ª	Brasil	Real	13,84%	14,12%	1.626.374	4.879.121	6.505.495	27.591.601	35.666.723	-	63.258.324	
Extranjera	Ampla	Brasil	Bonos 1ª	Brasil	Real	8,96%	9,01%	502.290	1.506.870	2.009.160	14.733.001	11.719.260	-	26.452.261	
Extranjera	Ampla	Brasil	Bonos 2ª	Brasil	Real	11,88%	12,11%	2.178.696	6.536.087	8.714.783	17.429.566	60.539.380	25.912.300	103.881.246	
Extranjera	Codensa	Colombia	B8	Colombia	\$ Col	8,75%	8,48%	69.571.278	-	69.571.278	-	-	-	-	
Extranjera	Codensa	Colombia	B102	Colombia	\$ Col	7,69%	7,48%	1.927.748	5.783.244	7.710.992	15.421.984	108.708.280	-	124.130.264	
Extranjera	Codensa	Colombia	B502	Colombia	\$ Col	6,81%	6,93%	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Codensa	Colombia	B503	Colombia	\$ Col	6,85%	6,68%	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Codensa	Colombia	B503	Colombia	\$ Col	8,40%	8,14%	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Codensa	Colombia	B103	Colombia	\$ Col	7,95%	7,72%	401.391	1.204.173	1.605.564	3.211.129	25.030.906	-	28.242.035	
Extranjera	Codensa	Colombia	B304	Colombia	\$ Col	5,83%	5,71%	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Codensa	Colombia	B604	Colombia	\$ Col	6,28%	6,14%	570.162	1.710.487	2.280.649	42.209.103	-	42.209.103		
Extranjera	Codensa	Colombia	Bonos B5-13	Colombia	\$ Col	5,75%	5,63%	665.514	1.996.541	2.662.055	5.324.109	54.649.529	-	59.973.638	
Extranjera	Codensa	Colombia	Bonos B12-13	Colombia	\$ Col	6,64%	6,49%	815.445	2.446.336	3.261.781	6.523.562	6.523.562	75.293.598	88.340.722	
Extranjera	Coelce	Brasil	Itaú 2	Brasil	Real	14,89%	15,08%	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Coelce	Brasil	Itaú 1	Brasil	Real	8,90%	8,96%	518.894	1.556.683	2.075.577	26.098.736	-	26.098.736		
Extranjera	Coelce	Brasil	Itaú 2	Brasil	Real	12,69%	12,94%	2.382.249	7.146.747	9.528.996	43.559.996	58.540.347	102.100.343		
Extranjero	Edelnor	Perú	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	5,44%	5,37%	67.338	4.927.820	4.995.158	-	-	-	-	
Extranjero	Edelnor	Perú	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	6,50%	6,40%	80.216	4.975.353	5.055.569	-	-	-	-	
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	6,50%	6,40%	159.793	9.933.071	10.092.864	-	-	-	-	
Extranjero	Edelnor	Perú	Fondo de Seguro de Retiro de Suboficiales y Especialistas - Fosersoe	Perú	Soles	8,75%	8,57%	123.552	370.657	494.209	5.887.936	-	5.887.936		
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	8,16%	8,00%	69.116	207.348	276.464	3.684.001	-	3.684.001		
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Horizonte	Perú	Soles	7,22%	7,09%	51.004	153.011	204.015	3.160.439	-	3.160.439		
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	8,00%	7,85%	102.391	307.173	409.564	5.592.178	-	5.592.178		
Extranjero	Edelnor	Perú	FCR - Macrofondos	Perú	Soles	6,66%	6,55%	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	5,91%	5,82%	55.631	166.892	222.523	3.834.729	-	3.834.729		
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	6,94%	6,82%	130.531	391.592	522.123	7.869.191	-	7.869.191		
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	6,81%	6,70%	80.145	4.780.838	4.860.983	-	-	-		
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	7,13%	7,00%	83.817	251.452	335.269	5.203.598	-	5.203.598		
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	7,72%	7,58%	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	8,06%	7,91%	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Horizonte	Perú	Soles	6,56%	6,46%	91.012	5.602.792	5.693.804	-	-	-		
Extranjero	Edelnor	Perú	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	7,06%	6,94%	99.752	299.257	399.009	798.018	5.773.835	6.571.853		
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	6,63%	6,52%	62.441	187.322	249.763	3.843.809	-	3.843.809		
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	7,44%	7,30%	105.041	315.122	420.163	840.325	840.325	6.341.102	8.021.752	
Extranjero	Edelnor	Perú	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	6,50%	6,40%	61.265	183.796	245.061	490.123	3.964.772	4.454.895		
Extranjero	Edelnor	Perú	FCR - Macrofondos	Perú	Soles	7,03%	6,91%	66.260	198.780	265.040	530.079	530.079	3.782.641	4.842.799	
Extranjero	Edelnor	Perú	Interseguro Cia de Seguros	Perú	Soles	6,28%	6,19%	118.575	355.725	474.300	948.600	948.600	9.576.409	11.473.609	
Extranjero	Edelnor	Perú	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	6,06%	5,97%	143.077	429.232	572.309	1.144.619	1.144.619	13.049.859	15.339.097	
Extranjero	Edelnor	Perú	Seguro Social de Salud - Essalud	Perú	Soles	7,84%	7,70%	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	6,84%	6,73%	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Edelnor	Perú	Mapfre Perú Cia de Seguros	Perú	Soles	6,28%	6,19%	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	8,31%	8,15%	94.494	283.481	377.975	4.778.264	-	4.778.264		
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	7,91%	7,76%	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	7,56%	7,42%	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Edelnor	Perú	FCR - Macrofondos	Perú	Soles	5,56%	5,49%	131.326	393.977	525.303	1.050.605	1.050.605	11.852.798	13.954.008	
Extranjera	Edelnor	Perú	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	5,00%	4,94%	94.484	283.452	377.936	755.871	755.871	10.513.101	12.024.843	
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	5,77%	5,69%	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Horizonte	Perú	Soles	6,06%	5,97%	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	6,67%	6,56%	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	7,97%	7,81%	-	-	-	-	-	-		

No Corriente			Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 01/01/2012	
Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2012	Vencimiento		Total Corriente al 01/01/2012	Vencimiento			
Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	M\$	Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	M\$	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	M\$
321.100.837	152.918.883	397.654.469	871.674.189	22.439.241	48.971.036	71.410.277	481.039.815	346.571.275	425.876.193	1.253.487.283
64.353.555	62.344.872	439.118.433	565.816.860	41.003.385	39.199.072	80.202.457	89.539.138	263.688.193	527.887.200	881.114.531
12.047.614	12.454.106	22.585.830	47.087.550	853.625	2.238.831	3.092.456	16.267.919	28.913.608	19.449.710	64.631.237
82.309.019	33.206.836	70.650.808	186.166.663	31.909.724	18.212.792	50.122.516	92.722.951	73.395.355	17.029.264	183.147.570
-	-	-	-	116.551	4.100.169	4.216.720	-	-	-	-
299.961.187	293.630.963	646.033.188	1.239.625.338	17.854.990	68.624.369	86.479.359	299.425.050	335.136.989	589.777.719	1.224.339.758
132.005.212	195.057.347	97.529.513	424.592.072	11.815.750	134.615.237	146.430.987	123.922.410	200.558.653	90.131.132	414.612.195
911.777.424	749.613.007	1.673.572.241	3.334.962.672	125.993.266	315.961.506	441.954.772	1.102.917.283	1.248.264.073	1.670.151.218	4.021.332.574

31 de diciembre de 2012

1 de enero de 2012

Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
-	-	-	-	-	-	-	6.698.731	102.230.946	108.929.677	59.162.266	133.237.309	-	192.399.575
649.029	1.947.086	2.596.115	18.249.614	14.355.442	-	32.605.056	-	-	-	-	-	-	-
1.306.206	16.457.896	17.764.102	30.303.386	-	-	30.303.386	-	-	-	-	-	-	-
1.563.703	4.691.110	6.254.813	12.509.626	39.253.525	16.499.357	68.262.508	-	-	-	-	-	-	-
486.106	1.458.317	1.944.423	3.888.844	25.374.189	-	29.263.033	-	-	-	-	-	-	-
2.063.384	6.190.152	8.253.536	16.507.071	39.266.574	53.772.545	109.546.190	-	-	-	-	-	-	-
1.578.308	4.734.924	6.313.232	69.271.323	-	-	69.271.323	1.601.595	5.385.582	6.987.177	74.917.478	-	-	74.917.478
2.233.916	6.701.749	8.935.665	17.871.330	117.176.843	-	135.048.173	2.268.235	7.627.252	9.895.487	18.295.433	139.590.884	-	157.886.317
-	-	-	-	-	-	-	142.540	9.063.816	9.206.356	-	-	-	-
452.748	24.509.254	24.962.002	-	-	-	-	369.477	1.242.417	1.611.894	24.349.062	-	-	24.349.062
457.666	21.816.289	22.273.955	-	-	-	-	467.694	1.572.686	2.040.380	22.071.605	-	-	22.071.605
464.493	1.393.478	1.857.971	3.715.942	3.715.942	23.519.736	30.951.620	469.953	1.580.283	2.050.236	3.790.614	32.393.688	-	36.184.302
21.879.751	-	21.879.751	-	-	-	-	346.784	1.166.108	1.512.892	21.620.973	-	-	21.620.973
682.706	2.048.119	2.730.825	5.461.651	39.717.086	-	45.178.737	717.221	2.411.754	3.128.975	5.785.056	46.931.965	-	52.717.021
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
942.362	16.618.350	17.560.712	15.675.987	-	-	15.675.987	2.539.943	23.718.519	26.258.462	43.973.620	34.824.619	-	78.798.239
563.189	1.689.567	2.252.756	16.501.261	13.122.127	-	29.623.388	-	-	-	-	-	-	-
2.296.178	6.888.534	9.184.712	18.369.423	63.685.490	27.257.611	109.312.524	2.577.076	8.665.772	11.242.848	20.786.524	32.496.725	90.131.132	143.414.381
65.162	195.487	260.649	4.844.664	-	-	4.844.664	63.823	214.613	278.436	5.077.124	-	-	5.077.124
78.864	236.592	315.456	4.905.580	-	-	4.905.580	76.203	256.244	332.447	5.180.728	-	-	5.180.728
157.047	471.140	628.187	9.793.310	-	-	9.793.310	151.944	500.933	662.877	10.342.337	-	-	10.342.337
122.881	368.642	491.523	6.370.075	-	-	6.370.075	126.147	424.187	550.334	1.017.494	6.418.045	-	7.435.539
68.809	206.427	275.236	550.471	3.402.611	-	3.953.082	70.593	237.379	307.972	569.399	4.271.435	-	4.840.834
50.772	152.315	203.087	406.174	2.951.787	-	3.357.961	52.086	175.146	227.232	420.122	3.482.779	-	3.902.901
101.946	305.837	407.783	815.566	5.175.028	-	5.990.594	104.593	351.709	456.302	843.643	6.430.925	-	7.274.568
46.822	2.925.647	2.972.469	-	-	-	-	48.033	161.519	209.552	3.034.955	-	-	3.034.955
55.380	166.139	221.519	4.050.553	-	-	4.050.553	56.814	191.045	247.859	458.259	3.910.505	-	4.368.764
129.963	389.890	519.853	8.376.812	-	-	8.376.812	133.328	448.335	581.663	1.075.419	8.019.674	-	9.095.093
79.787	239.362	319.149	4.853.567	-	-	4.853.567	81.845	275.214	357.059	5.284.017	-	-	5.284.017
83.444	250.333	333.777	667.555	4.860.882	-	5.528.437	85.597	287.833	373.430	690.422	5.790.825	-	6.481.247
53.186	2.851.853	2.905.039	-	-	-	-	54.563	183.474	238.037	2.962.950	-	-	2.962.950
108.459	5.777.404	5.885.863	-	-	-	-	111.264	374.141	485.405	6.004.573	-	-	6.004.573
90.609	271.826	362.435	5.685.232	-	-	5.685.232	92.948	312.552	405.500	6.177.926	-	-	6.177.926
99.182	297.547	396.729	793.458	6.161.764	-	6.955.222	101.873	342.563	444.436	821.704	6.921.650	-	7.743.354
62.025	186.076	248.101	4.085.997	-	-	4.085.997	63.749	214.363	278.112	514.191	3.917.515	-	4.431.706
104.449	313.346	417.795	835.588	835.588	6.746.909	8.418.085	107.277	360.734	468.011	865.289	2.512.167	6.209.886	9.587.342
60.855	182.566	243.421	486.841	4.221.751	-	4.708.592	62.548	210.325	272.873	504.506	4.816.026	-	5.320.532
65.829	197.487	263.316	526.631	526.631	4.040.453	5.093.715	68.516	230.393	298.909	552.643	5.457.537	-	6.010.180
119.124	357.371	476.495	952.989	952.989	9.575.198	11.481.176	-	-	-	-	-	-	-
143.745	431.236	574.981	1.149.961	1.149.961	16.862.736	19.162.658	-	-	-	-	-	-	-
755.962	-	755.962	-	-	-	-	15.147	821.547	836.694	-	-	-	-
5.664.849	-	5.664.849	-	-	-	-	98.656	6.111.343	6.209.999	-	-	-	-
3.814.063	-	3.814.063	-	-	-	-	60.381	203.039	263.420	3.893.541	-	-	3.893.541
94.076	282.228	376.304	5.147.475	-	-	5.147.475	96.506	324.515	421.021	778.412	4.863.685	-	5.642.097
-	-	-	-	-	-	-	51.945	2.662.041	2.713.986	-	-	-	-
5.669.822	-	5.669.822	-	-	-	-	6.276.791	-	6.276.791	-	-	-	-
133.594	400.781	534.375	1.068.749	1.068.749	11.881.733	14.019.231	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	3.926.418	-	3.926.418	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	7.975.989	-	7.975.989	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	6.065.488	-	6.065.488	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	4.936.463	-	4.936.463	-	-	-	-

31 de diciembre de 2013														
Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjera	Edelnor	Perú	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	5,00%	4,94%	121.972	365.917	487.889	975.778	975.778	12.864.045	14.815.601
Extranjera	Edelnor	Perú	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	6,75%	6,64%	160.240	480.721	640.961	1.281.922	1.281.922	10.469.655	13.033.499
Extranjera	Edelnor	Perú	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	7,28%	7,15%	122.685	368.055	490.740	981.481	981.481	12.974.185	14.937.147
Extranjera	Edelnor	Perú	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	6,50%	6,40%	160.947	482.841	643.788	1.287.576	1.287.576	10.635.313	13.210.465
Extranjera	Edelnor	Perú	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	7,38%	7,24%	217.255	651.766	869.021	1.738.042	1.738.042	22.723.776	26.199.860
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	oeds7	Argentina	\$ Arg	12,28%	11,75%	-	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Yankee bonos 2016	E.E.U.U.	US\$	7,69%	7,38%	2.529.192	7.587.577	10.116.769	151.478.122	-	-	151.478.122
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US\$	7,76%	7,40%	7.750	23.250	31.000	62.000	62.000	698.913	822.913
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Yankee bonos 2014	E.E.U.U.	US\$	7,76%	6,60%	185.115.803	-	185.115.803	-	-	-	-
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Bonos UF 269	Chile	U.F.	7,02%	5,75%	591.317	4.451.182	5.042.499	9.872.148	9.560.495	15.867.590	35.300.233
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	7,96%	7,88%	2.217.451	6.652.353	8.869.804	17.739.609	17.739.609	180.634.922	216.114.140
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	7,40%	7,33%	708.960	2.126.881	2.835.841	5.671.683	5.671.683	68.415.434	79.758.800
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,26%	8,13%	449.981	1.349.943	1.799.924	3.599.848	3.599.848	150.474.683	157.674.379
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	The Bank of New York Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	8,50%	8,35%	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	The Bank of New York Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	8,83%	8,63%	2.362.286	7.086.859	9.449.145	111.406.931	-	-	111.406.931
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Banco Santander Chile - 317 Serie-H	Chile	U.F.	7,17%	6,20%	1.528.468	9.275.107	10.803.575	20.402.902	18.797.239	71.006.646	110.206.787
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Banco Santander Chile - 522 Serie-M	Chile	U.F.	4,82%	4,75%	3.915.630	11.746.890	15.662.520	31.325.041	31.325.041	323.567.202	386.217.284
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Banco Santander Chile - 318 Serie-K	Chile	U.F.	3,86%	3,86%	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Banco Santander Chile - 264 Serie-F	Chile	U.F.	6,44%	6,44%	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos A-10	Colombia	\$ Col	6,89%	6,72%	939.183	2.817.550	3.756.733	57.903.035	-	-	57.903.035
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos A102	Colombia	\$ Col	6,89%	6,72%	178.890	536.671	715.561	11.029.149	-	-	11.029.149
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B-103	Colombia	\$ Col	7,00%	7,00%	734.499	2.203.498	2.937.997	5.875.994	46.856.691	-	52.732.685
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos A5	Colombia	\$ Col	5,54%	5,43%	13.616.326	-	13.616.326	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B10	Colombia	\$ Col	7,64%	7,43%	824.131	2.472.393	3.296.524	6.593.049	6.593.049	44.205.339	57.391.437
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B15	Colombia	\$ Col	7,96%	7,73%	297.055	891.166	1.188.221	2.376.444	2.376.444	21.276.616	26.029.504
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos E5-09	Colombia	\$ Col	9,27%	9,27%	582.915	25.929.967	26.512.882	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B09-09	Colombia	\$ Col	7,76%	7,55%	1.153.945	3.461.835	4.615.780	9.231.559	66.821.758	-	76.053.317
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B12	Colombia	\$ Col	7,97%	7,74%	485.500	1.456.499	1.941.999	3.883.998	3.883.998	29.449.526	37.217.522
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	4.486.961	13.460.883	17.947.844	35.895.687	35.895.687	213.793.324	285.584.698
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos quimbo	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	624.384	1.873.151	2.497.535	4.995.071	4.995.071	29.750.447	39.740.589
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	5,34%	5,24%	1.100.769	3.302.308	4.403.077	8.806.155	8.806.155	99.436.473	117.048.783
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	5,46%	5,36%	753.246	2.259.737	3.012.983	6.025.966	6.025.966	81.666.289	93.718.221
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	\$ Col	6,85%	6,68%	1.648.116	4.944.349	6.592.465	13.184.931	13.184.931	143.514.560	169.884.422
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	\$ Col	6,08%	5,95%	616.960	1.850.879	2.467.839	4.935.677	4.935.677	43.453.010	53.324.364
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B6-13	Colombia	\$ Col	6,08%	5,95%	199.976	599.927	799.903	1.599.806	1.599.806	14.084.549	17.284.161
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	US\$	6,57%	6,47%	82.595	247.784	330.379	660.757	5.613.285	-	6.274.042
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,41%	6,31%	74.183	222.548	296.731	593.463	593.463	5.739.253	6.926.179
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,38%	6,28%	73.816	221.447	295.263	590.525	590.525	4.872.930	6.053.980
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,86%	6,75%	63.459	3.866.320	3.929.779	-	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,61%	6,50%	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,54%	6,44%	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,74%	6,63%	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,70%	6,59%	5.408.901	-	5.408.901	-	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	US\$	6,44%	6,34%	80.999	242.996	323.995	647.989	647.989	8.198.326	9.494.304
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	US\$	9,20%	9,00%	111.697	5.406.082	5.517.779	-	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	US\$	7,93%	7,78%	81.132	243.395	324.527	649.053	649.053	4.318.583	5.616.689
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	US\$	7,25%	7,13%	57.826	173.478	231.304	3.359.066	-	-	3.359.066
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,74%	6,63%	84.590	253.769	338.359	5.791.110	-	-	5.791.110
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,09%	6,00%	76.610	229.829	306.439	5.791.642	-	-	5.791.642
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5,87%	5,78%	73.816	221.449	295.265	590.532	590.532	5.772.090	6.953.154
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Banco Continental	Perú	US\$	6,15%	6,06%	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,57%	6,47%	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,25%	6,16%	4.724.809	-	4.724.809	-	-	-	-
Totales								323.278.458	203.603.475	526.881.933	829.996.345	680.067.487	1.786.185.487	3.296.249.319

c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero

g. Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

31 de diciembre de 2013														
Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	87.509.100-K	Abengoa Chile	Chile	US\$	6,50%	581.073	1.742.183	2.323.256	4.637.718	4.624.689	13.024.032	22.286.439
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Peru	US\$	2,02%	1.486.952	4.421.036	5.907.988	15.369.699	11.585.284	-	26.954.983
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	BBVA	Perú	Soles	6,27%	1.023.566	1.730.562	2.754.128	503.722	-	-	503.722
Extranjero	Caboblanco	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5,80%	1.778.978	5.337.073	7.116.051	14.233.269	14.234.979	25.785.333	54.253.581
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	COMAFI	Argentina	\$ Arg	25,15%	74.643	105.938	180.581	-	-	-	-
Totales								4.945.212	13.336.792	18.282.004	34.744.408	30.444.952	38.809.365	103.998.725

d) Otras Obligaciones

h. Individualización de Otras Obligaciones

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	31 de diciembre de 2013						
								Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	72.176.231	-	72.176.231	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	2.242.057	-	2.242.057	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	17,29%	922.114	2.556.048	3.478.162	1.528.787	-	-	1.528.787
96.827.970-K	Endesa Eco S.A.	Chile	96601250-1	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	6,10%	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US\$	2,67%	767	145.344	146.111	-	-	-	-
Extranjero	Dock Sud	Argentina	Extranjero	YPF Internacional	Argentina	US\$	19,79%	48.246	144.738	192.984	1.127.937	-	-	1.127.937
Extranjero	Dock Sud	Argentina	Extranjero	YPF Argentina	Argentina	US\$	5,27%	27.505.551	-	27.505.551	-	-	-	-
Extranjero	Dock Sud	Argentina	Extranjero	PAN American Energy	Argentina	US\$	3,27%	41.263	3.656.181	3.697.444	-	-	-	-
Extranjero	Dock Sud	Argentina	Extranjero	Repsol International Finance	Argentina	US\$	3,91%	11.400	2.065.397	2.076.797	-	-	-	-
Extranjera	Ampla Energía E Serviços S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobrás	Brasil	Real	6,54%	417.902	1.223.454	1.641.356	3.009.621	2.193.266	958.889	6.161.776
Extranjera	Ampla Energía E Serviços S.A.	Brasil	Extranjera	Bndes	Brasil	Real	8,58%	5.428.006	21.946.195	27.374.201	61.033.558	49.465.992	31.860.390	142.359.940
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	Real	7,77%	4.024.633	11.802.083	15.826.716	11.961.008	10.483.211	1.206.494	23.650.713
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	US\$	6,26%	898.802	2.638.502	3.537.304	6.553.788	5.415.570	6.647.844	18.617.202
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	13,73%	941.899	-	941.899	-	-	-	-
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	BNDES	Brasil	Real	4,47%	16.315	83.473	99.788	124.523	124.523	1.791.238	2.040.284
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Nordeste	Brasil	Real	8,70%	3.748.035	14.210.032	17.958.067	18.239.180	16.216.681	13.738.332	48.194.193
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Faelce	Brasil	Real	13,22%	1.482.648	1.470.262	2.952.910	-	-	-	-
Totales								119.905.869	61.941.709	181.847.578	103.578.402	83.899.243	56.203.187	243.680.832

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	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$	01-01-12 M\$
ACTIVOS CORRIENTES					
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			243.248.751	4.678.601	19.517.825
	Dólares	Pesos chileno	228.296.107	-	-
	Dólares	Pesos Colombianos	27.448	10.947	5.634
	Dólares	Soles	12.971.259	4.233.557	3.201.968
	Dólares	Peso Argentino	1.953.937	434.097	16.310.223
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			28.384.147	14.361.204	20.299.704
	Dólares	Pesos chileno	28.384.147	14.361.204	20.299.704
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			271.632.898	19.039.805	39.817.529
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			271.632.898	19.039.805	39.817.529
			171.750.431	141.911.625	141.911.625
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			138.667.415	105.615.031	105.615.031
	Dólares	Pesos chileno	138.667.415	105.615.031	105.615.031
	Peso colombiano	Pesos chileno	33.083.016	33.527.186	33.527.186
	Peso argentino	Peso chileno	-	2.769.408	2.769.408
Plusvalía			395.020.857	426.209.853	477.068.142
	Reales	Soles	8.287.322	8.703.399	10.361.690
	Reales	Pesos chileno	242.896.782	272.442.268	313.990.020
	Pesos Colombianos	Pesos chileno	11.786.530	11.742.640	11.589.629
	Soles	Pesos chileno	125.059.831	124.877.836	128.304.143
	Peso Argentino	Pesos chileno	6.990.392	8.443.710	12.822.660
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			566.771.288	568.121.478	618.979.767
TOTAL ACTIVOS			838.404.185	587.161.283	658.797.296

31 de diciembre de 2012

1 de enero de 2012

31 de diciembre de 2012							1 de enero de 2012						
Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
56.264.078	-	56.264.078	-	-	-	-	14.958.554	10.030.787	24.989.341	32.747.272	24.243.194	-	56.990.466
11.534.186	-	11.534.186	-	-	-	-	2.296.618	67.527	2.364.145	161.976	1.139.597	-	1.301.573
799.346	5.846.518	6.645.864	6.019.282	-	-	6.019.282	547.198	884.765	1.431.963	-	-	-	-
2.017.319	-	2.017.319	-	-	-	-	-	3.930.734	3.930.734	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
285.377	965.266	1.250.643	3.045.792	2.592.406	1.861.196	7.499.394	-	-	-	-	-	-	-
4.536.007	13.214.919	17.750.926	31.774.969	27.224.080	14.032.389	73.031.438	-	-	-	-	-	-	-
1.190.648	3.151.597	4.342.245	6.954.127	6.017.081	8.923.825	21.895.033	-	-	-	-	-	-	-
16.441	113.614	130.055	149.411	115.228	1.694.259	1.958.898	-	-	-	-	-	-	-
1.116.763	3.235.164	4.351.927	935.799	-	-	935.799	-	-	-	-	-	-	-
3.934.967	9.755.961	13.690.928	12.079.881	-	-	12.079.881	-	-	-	-	-	-	-
2.267.540	8.719.128	10.986.668	22.974.521	11.730.771	6.498.966	41.204.258	-	-	-	-	-	-	-
121.287	3.117.565	3.238.852	1.498.141	-	-	1.498.141	-	-	-	-	-	-	-
84.083.959	48.119.732	132.203.691	85.431.923	47.679.566	33.010.635	166.122.124	17.802.370	14.913.813	32.716.183	32.909.248	25.382.791	-	58.292.039

31-12-13

31-12-12

	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-13				31-12-12					
			Pasivos corrientes		Pasivos no corrientes		Pasivos corrientes		Pasivos no corrientes			
			Hasta 90 días M\$	de 91 días a 1 año M\$	Total Corriente	más de 1 año a 3 años M\$	más de 3 años a 5 años M\$	más de 5 años M\$	Total no Corriente	Hasta 90 días M\$	de 91 días a 1 año M\$	Total Corriente
PASIVOS												
	Dólares		307.747.217	177.133.879	484.881.096	383.323.064	99.843.837	460.285.486	943.452.387	97.469.345	255.065.083	352.534.428
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares	Pesos chileno	194.815.346	133.412.220	328.227.566	295.488.736	31.697.829	413.247.984	740.434.549	18.090.391	234.307.578	252.397.969
	Dólares	Reales	441.332	8.523.199	8.964.531	14.089.112	6.201.875	2.963.170	23.254.157	486.256	7.606.194	8.092.450
	Dólares	Soles	6.970.851	20.922.911	27.893.762	72.103.844	61.944.133	44.074.332	178.122.309	4.249.373	7.926.216	12.175.589
	Dólares	Peso Argentino	105.519.688	14.275.549	119.795.237	1.641.372	-	-	1.641.372	74.643.325	5.225.095	79.868.420
TOTAL PASIVOS			307.747.217	177.133.879	484.881.096	383.323.064	99.843.837	460.285.486	943.452.387	97.469.345	255.065.083	352.534.428

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 los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar

Saldo al 31-12-13						
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	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\$
Deudores Comerciales bruto	688.559.771	84.451.304	32.613.952	7.862.372	6.501.113	25.830.569
Provisión de deterioro	(825.148)	(14.350.566)	(3.978.738)	(2.686.557)	(2.841.657)	(2.050.077)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	199.879.449	-	-	-	-	-
Provisión de deterioro	(9.722.257)	-	-	-	-	-
Total	877.891.815	70.100.738	28.635.214	5.175.815	3.659.456	23.780.492

Saldo al 31-12-12						
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	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\$
Deudores Comerciales bruto	568.603.924	83.059.091	30.146.987	14.208.442	6.950.901	6.285.601
Provisión de deterioro	(1.721.285)	(801.133)	(383.295)	(610.266)	(2.623.541)	(1.822.179)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	121.511.946	-	-	-	-	-
Provisión de deterioro	(11.800.249)	-	-	-	-	-
Total	676.594.336	82.257.958	29.763.692	13.598.176	4.327.360	4.463.422

Saldo al 01-01-12						
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	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\$
Deudores Comerciales bruto	534.607.770	79.940.683	35.672.835	12.874.596	8.896.804	7.584.496
Provisión de deterioro	(2.786.319)	(489.464)	(185.027)	(4.711.605)	(3.233.750)	(2.895.859)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	57.740.000	-	-	1.942.424	-	-
Provisión de deterioro	(1.326.089)	-	-	-	-	-
Total	588.235.362	79.451.219	35.487.808	10.105.415	5.663.054	4.688.637

31-12-12				01-01-12						
Pasivos no corrientes				Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes			
más de 1 año a 3 años M\$	más de 3 años a 5 años M\$	más de 5 años M\$	Total no Corriente	Hasta 90 días M\$	de 91 días a 1 año M\$	Total Corriente	más de 1 año a 3 años M\$	más de 3 años a 5 años M\$	más de 5 años M\$	Total no Corriente
487.384.775	223.960.388	450.043.533	1.161.388.696	40.083.024	110.007.608	150.090.632	698.191.147	484.059.182	493.795.421	1.676.045.750
424.225.534	157.063.940	411.509.374	992.798.848	13.719.841	58.161.835	71.881.676	595.227.849	359.668.296	436.744.073	1.391.640.218
16.493.010	9.064.986	3.838.731	29.396.727	644.936	12.599.186	13.244.122	17.532.685	17.877.446	6.352.599	41.762.730
38.829.516	57.831.462	34.695.428	131.356.406	5.801.056	29.810.106	35.611.162	68.288.019	104.901.377	50.698.749	223.888.145
7.836.715	-	-	7.836.715	19.917.191	9.436.481	29.353.672	17.142.594	1.612.063	-	18.754.657
487.384.775	223.960.388	450.043.533	1.161.388.696	40.083.024	110.007.608	150.090.632	698.191.147	484.059.182	493.795.421	1.676.045.750

Saldo al 31-12-13

Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
5.393.470	3.855.957	2.669.480	144.514.712	1.002.252.700	181.381.483
(2.205.947)	(1.805.495)	(1.276.773)	(115.125.053)	(147.146.011)	-
-	-	-	-	199.879.449	41.664.190
-	-	-	-	(9.722.257)	-
3.187.523	2.050.462	1.392.707	29.389.659	1.045.263.881	223.045.673

Saldo al 31-12-12

Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
4.593.720	3.939.017	4.078.959	161.254.293	883.120.935	163.265.685
(1.995.174)	(1.258.369)	(916.660)	(133.909.619)	(146.041.521)	-
-	-	-	-	121.511.946	39.634.657
-	-	-	-	(11.800.249)	-
2.598.546	2.680.648	3.162.299	27.344.674	846.791.111	202.900.342

Saldo al 01-01-12

Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
5.471.489	8.895.281	4.139.605	347.989.128	1.046.072.687	182.387.693
(4.921.080)	(5.688.359)	(1.381.095)	(155.804.524)	(182.097.082)	(999.510)
790.882	-	-	26.884.891	87.358.197	261.740.309
-	-	-	-	(1.326.089)	-
1.341.291	3.206.922	2.758.510	219.069.495	950.007.713	443.128.492

- Por tipo de cartera

Tramos de morosidad al día	Saldo al 31-12-13						Saldo al 31-12-12			
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada	
	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\$
Entre 1 y 30 días	2.176.060	78.924.126	89.451	5.527.178	2.265.511	84.451.304	2.063.408	78.172.320	84.147	4.886.771
Entre 31 y 60 días	408.044	30.106.897	28.598	2.507.055	436.642	32.613.952	370.463	27.695.081	26.791	2.451.906
Entre 61 y 90 días	83.717	6.311.465	23.208	1.550.907	106.925	7.862.372	76.346	12.305.773	22.786	1.902.669
Entre 91 y 120 días	58.782	5.220.020	14.156	1.281.093	72.938	6.501.113	54.817	5.352.744	14.208	1.598.157
Entre 121 y 150 días	47.384	24.672.166	14.022	1.158.403	61.406	25.830.569	43.467	4.856.977	14.030	1.428.624
Entre 151 y 180 días	35.463	4.004.716	9.548	1.388.754	45.011	5.393.470	34.826	3.371.643	9.554	1.222.077
Entre 181 y 210 días	20.473	2.909.044	15.462	946.913	35.935	3.855.957	18.937	2.517.908	15.500	1.421.109
Entre 211 y 250 días	17.899	1.904.948	10.690	764.532	28.589	2.669.480	17.650	3.125.162	10.701	953.797
superior a 251 días	451.967	117.675.353	19.388	26.839.359	471.355	144.514.712	312.565	151.390.502	20.018	9.863.791
Total	13.481.271	947.417.090	336.335	54.835.610	13.817.606	1.002.252.700	13.257.816	839.619.199	340.182	43.501.736

b) Cartera protestada y en cobranza judicial

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 31-12-13		Saldo al 31-12-12		Saldo al 01-01-12	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	158.928	15.316.981	154.004	19.226.955	50.995	17.482.266
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	9.149	10.640.373	11.294	22.616.860	11.033	26.318.280
Total	168.077	25.957.354	165.298	41.843.815	62.028	43.800.546

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

Saldo al 31-12-12		Cartera no repactada		Saldo al 01-01-12		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\$
10.387.784	568.603.924	7.908.458	513.850.924	92.748	20.756.846	8.001.206	534.607.770		
2.147.555	83.059.091	2.128.913	75.776.992	16.026	4.163.691	2.144.939	79.940.683		
397.254	30.146.987	423.750	28.581.319	49.184	7.091.516	472.934	35.672.835		
99.132	14.208.442	133.395	11.531.589	795	1.343.007	134.190	12.874.596		
69.025	6.950.901	113.101	7.636.149	6.420	1.260.655	119.521	8.896.804		
57.497	6.285.601	98.637	6.367.912	8.836	1.216.584	107.473	7.584.496		
44.380	4.593.720	89.794	3.355.049	8.423	2.116.440	98.217	5.471.489		
34.437	3.939.017	36.235	7.811.862	3.180	1.083.419	39.415	8.895.281		
28.351	4.078.959	24.108	3.162.199	2.565	977.406	26.673	4.139.605		
332.583	161.254.293	847.486	312.794.999	43.791	35.194.129	891.277	347.989.128		
13.597.998	883.120.935	11.803.877	970.868.994	231.968	75.203.693	12.035.845	1.046.072.687		

c) Provisiones y castigos

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31-12-13 M\$	31-12-12 M\$
Provisión cartera no repactada	19.629.701	25.406.355
Provisión cartera repactada	13.924.936	7.274.539
Castigos del periodo	(18.827.998)	(28.552.888)
Total	14.726.639	4.128.006

d) Número y monto de operaciones

	Saldo al			
	31-12-13		31-12-12	
	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
Número y monto operaciones	M\$	M\$	M\$	M\$
Provision deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	1.850.913	2.005.485	1.678.956	1.679.017
Monto de las operaciones M\$	5.492.566	33.554.637	19.069.326	32.680.894

Anexo N°6.1

Información Complementaria de Deudores Comerciales

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enersis.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de los deudores comerciales:

	Saldo al 31-12-13				
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$
Deudores comerciales					
Deudores Comerciales Generación y transmisión	256.065.253	5.292.261	195.439	265.303	76.876
-Grandes Clientes	184.562.721	751.245	157.913	69.022	70.393
-Clientes Institucionales	43.079.880	-	-	-	-
-Otros	28.422.652	4.541.016	37.526	196.281	6.483
Provision Deterioro	(317.421)	-	-	(189.965)	-
Servicios no facturados	161.283.323	-	-	-	-
Servicios facturados	94.781.930	5.292.261	195.439	265.303	76.876
Deudores Comerciales Distribución	432.494.518	79.159.043	32.418.513	7.597.069	6.424.237
-Clientes Masivos	285.898.592	57.949.731	21.036.349	4.852.305	4.482.227
-Grandes Clientes	104.697.460	16.582.507	5.598.217	1.435.871	701.981
-Clientes Institucionales	41.898.466	4.626.805	5.783.947	1.308.893	1.240.029
Provision Deterioro	(507.727)	(14.350.566)	(3.978.738)	(2.496.592)	(2.841.657)
Servicios no facturados	205.202.092	-	-	-	-
Servicios facturados	227.292.426	79.159.043	32.418.513	7.597.069	6.424.237
Total Deudores Comerciales Brutos	688.559.771	84.451.304	32.613.952	7.862.372	6.501.113
Total Provisión Deterioro	(825.148)	(14.350.566)	(3.978.738)	(2.686.557)	(2.841.657)
Total Deudores Comerciales Netos	687.734.623	70.100.738	28.635.214	5.175.815	3.659.456

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 los deudores comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

Saldo al 31-12-13

Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
21.235.768	11.658	17.575	4.983	56.759.576	339.924.692	160.840.485
21.226.096	1.050	118	845	3.093.213	209.932.616	-
-	-	-	-	-	43.079.880	153.021.560
9.672	10.608	17.457	4.138	53.666.363	86.912.196	7.818.925
(55.494)	-	-	-	(54.451.658)	(55.014.538)	-
-	-	-	-	-	161.283.323	1.510.879
21.235.768	11.658	17.575	4.983	56.759.576	178.641.369	159.329.606
4.594.801	5.381.812	3.838.382	2.664.497	87.755.136	662.328.008	20.540.998
2.946.126	3.130.574	1.967.081	1.403.333	37.968.646	421.634.964	13.849.395
710.996	988.052	908.593	442.381	27.308.100	159.374.158	2.103.134
937.679	1.263.186	962.708	818.783	22.478.390	81.318.886	4.588.469
(1.994.583)	(2.205.947)	(1.805.495)	(1.276.773)	(60.673.395)	(92.131.473)	-
-	-	-	-	-	205.202.092	699.393
4.594.801	5.381.812	3.838.382	2.664.497	87.755.136	457.125.916	19.841.605
25.830.569	5.393.470	3.855.957	2.669.480	144.514.712	1.002.252.700	181.381.483
(2.050.077)	(2.205.947)	(1.805.495)	(1.276.773)	(115.125.053)	(147.146.011)	-
23.780.492	3.187.523	2.050.462	1.392.707	29.389.659	855.106.689	181.381.483

Saldo al 31-12-12

Deudores comerciales	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$
Deudores Comerciales Generación y transmisión	156.758.891	742.503	47.700	4.335.174	308.432
-Grandes Clientes	109.763.097	129.281	635	6.290	82.886
-Clientes Institucionales	18.748.525	-	-	-	-
-Otros	28.247.269	613.222	47.065	4.328.884	225.546
Provision Deterioro	(260.312)	-	-	-	-
Servicios no facturados	65.705.344	-	-	-	-
Servicios facturados	91.053.549	742.502	47.700	4.335.174	308.432
Deudores Comerciales Distribución	411.845.033	82.316.588	30.099.287	9.873.268	6.642.469
-Clientes Masivos	259.830.210	60.804.653	20.852.068	6.264.287	4.728.733
-Grandes Clientes	100.586.755	13.981.623	6.001.473	1.880.278	763.432
-Clientes Institucionales	51.428.068	7.530.312	3.245.746	1.728.703	1.150.304
Provision Deterioro	(1.460.973)	(801.133)	(383.295)	(610.266)	(2.623.541)
Servicios no facturados	207.144.462	-	-	-	-
Servicios facturados	204.700.571	82.316.587	30.099.287	9.873.268	6.642.469
Total Deudores Comerciales Brutos	568.603.924	83.059.091	30.146.987	14.208.442	6.950.901
Total Provisión Deterioro	(1.721.285)	(801.133)	(383.295)	(610.266)	(2.623.541)
Total Deudores Comerciales Netos	566.882.639	82.257.958	29.763.692	13.598.176	4.327.360

Saldo al 01-01-12

Deudores comerciales	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$
Deudores Comerciales Generación y transmisión	276.162.422	2.205.313	84.972	7.284.829	493.005
-Grandes Clientes	219.872.741	2.205.313	84.972	7.284.829	493.005
-Clientes Institucionales	56.289.681	-	-	-	-
-Otros	-	-	-	-	-
Provision Deterioro	(983.105)	-	-	(4.110.640)	(55.494)
Servicios no facturados	108.875.974	-	-	-	-
Servicios facturados	167.286.448	2.205.313	84.972	7.284.829	493.005
Deudores Comerciales Distribución	258.445.348	77.735.370	35.587.863	5.589.767	8.403.799
-Clientes Masivos	112.922.763	60.157.007	28.341.140	2.984.669	5.486.135
-Grandes Clientes	94.208.438	11.240.026	4.312.588	1.311.741	1.519.470
-Clientes Institucionales	51.314.147	6.338.337	2.934.135	1.293.357	1.398.194
Provision Deterioro	(1.803.214)	(489.464)	(185.027)	(600.965)	(3.178.256)
Servicios no facturados	150.400.140	-	-	-	-
Servicios facturados	108.045.208	77.735.370	35.587.863	5.589.767	8.403.799
Total Deudores Comerciales Brutos	534.607.770	79.940.683	35.672.835	12.874.596	8.896.804
Total Provisión Deterioro	(2.786.319)	(489.464)	(185.027)	(4.711.605)	(3.233.750)
Total Deudores Comerciales Netos	531.821.451	79.451.219	35.487.808	8.162.991	5.663.054

Saldo al 31-12-12

Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
274.643	28.484	-	311	66.123.436	228.619.574	140.323.852
272.789	2	-	311	18.340.890	128.596.181	-
-	-	-	-	-	18.748.525	140.323.852
1.854	28.482	-	-	47.782.546	81.274.868	-
-	-	-	-	(56.996.601)	(57.256.913)	-
-	-	-	-	-	65.705.344	-
274.643	28.484	-	311	66.123.434	162.914.229	140.323.852
6.010.958	4.565.236	3.939.017	4.078.648	95.130.857	654.501.361	22.941.833
3.377.404	3.268.952	1.969.631	1.318.356	38.725.572	401.139.866	11.877.739
864.715	412.233	533.517	636.359	32.626.777	158.287.162	6.095.508
1.768.839	884.051	1.435.869	2.123.933	23.778.508	95.074.333	4.968.586
(1.822.179)	(1.995.174)	(1.258.369)	(916.660)	(76.913.018)	(88.784.608)	-
-	-	-	-	1.239.251	208.383.713	-
6.010.958	4.565.236	3.939.017	4.078.648	93.891.605	446.117.646	22.941.833
6.285.601	4.593.720	3.939.017	4.078.959	161.254.293	883.120.935	163.265.685
(1.822.179)	(1.995.174)	(1.258.369)	(916.660)	(133.909.619)	(146.041.521)	-
4.463.422	2.598.546	2.680.648	3.162.299	27.344.674	737.079.414	163.265.685

Saldo al 01-01-12

Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
138.523	1.323.063	-	-	77.148.806	364.840.933	148.953.896
138.523	1.323.063	-	-	77.148.806	308.551.252	586.863
-	-	-	-	-	56.289.681	148.367.033
-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	(43.766.186)	(48.915.425)	-
-	-	-	-	-	108.875.974	-
138.523	1.323.063	-	-	77.148.806	255.964.959	148.953.896
7.445.973	4.148.426	8.895.281	4.139.605	270.840.322	681.231.754	33.433.797
5.666.497	2.738.906	7.186.606	2.699.304	230.163.084	458.346.111	9.995.784
621.819	635.550	776.703	1.015.465	38.272.310	153.914.110	4.622.940
1.157.657	773.970	931.972	424.836	2.404.928	68.971.533	18.815.073
(2.895.859)	(4.921.080)	(5.688.359)	(1.381.095)	(112.038.338)	(133.181.657)	(999.510)
-	-	-	-	-	150.400.140	-
7.445.973	4.148.426	8.895.281	4.139.605	270.840.322	530.831.614	33.433.797
7.584.496	5.471.489	8.895.281	4.139.605	347.989.128	1.046.072.687	182.387.693
(2.895.859)	(4.921.080)	(5.688.359)	(1.381.095)	(155.804.524)	(182.097.082)	(999.510)
4.688.637	550.409	3.206.922	2.758.510	192.184.604	863.975.605	181.388.183

- Por tipo de cartera

Saldo al 31-12-13						
Tipos de cartera	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\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN						
Cartera no repactada	249.737.185	5.280.033	157.913	258.987	70.393	21.226.096
-Grandes Clientes	184.562.721	751.245	157.913	69.022	70.393	21.226.096
-Clientes Institucionales	43.079.880	-	-	-	-	-
-Otros	22.094.584	4.528.788	-	189.965	-	-
Cartera repactada	6.328.067	12.228	37.526	6.315	6.483	9.672
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-
-Otros	6.328.067	12.228	37.526	6.315	6.483	9.672
DISTRIBUCIÓN						
Cartera no repactada	425.951.170	73.644.093	29.948.984	6.052.478	5.149.627	3.446.070
-Clientes Masivos	311.636.104	53.508.995	19.066.515	3.774.662	3.565.936	2.138.523
-Grandes Clientes	72.852.582	16.020.452	5.476.620	1.282.142	585.550	596.036
-Clientes Institucionales	41.462.484	4.114.646	5.405.849	995.674	998.141	711.511
Cartera repactada	6.543.349	5.514.950	2.469.529	1.544.592	1.274.610	1.148.731
-Clientes Masivos	5.776.933	4.440.736	1.969.835	1.077.643	916.293	807.604
-Grandes Clientes	330.434	562.054	121.596	153.729	116.431	114.959
-Clientes Institucionales	435.982	512.160	378.098	313.220	241.886	226.168
Total cartera bruta	688.559.771	84.451.304	32.613.952	7.862.372	6.501.113	25.830.569

Saldo al 31-12-12						
Tipos de cartera	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\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN						
Cartera no repactada	149.809.130	742.503	47.700	4.311.860	308.432	274.643
-Grandes Clientes	109.763.097	129.281	635	6.290	82.886	272.789
-Clientes Institucionales	18.748.525	-	-	-	-	-
-Otros	21.297.508	613.222	47.065	4.305.570	225.546	1.854
Cartera repactada	6.949.761	-	-	23.314	-	-
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-
-Otros	6.949.761	-	-	23.314	-	-
DISTRIBUCIÓN						
Cartera no repactada	401.021.959	77.429.817	27.647.381	7.993.913	5.044.312	4.582.334
-Clientes Masivos	251.266.478	57.072.064	19.013.364	4.983.221	3.635.810	2.447.625
-Grandes Clientes	99.871.222	13.443.496	5.862.624	1.745.400	686.275	832.673
-Clientes Institucionales	49.884.259	6.914.257	2.771.393	1.265.292	722.227	1.302.036
Cartera repactada	10.823.074	4.886.771	2.451.906	1.879.355	1.598.157	1.428.624
-Clientes Masivos	8.563.870	3.732.736	1.838.663	1.281.086	1.093.058	929.773
-Grandes Clientes	715.443	538.049	138.839	134.874	77.077	31.988
-Clientes Institucionales	1.543.761	615.986	474.404	463.395	428.022	466.863
Total cartera bruta	568.603.924	83.059.091	30.146.987	14.208.442	6.950.901	6.285.601

Saldo al 01-01-12						
Tipos de cartera	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\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN						
Cartera no repactada	256.097.955	2.205.313	2.894.669	4.727.650	493.005	-
-Grandes Clientes	206.702.908	2.205.313	2.894.669	4.727.650	493.005	-
-Clientes Institucionales	49.395.047	-	-	-	-	-
-Otros	-	-	-	-	-	-
Cartera repactada	-	-	-	-	-	-
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-
-Otros	-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN						
Cartera no repactada	257.752.969	73.571.679	25.686.650	6.803.939	7.143.144	6.367.912
-Clientes Masivos	116.163.607	56.976.736	19.972.917	4.801.938	5.568.695	5.865.662
-Grandes Clientes	93.126.921	11.031.598	3.980.710	1.152.224	1.453.185	490.552
-Clientes Institucionales	48.462.441	5.563.345	1.733.023	849.777	121.264	11.698
Cartera repactada	20.756.846	4.163.691	7.091.516	1.343.007	1.260.655	1.216.584
-Clientes Masivos	16.403.309	3.111.313	5.410.638	690.352	622.125	532.578
-Grandes Clientes	1.131.708	224.970	341.266	167.209	72.709	139.446
-Clientes Institucionales	3.221.829	827.408	1.339.612	485.446	565.821	544.560
Total cartera bruta	534.607.770	79.940.683	35.672.835	12.874.596	8.896.804	7.584.496

Saldo al 31-12-13

Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a251 días M\$	Total cartera bruta M\$
1.050	118	845	56.319.709	333.052.329
1.050	118	845	3.093.213	209.932.616
-	-	-	-	43.079.880
-	-	-	53.226.496	80.039.833
10.608	17.457	4.138	439.867	6.872.361
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
10.608	17.457	4.138	439.867	6.872.361
4.003.666	2.908.926	1.904.103	61.355.644	614.364.761
2.465.002	1.390.128	893.718	25.718.451	424.158.034
916.028	801.919	393.396	26.640.353	125.565.078
622.636	716.879	616.989	8.996.840	64.641.649
1.378.146	929.456	760.394	26.399.492	47.963.249
665.572	576.953	509.615	12.250.195	28.991.379
72.024	106.674	48.985	667.747	2.294.633
640.550	245.829	201.794	13.481.550	16.677.237
5.393.470	3.855.957	2.669.480	144.514.712	1.002.252.700

Saldo al 31-12-12

Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a251 días M\$	Total cartera bruta M\$
4.577	-	311	65.515.191	221.014.347
2	-	311	18.340.890	134.088.055
-	-	-	-	18.748.525
4.575	-	-	47.174.301	73.669.641
23.907	-	-	608.245	7.605.227
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
23.907	-	-	608.245	7.605.227
3.367.066	2.517.908	3.124.851	85.875.311	618.604.852
2.471.519	1.279.985	728.086	30.917.875	376.860.271
378.216	496.147	604.528	32.457.853	162.290.891
517.331	741.776	1.792.237	22.499.583	89.040.006
1.198.170	1.421.109	953.797	9.255.546	35.896.509
797.368	689.639	590.297	7.807.621	27.516.912
34.084	37.435	31.767	168.923	2.750.398
366.718	694.035	331.733	1.279.002	9.539.359
4.593.720	3.939.017	4.078.959	161.254.293	883.120.935

Saldo al 01-01-12

Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a251 días M\$	Total cartera bruta M\$
935.644	-	-	72.143.556	339.497.792
935.644	-	-	72.143.556	290.102.745
-	-	-	-	49.395.047
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
2.419.405	7.811.862	3.162.199	240.651.443	631.371.202
1.812.061	7.121.529	2.250.787	205.359.738	425.893.670
554.707	690.333	911.412	35.291.705	148.683.347
52.637	-	-	-	56.794.185
2.116.440	1.083.419	977.406	35.194.129	75.203.693
857.606	349.526	267.212	10.304.763	38.549.422
86.961	90.179	108.624	3.024.804	5.387.876
1.171.873	643.714	601.570	21.864.562	31.266.395
5.471.489	8.895.281	4.139.605	347.989.128	1.046.072.687

Anexo N°7

Estados Financieros Reexpresados

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enersis.

	31-12-2012 (Re-expresado) M\$	31-12-2012 (Emitido) M\$	Variación al 31-12-2012 M\$	01-01-2012 (Re-expresado) M\$	01-01-2012 (Emitido) M\$	Variación al 01-01-2012 M\$
ACTIVOS						
ACTIVOS CORRIENTES						
Efectivo y equivalentes al efectivo	815.832.061	857.380.018	(41.547.957)	1.187.684.209	1.219.921.268	(32.237.059)
Otros activos financieros corrientes	194.500.798	194.500.798	-	939.220	939.220	-
Otros activos no financieros corriente	103.376.711	105.919.767	(2.543.056)	69.479.673	72.466.312	(2.986.639)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	846.791.111	869.204.566	(22.413.455)	950.007.713	977.602.388	(27.594.675)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	47.570.282	33.028.911	14.541.371	61.912.486	35.282.592	26.629.894
Inventarios	76.563.085	83.479.493	(6.916.408)	70.334.841	77.925.544	(7.590.703)
Activos por impuestos corrientes	205.554.882	211.004.880	(5.449.998)	138.365.618	141.827.684	(3.462.066)
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	2.290.188.930	2.354.518.433	(64.329.503)	2.478.723.760	2.525.965.008	(47.241.248)
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-
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 CORRIENTES TOTALES	2.290.188.930	2.354.518.433	(64.329.503)	2.478.723.760	2.525.965.008	(47.241.248)
ACTIVOS NO CORRIENTES						
Otros activos financieros no corrientes	439.018.106	439.115.917	(97.811)	37.246.770	37.355.061	(108.291)
Otros activos no financieros no corrientes	87.788.359	87.822.131	(33.772)	109.213.012	109.501.108	(288.096)
Derechos por cobrar no corrientes	202.900.342	202.977.693	(77.351)	443.128.492	443.328.450	(199.958)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	-	-	-	-	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	214.517.345	12.176.684	202.340.661	194.785.717	13.193.262	181.592.455
Activos intangibles distintos de la plusvalía	1.202.002.511	1.203.135.574	(1.133.063)	1.466.680.979	1.467.398.214	(717.235)
Plusvalía	1.391.673.952	1.399.876.589	(8.202.637)	1.468.307.108	1.476.404.126	(8.097.018)
Propiedades, planta y equipo	7.049.923.571	7.243.620.209	(193.696.638)	7.045.908.847	7.242.731.006	(196.822.159)
Propiedad de inversión	46.922.970	46.922.970	-	38.055.889	38.055.889	-
Activos por impuestos diferidos	321.556.216	327.667.440	(6.111.224)	367.036.508	379.938.628	(12.902.120)
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES	10.956.303.372	10.963.315.207	(7.011.835)	11.170.363.322	11.207.905.744	(37.542.422)
TOTAL DE ACTIVOS	13.246.492.302	13.317.833.640	(71.341.338)	13.649.087.082	13.733.870.752	(84.783.670)

	31-12-2012 (Re-expresado) M\$	31-12-2012 (Emitido)	Variación al 31-12-2012	01-01-2012 (Re-expresado) M\$	01-01-2012 (Emitido)	Variación al 01-01-2012
PATRIMONIO Y PASIVOS						
PASIVOS CORRIENTES						
Otros pasivos financieros corrientes	658.423.302	670.182.208	(11.758.906)	660.562.558	672.082.338	(11.519.780)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	1.194.851.750	1.213.259.735	(18.407.985)	1.213.388.313	1.235.064.459	(21.676.146)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	150.259.507	146.827.411	3.432.096	160.358.684	157.177.638	3.181.046
Otras provisiones corrientes	89.730.702	91.130.695	(1.399.993)	99.189.386	99.702.654	(513.268)
Pasivos por impuestos corrientes	169.545.538	173.136.710	(3.591.172)	232.246.173	235.853.242	(3.607.069)
Otros pasivos no financieros corrientes	83.919.926	86.575.476	(2.655.550)	56.288.910	60.653.304	(4.364.394)
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	2.346.730.725	2.381.112.235	(34.381.510)	2.422.034.024	2.460.533.635	(38.499.611)
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	2.346.730.725	2.381.112.235	(34.381.510)	2.422.034.024	2.460.533.635	(38.499.611)
PASIVOS NO CORRIENTES						
Otros pasivos financieros no corrientes	2.928.119.869	2.928.119.869	-	3.271.355.293	3.271.355.293	-
Otras cuentas por pagar no corrientes	14.257.438	14.257.438	-	14.304.607	14.304.607	-
Otras provisiones no corrientes	176.575.035	177.078.989	(503.954)	202.015.839	202.573.641	(557.802)
Pasivo por impuestos diferidos	501.127.697	519.026.046	(17.898.349)	482.260.262	508.438.255	(26.177.993)
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	256.161.368	265.067.889	(8.906.521)	269.353.075	277.526.013	(8.172.938)
Otros pasivos no financieros no corrientes	65.313.125	69.402.596	(4.089.471)	96.722.791	102.985.451	(6.262.660)
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	3.941.554.532	3.972.952.827	(31.398.295)	4.336.011.867	4.377.183.260	(41.171.393)
TOTAL PASIVOS	6.288.285.257	6.354.065.062	(65.779.805)	6.758.045.891	6.837.716.895	(79.671.004)
PATRIMONIO						
Capital emitido	2.824.882.835	2.824.882.835	-	2.824.882.835	2.824.882.835	-
Ganancias acumuladas	2.421.278.841	2.421.278.841	-	2.232.968.880	2.232.968.880	-
Primas de emisión	158.759.648	158.759.648	-	158.759.648	158.759.648	-
Otras reservas	(1.511.122.753)	(1.511.122.753)	-	(1.320.882.757)	(1.320.882.757)	-
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.893.798.571	3.893.798.571	-	3.895.728.606	3.895.728.606	-
Participaciones no controladoras	3.064.408.474	3.069.970.007	(5.561.533)	2.995.312.585	3.000.425.251	(5.112.666)
PATRIMONIO TOTAL	6.958.207.045	6.963.768.578	(5.561.533)	6.891.041.191	6.896.153.857	(5.112.666)
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS	13.246.492.302	13.317.833.640	(71.341.338)	13.649.087.082	13.733.870.752	(84.783.670)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	enero - diciembre			enero - diciembre		
	2012 (Re-expresado) M\$	2012 (Emitido) M\$	Variación 2012 M\$	2011 (Re-expresado) M\$	2011 (Emitido) M\$	Variación 2011 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	6.182.123.698	6.260.309.229	(78.185.531)	6.107.142.811	6.254.252.089	(147.109.278)
Otros ingresos, por naturaleza	313.829.750	317.358.085	(3.528.335)	279.457.083	280.628.255	(1.171.172)
Total de Ingresos	6.495.953.448	6.577.667.314	(81.713.866)	6.386.599.894	6.534.880.344	(148.280.450)
Materias primas y consumibles utilizados	(3.695.022.919)	(3.717.125.487)	22.102.568	(3.450.163.125)	(3.538.434.729)	88.271.604
Margen de Contribución	2.800.930.529	2.860.541.827	(59.611.298)	2.936.436.769	2.996.445.615	(60.008.846)
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	48.667.382	48.853.687	(186.305)	49.921.196	50.173.112	(251.916)
Gastos por beneficios a los empleados	(409.179.836)	(416.345.140)	7.165.304	(371.753.777)	(378.552.126)	6.798.349
Gasto por depreciación y amortización	(434.483.734)	(442.854.723)	8.370.989	(416.864.931)	(424.900.036)	8.035.105
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(42.612.727)	(43.105.193)	492.466	(136.119.203)	(136.157.459)	38.256
Otros gastos por naturaleza	(492.558.847)	(510.125.910)	17.567.063	(522.693.103)	(540.698.397)	18.005.294
Resultado de Explotación	1.470.762.767	1.496.964.548	(26.201.781)	1.538.926.951	1.566.310.709	(27.383.758)
Otras ganancias (pérdidas)	15.186.412	14.831.474	354.938	(4.731.186)	(4.814.294)	83.108
Ingresos financieros	232.129.980	264.709.235	(32.579.255)	194.545.840	233.612.869	(39.067.029)
Costos financieros	(419.888.938)	(453.447.437)	33.558.499	(423.128.515)	(465.411.363)	42.282.848
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	30.381.936	9.845.902	20.536.034	26.891.233	8.465.904	18.425.329
Diferencias de cambio	(16.126.401)	(14.768.878)	(1.357.523)	20.124.044	20.305.690	(181.646)
Resultado por unidades de reajuste	(12.756.868)	(12.681.628)	(75.240)	(25.206.927)	(25.092.203)	(114.724)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	1.299.688.888	1.305.453.216	(5.764.328)	1.327.421.440	1.333.377.312	(5.955.872)
Gasto por impuestos a las ganancias	(406.675.920)	(411.891.234)	5.215.314	(455.469.317)	(460.836.692)	5.367.375
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	893.012.968	893.561.982	(549.014)	871.952.123	872.540.620	(588.497)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	893.012.968	893.561.982	(549.014)	871.952.123	872.540.620	(588.497)
Ganancia (pérdida) atribuible a						
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	377.350.521	377.350.521	-	375.471.254	375.471.254	-
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	515.662.447	516.211.461	(549.014)	496.480.869	497.069.366	(588.497)
GANANCIA (PÉRDIDA)	893.012.968	893.561.982	(549.014)	871.952.123	872.540.620	(588.497)
Ganancia por acción básica						
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	11,56	11,56	-	11,50	11,50	-
Ganancia (pérdida) por acción básica	11,56	11,56	-	11,50	11,50	-
Ganancias por acción diluidas						
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	11,56	11,56	-	11,50	11,50	-
Ganancias (pérdida) diluida por acción	11,56	11,56	-	11,50	11,50	-

	enero - diciembre			enero - diciembre		
	2012 (Re-expresado) M\$	2012 (Emitido) M\$	Variación 2012 M\$	2011 (Re-expresado) M\$	2011 (Emitido) M\$	Variación 2011 M\$
Estado de Flujo de Efectivo Directo						
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	7.421.957.070	7.496.002.995	(74.045.925)	7.554.155.043	7.725.639.255	(171.484.212)
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias	93.605.931	92.758.277	847.654	86.290.041	86.290.041	-
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	5.903.050	5.903.050	-	-	-	-
Otros cobros por actividades de operación	384.127.217	386.071.748	(1.944.531)	251.484.266	256.467.291	(4.983.025)
Clases de pagos						
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(3.899.057.207)	(3.934.574.455)	35.517.248	(3.804.072.531)	(3.942.239.405)	138.166.874
Pagos a y por cuenta de los empleados	(400.061.812)	(409.539.542)	9.477.730	(349.702.202)	(358.459.354)	8.757.152
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas	(8.066.513)	(9.397.983)	1.331.470	(5.627.373)	(5.742.211)	114.838
Otros pagos por actividades de operación	(1.351.575.914)	(1.352.330.115)	754.201	(1.544.218.673)	(1.545.840.676)	1.622.003
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)	(452.305.887)	(457.738.318)	5.432.431	(358.664.017)	(361.092.038)	2.428.021
Otras entradas (salidas) de efectivo	(251.163.500)	(256.517.095)	5.353.595	(156.398.224)	(156.576.437)	178.213
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	1.543.362.435	1.560.638.562	(17.276.127)	1.673.246.330	1.698.446.466	(25.200.136)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión						
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	-	-	-	12.662.234	12.662.234	-
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios	(7.140.000)	-	(7.140.000)	(4.058.192)	-	(4.058.192)
Préstamos a entidades relacionadas	-	-	-	(1.326.000)	(25.500)	(1.300.500)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo	918.437	918.437	-	6.041.469	6.048.912	(7.443)
Compras de propiedades, planta y equipo	(517.233.484)	(527.630.629)	10.397.145	(484.028.401)	(495.958.729)	11.930.328
Importes procedentes de ventas de activos intangibles	-	-	-	8.965.592	8.965.592	-
Compras de activos intangibles	(187.197.935)	(187.490.636)	292.701	(187.551.511)	(187.864.119)	312.608
Importes procedentes de otros activos a largo plazo	-	-	-	-	-	-
Compras de otros activos a largo plazo	(2.859.668)	(2.859.668)	-	(2.183.333)	(2.183.333)	-
Cobros a entidades relacionadas	2.600.730	-	2.600.730	-	-	-
Dividendos recibidos	7.539.711	7.539.711	-	4.025.233	4.025.233	-
Intereses recibidos	56.681.895	56.687.582	(5.687)	19.611.804	19.611.804	-
Otras entradas (salidas) de efectivo	(674.255)	(674.255)	-	10.748.226	10.748.226	-
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(842.136.080)	(848.280.969)	6.144.889	(616.459.117)	(623.335.918)	6.876.801
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación						
Total importes procedentes de préstamos	501.199.355	508.817.790	(7.618.435)	643.919.707	646.273.100	(2.353.393)
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	400.797.521	400.797.521	-	525.077.859	525.077.859	-
Importes procedentes de préstamos de corto plazo	100.401.834	108.020.269	(7.618.435)	118.841.848	121.195.241	(2.353.393)
Préstamos de entidades relacionadas	-	-	-	18.257.300	9.128.650	9.128.650
Pagos de préstamos	(645.675.778)	(651.209.149)	5.533.371	(617.735.935)	(629.404.409)	11.668.474
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	(25.491.730)	(25.491.730)	-	(11.478.851)	(11.478.851)	-
Dividendos pagados	(547.081.888)	(547.081.888)	-	(648.107.205)	(648.107.205)	-
Intereses pagados	(253.478.855)	(254.327.622)	848.767	(245.683.421)	(248.096.873)	2.413.452
Otras entradas (salidas) de efectivo	(41.745.935)	(42.791.188)	1.045.253	(14.511.368)	(9.743.963)	(4.767.405)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(1.012.274.831)	(1.012.083.787)	(191.044)	(875.339.773)	(891.429.551)	16.089.778
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	(311.048.476)	(299.726.194)	(11.322.282)	181.447.440	183.680.997	(2.233.557)
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	(60.803.672)	(62.815.056)	2.011.384	76.040.491	75.518.996	521.495
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(371.852.148)	(362.541.250)	(9.310.898)	257.487.931	259.199.993	(1.712.062)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	1.187.684.209	1.219.921.268	(32.237.059)	930.196.278	961.355.037	(31.158.759)
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	815.832.061	857.380.018	(41.547.957)	1.187.684.209	1.220.555.030	(32.870.821)



Análisis Razonado

Estados Financieros Consolidados Grupo Enersis
Al 31 de diciembre de 2013

- El beneficio neto atribuible a los accionistas de Enersis aumentó un 75%, principalmente por el mejor desempeño en generación, la incorporación en la consolidación de los activos aportados por el aumento de capital y el positivo efecto de las medidas regulatorias en Edesur.
- El beneficio neto atribuible a nuestros accionistas representó el 59% del beneficio total, lo que se compara favorablemente con el 42% que éste representaba en 2012.
- Pese a un incremento de acciones de un 50% derivado del aumento de capital de 2013, la utilidad por acción alcanzó los Ch\$13,4, un 16,1% por sobre 2012.
- Los estados financieros para el año 2013 incluyen la operación de los activos aportados en el aumento de capital a partir de abril.
- El número de clientes de distribución aumentó en casi medio millón de clientes, superando los 14 millones.
- El EBITDA aumentó en 15,6% excediendo los US\$4.5 mil millones, lo cual representa un desempeño récord en comparación a las cifras históricas registradas, principalmente por menores costos de generación y en distribución por los mayores ingresos por el positivo impacto de medidas regulatorias en Argentina.
- Se dio inicio al primer proyecto de inversión en el contexto del uso de fondos del aumento de capital, con el anuncio de la OPA por las acciones minoritarias de Coelce.

Resumen Económico- Financiero

- El beneficio neto atribuible a los accionistas de Enersis en el año 2013 aumentó un 75% comparado con el año 2012, llegando a Ch\$658.514 millones. Esto se explica principalmente por el mejor desempeño operativo de nuestro negocio de generación en nuestras áreas de presencia, la incorporación en la consolidación de los activos procedentes del aumento de capital y por el impacto positivo en los ingresos derivado del reconocimiento regulatorio de mayores costos históricos en Edesur, nuestra distribuidora en Argentina, a partir del segundo trimestre del año.
- La base de clientes de nuestras zonas de concesión en el negocio de distribución durante los últimos doce meses se incrementó en 492 mil, totalizando más de 14 millones de clientes. Por otra parte, la demanda de energía consolidada de las zonas de concesión en las que opera Enersis aumentó en 3,8% en comparación con lo registrado en 2012, evidenciando el crecimiento de la región.
- En el negocio de generación, la producción neta acumulada alcanzó los 60.089 GWh, lo cual representa un aumento del 4,7%, comparado con 2012. Durante el 2013, se observó un cambio en las fuentes de generación, determinado principalmente por el aumento la generación térmica en 6.323 GWh en Argentina, Chile, Brasil y Colombia en tanto que la generación hidroeléctrica disminuyó en 3.618 GW. En el caso de Chile, en gran medida se explica por el ingreso de Bocamina II.
- El EBITDA de la Compañía aumentó en Ch\$303.630 millones, lo que equivale a un incremento del 15,6%, como resultado principalmente de una reducción significativa en los costos de aprovisionamientos y servicios derivados de menores costos de combustibles y la generación de Bocamina II durante el período, así como también un menor precio medio de venta de energía en Colombia. En Distribución, incidió principalmente el impacto positivo no recurrente del ya mencionado efecto regulatorio en Argentina.
- El resultado de explotación (EBIT) de la Compañía se incrementó en 18,4%, alcanzando los Ch\$1.741.138 millones.
- El resultado financiero neto registra una mejoría de 22,4% respecto a la cifra registrada a 2012, situándose en una pérdida de Ch\$168.029 millones. Este comportamiento positivo se ha debido principalmente a los mayores ingresos financieros registrados durante el periodo por Ch\$27.997 millones como resultado de la mayor disponibilidad de caja a consecuencia del aumento de capital realizado durante el primer trimestre de 2013, y por la menor deuda que a diciembre 2013 que alcanzó los US\$ 6.921 millones, y una menor tasa de interés nominal promedio durante este periodo, la cual disminuyó de 8.9% a 8.2%, influenciado por la mejora en las condiciones crediticias de todos los países en los que operamos.

- Producto de las variaciones antes mencionadas, el resultado antes de impuestos fue de Ch\$ 1.617.568 millones, equivalente a un aumento de 24,5%.
- El 14 de enero de 2014, Enersis presentó una Oferta Pública de Acciones por el 100% de las acciones de su filial Coelce. La OPA, de carácter voluntaria, busca adquirir los títulos de todas las series de acciones emitidas por Coelce, a un precio por acción de R\$49, representando un premio de 20,1% respecto al precio medio de transacción en los últimos 30 días previos de las acciones tipo A, y se puede hacer efectiva hasta el 17 de febrero. Enersis ya es dueño del 58,87% y si la oferta resulta exitosa en su totalidad, podría desembolsar hasta US\$645 millones. Esto se hace con los fondos obtenidos en el aumento de capital que totalizaron aproximadamente US\$2.400 millones. Con esta inversión, Enersis busca consolidar su presencia en el mercado de distribución eléctrico brasileño.

Resumen Financiero

- La liquidez disponible, ha continuado en una sólida posición, como se observa a continuación:
 - Caja y caja equivalente US\$3.065 millones
 - Caja y caja equiv. + colocaciones a más de 90 días US\$4.487 millones
 - Líneas de crédito comprometidas disponibles US\$ 757 millones
 - Líneas de crédito no comprometidas disponibles US\$ 925 millones
- La tasa de interés nominal promedio durante este periodo, disminuyó de 8.6% a 8.1%, influenciado por la mejora en las condiciones crediticias de todos los países en los que operamos.

Cobertura y protección

Con el objeto de mitigar los riesgos asociados a variación en el tipo de cambio y tasa de interés, Enersis ha establecido estrictas reglas de control interno para proteger nuestros flujos de caja y balance, como sigue:

- La política de cobertura de tipo de cambio del Grupo Enersis es en base a flujos de caja y tiene como objetivo mantener un equilibrio entre los flujos indexados a moneda extranjera (US\$), y los activos y pasivos mantenidos en dicha moneda. Adicionalmente, tenemos contratado cross currency swaps por US\$ 1.428 millones y forwards por US\$ 599 millones.
- A fin de reducir la volatilidad en los estados financieros debido a cambios en la tasa de interés, mantenemos un adecuado balance en la estructura de deuda. Adicionalmente, tenemos contratados swaps de Tasa de Interés, por US\$ 427 millones.

Mercados en que Participa la Empresa

Las actividades empresariales de Enersis se desarrollan a través de sociedades filiales que operan los distintos negocios en los cinco países en que la Compañía tiene presencia. Los negocios más relevantes para Enersis son la generación y la distribución eléctrica.

Los resultados y cifras de negocio de las sociedades Central Dock Sud y Empresa Eléctrica Piura, cuyas participaciones fueron aportadas a Enersis en el reciente aumento de Capital finalizado en marzo de 2013, se comenzaron a reconocer en Enersis a partir de abril de 2013.

Los siguientes cuadros muestran algunos indicadores claves al 31 de diciembre de 2013 y 2012, de las sociedades en los distintos países en que operan.

Empresa	Mercados en que participa	Ventas de Energía (GWh)		Participación de mercado	
		dic-13	dic-12	dic-13	dic-12
Endesa Chile (1)	SIC y SING Chile	20.406	20.878	32,3%	34,2%
Endesa Costanera	SIN Argentina	8.962	8.655	7,2%	7,1%
El Chocón	SIN Argentina	3.392	3.197	2,7%	2,6%
Dock Sud	SIN Argentina	4.195	-	3,4%	0,0%
Edegel consolidado	SICN Perú	8.903	9.587	25,0%	28,5%
EE. Piura	SICN Perú	594	-	1,7%	0,0%
Emgesa	SIN Colombia	16.090	16.304	18,4%	19,2%
Cachoeira Dourada	SICN Brasil	3.564	4.344	0,8%	1,0%
Endesa Fortaleza	SICN Brasil	3.262	2.947	0,7%	0,7%
Total		69.369	65.912		

(1) incluye Endesa Chile y sus filiales Generadoras en Chile.

Empresa	Ventas de Energía (GWh) (*)		Pérdidas de energía (%)		Clientes (miles)		Clientes / Empleados	
	dic-13	dic-12	dic-13	dic-12	dic-13	dic-12	dic-13	dic-12
Chilectra (**)	15.152	14.445	5,3%	5,4%	1.694	1.659	2.274	2.261
Edesur	18.137	17.738	10,8%	10,6%	2.444	2.389	736	810
Edelnor	7.045	6.863	7,9%	8,2%	1.255	1.203	2.037	1.982
Ampla	11.049	10.816	19,8%	19,6%	2.801	2.712	2.466	2.383
Coelce	10.718	9.878	12,5%	12,6%	3.500	3.338	2.836	2.683
Codensa	13.342	12.972	7,0%	7,3%	2.687	2.588	2.594	2.578
Total	75.443	72.712	10,6%	10,6%	14.381	13.889	1.778	1.810

(*) Se incluye las ventas a clientes finales y peajes.

(**) Datos consolidados

I. Análisis de los Estados Financieros

1. Análisis del Estado de Resultados

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Enersis al 31 de diciembre de 2013, alcanzó Ch\$658.514 millones, lo que representa un incremento del 74,5% respecto del año anterior, en donde se registró una utilidad de Ch\$377.351 millones.

Como consecuencia de la aplicación de la NIIF 11 "Acuerdos Conjuntos", a contar de 2013 las sociedades controladas en forma conjunta por el Grupo, que hasta los estados financieros presentados al 31 de diciembre de 2012 eran consolidadas de forma proporcional, deben registrarse de forma retroactiva bajo el método de la participación, tal como lo exige la nueva Norma para aquellos acuerdos conjuntos que califiquen como Negocio Conjunto. Las sociedades afectadas son las siguientes: Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. y filiales, Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. y filiales, Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. y filial y Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. Estos cambios no afectan la determinación del patrimonio ni de la ganancia, atribuible a los propietarios de la sociedad controladora.

Un comparativo de cada ítem del estado de resultados se presenta a continuación:

Estado de Resultado (millones de Ch\$)	dic-13	dic-12	Variación	% Variación
INGRESOS	6.264.446	6.495.953	(231.507)	(3,6%)
Ingresos ordinarios	5.696.777	6.182.124	(485.347)	(7,9%)
Otros ingresos de explotación	567.669	313.829	253.840	80,9%
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(3.089.141)	(3.695.023)	605.882	16,4%
Compras de energía	(1.820.614)	(1.848.670)	28.056	1,5%
Consumo de combustibles	(386.116)	(763.792)	377.676	49,5%
Gastos de transporte	(399.680)	(474.178)	74.498	15,7%
Otros aprovisionamientos y servicios	(482.731)	(608.383)	125.652	20,7%
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	3.175.305	2.800.930	374.375	13,4%
Gastos de personal	(403.717)	(360.512)	(43.205)	(12,0%)
Otros gastos fijos de explotación	(520.099)	(492.559)	(27.540)	(5,6%)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	2.251.489	1.947.859	303.630	15,6%
Depreciación y amortización	(435.473)	(434.484)	(989)	(0,2%)
Pérdidas por deterioro (reversiones)	(74.878)	(42.612)	(32.266)	(75,7%)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	1.741.138	1.470.763	270.375	18,4%
RESULTADO FINANCIERO	(168.029)	(216.642)	48.613	22,4%
Ingresos financieros	260.127	232.130	27.997	12,1%
Gastos financieros	(388.368)	(419.889)	31.521	7,5%
Resultados por unidades de reajuste	(9.415)	(12.757)	3.342	26,2%
Diferencias de cambio	(30.373)	(16.126)	(14.247)	(88,4%)
OTROS RESULTADOS DISTINTOS DE LA OPERACIÓN	44.459	45.568	(1.109)	(2,4%)
Resultados en ventas de activo	19.170	15.186	3.984	26,2%
Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación	25.289	30.382	(5.093)	(16,8%)
Otros ingresos (gastos) distintos a la operación	-	-	-	N/A
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1.617.568	1.299.689	317.879	24,5%
Impuesto sobre sociedades	(504.167)	(406.676)	(97.491)	(24,0%)
RESULTADO DEL PERÍODO	1.113.401	893.013	220.388	24,7%
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	658.514	377.351	281.163	74,5%
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	454.887	515.662	(60.775)	(11,8%)
Utilidad por Acción \$ (*)	13,41	11,56	1,86	16,1%

(*) Al 31 de Diciembre de 2013 existen 49.092.772.762 de acciones suscritas y pagadas y a Diciembre 2012 habían 32.651.166.465 de acciones

Resultado de explotación

El resultado de explotación obtenido al 31 de diciembre de 2013 presenta un aumento de Ch\$270.375 millones, equivalente a un incremento de 18,4%, al pasar de Ch\$1.470.763 millones en el año 2012 a Ch\$1.741.138 millones el año 2013.

Los ingresos y costos de explotación, desglosados por cada línea de negocios para los períodos finalizados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, se presentan a continuación:

RESULTADO DE EXPLOTACIÓN									
POR LÍNEAS DE NEGOCIOS									
millones de pesos									
Negocio	Generación y transmisión		Distribución		Estructura y ajustes		Totales		
	dic-13	dic-12	dic-13	dic-12	dic-13	dic-12	dic-13	dic-12	
Ingresos de explotación	2.441.120	2.678.262	4.404.480	4.423.281	(581.154)	(605.590)	6.264.446	6.495.953	
Costos de explotación	(1.496.625)	(1.887.470)	(3.584.992)	(3.730.447)	558.309	592.727	(4.523.308)	(5.025.190)	
Resultado de explotación	944.495	790.792	819.488	692.834	(22.845)	(12.863)	1.741.138	1.470.763	
Variación y % Var.	153.703	19,4%	126.654	18,3%	(9.982)	(77,6%)	270.375	18,4%	

El resultado de explotación de la línea de negocio de generación y transmisión presenta un incremento de Ch\$153.703 millones equivalente a un 19,4%, alcanzando a Ch\$944.495 millones. Las ventas físicas aumentan en un 5,2% llegando a 69.369 GWh (65.912 GWh a diciembre del año 2012).

El resultado de explotación para la línea de negocio de generación y transmisión abierto por país se presenta en el siguiente cuadro comparativo entre ambos períodos.

RESULTADO OPERACIONAL POR PAÍS
millones de pesos

PAÍS	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Totales	
	dic-13	dic-12	dic-13	dic-12	dic-13	dic-12	dic-13	dic-12	dic-13	dic-12	dic-13	dic-12
Ingresos de explotación	1.739.964	1.902.673	702.356	668.889	1.867.480	2.128.032	1.312.563	1.229.969	643.504	568.106	6.264.446	6.495.953
Costos de explotación	(1.353.505)	(1.610.219)	(545.694)	(717.436)	(1.479.575)	(1.650.358)	(707.682)	(653.547)	(439.905)	(397.148)	(4.523.308)	(5.025.190)
Resultado de explotación	386.459	292.454	156.662	(48.547)	387.905	477.674	604.881	576.422	203.599	170.958	1.741.138	1.470.763
Variación y % Var.	94.005	32,1%	205.209	422,7%	(89.769)	(18,8%)	28.459	4,9%	32.641	19,1%	270.375	18,4%

Chile

El resultado de explotación en Chile se incrementó en un 60,3%, desde Ch\$165.459 millones a diciembre de 2012 a Ch\$265.258 millones en el presente año, principalmente por menores costos de aprovisionamiento y servicios por Ch\$259.106 millones, en donde destacan los menores costos por consumos de combustibles por Ch\$173.744 millones, los menores costos por compras de energía por Ch\$94.911 millones producto de las menores necesidades para venta de energía y el menor precio promedio de compra de energía obtenido en el ejercicio, menores gastos de transporte por Ch\$3.830 millones compensado con mayores otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$13.379 millones. Por otro lado, se registraron incrementos en los gastos de personal por Ch\$9.852 millones, otros gastos fijos por Ch\$8.312 millones a la vez que menores gastos de depreciación y pérdida por deterioro por Ch\$3.095 millones.

Lo anterior fue parcialmente compensado por menores ingresos de explotación por Ch\$144.238 millones, principalmente por menores ventas de energía por Ch\$134.723 millones debido a la reducción de los precios promedio de venta, menores ventas físicas de un 2,3% y el acuerdo con CMPC por Ch\$29.217 millones registrado en 2012. Además se producen menores otros ingresos de explotación por Ch\$58.532 millones explicado por la indemnización por lucro cesante de Bocamina II registrada en el 2012 compensado con mayores otras ventas por Ch\$25.243 millones por venta de gas y mayores otras prestaciones de servicios por Ch\$23.774.

Argentina

El resultado de explotación en Argentina aumentó en Ch\$29.253 millones durante el presente periodo, principalmente por mayores ingresos recibidos por el contrato de disponibilidad del ciclo combinado de Endesa Costanera por Ch\$33.050 millones.

Nuestra filial Endesa Costanera pasó de una pérdida de explotación de Ch\$22.088 millones a diciembre de 2012 a una utilidad de Ch\$21.144 millones en diciembre 2013, como consecuencia de mejores ingresos por Ch\$44.117 millones, principalmente por el efecto del contrato de disponibilidad suscrito con el regulador y mejores ventas de energía, menores gastos de transporte y combustible por Ch\$2.990 millones, menores otros gastos fijos Ch\$1.532 millones y menores costos por depreciación y deterioro por Ch\$1.445 millones. Compensado con los mayores gastos de personal por Ch\$3.344 millones y mayores compras de energía por Ch\$3.086 millones. Las ventas físicas se incrementan en un 3,5%, alcanzando a 8.962 GWh.

El resultado de explotación de El Chocón alcanzó los Ch\$14.236 millones, un 43% menor respecto del año anterior. Los ingresos de explotación disminuyeron en Ch\$12.506 millones principalmente por efectos de conversión y reducción del precio medio de venta, a pesar del aumento de las ventas físicas respecto del año anterior. Los costos por aprovisionamiento y servicios disminuyeron en Ch\$1.987 millones, principalmente por menores costos en otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$2.063 millones, menores costos por compras de energía Ch\$884 millones, compensado en parte por mayores gastos de transporte por Ch\$960 millones. Las ventas físicas se incrementan en un 6,1%, alcanzando a 3.392 GWh.

Adicionalmente producto del aumento de capital en Enersis ocurrido a fines del primer trimestre de 2013, ingresaron al perímetro de consolidación las filiales argentinas Central Dock Sud y Cemsa S.A. Los resultados de estas filiales se reconocen a partir de abril de 2013, aportando menores resultados de explotación por Ch\$2.536 millones y Ch\$441 millones respectivamente.

El efecto de convertir los estados financieros desde el peso argentino al peso chileno en ambos ejercicios, produce una disminución en pesos chilenos de un 15,4% a diciembre de 2013 respecto de diciembre de 2012.

Brasil

El resultado de explotación de nuestras filiales en Brasil alcanzó Ch\$160.605 millones, siendo inferior en Ch\$20.139 millones respecto del año anterior, en donde el resultado de explotación alcanzó los Ch\$180.744 millones.

El resultado de explotación de nuestra filial Cachoeira Dourada disminuyó en Ch\$23.316 millones, debido principalmente a menores ingresos de explotación por Ch\$37.750 millones como consecuencia de menores ventas físicas de energía por 780 GWh y a menores precios medios de venta en el periodo. Por otro lado, los costos de aprovisionamientos y servicios disminuyen en Ch\$14.832 millones principalmente por menores gastos de transporte por Ch\$5.612 millones, menores costos por otros aprovisionamiento variables y servicios por Ch\$4.723 millones y menores costos por compras de energía por Ch\$4.497 millones.

El resultado de explotación de Endesa Fortaleza (CGTF) alcanzó los Ch\$49.039 millones, que es mayor en Ch\$7.167 millones respecto a igual periodo del año anterior. Los ingresos por ventas aumentaron en Ch\$29.685 millones, producto de mayores precios medios de venta y a las mayores ventas físicas del periodo por 315 GWh. Los costos de aprovisionamiento y servicios aumentaron en Ch\$25.029 millones, principalmente por mayores consumos de combustibles por Ch\$19.793 millones, mayores compras de energía y gastos de transporte por Ch\$4.276 millones y aumento de otros costos variables por Ch\$960 millones. Estos incrementos fueron parcialmente compensados por menores costos fijos por Ch\$2.376 millones.

Nuestra filial Cien presenta una disminución en su resultado operacional de Ch\$4.410 millones, alcanzando los Ch\$32.530 millones a diciembre de 2013. Este efecto se explica principalmente por los menores ingresos de explotación de Ch\$4.834 millones y por menores costos de explotación de Ch\$424 millones. Ambas variaciones son, prácticamente, resultado de la devaluación del real brasileño sobre el peso chileno en el período.

El efecto de convertir los estados financieros desde el real brasileño al peso chileno en ambos ejercicios, produce una disminución en pesos chilenos de un 7,8% a diciembre de 2013 respecto de diciembre de 2012.

Colombia

El resultado de explotación de las operaciones en Colombia mostró un crecimiento de un 7,8% registrando un total de Ch\$ 363.929 millones en 2013. Los mayores ingresos de explotación por Ch\$59.309 millones (10,2%) han sido producto

principalmente, del incremento en los precios promedio de venta de energía que han compensado notablemente las menores ventas físicas del 1,3% del año.

Lo anterior fue parcialmente reducido por un mayor costo por compras de energía por Ch\$38.482 millones debido al alza en el precio promedio de la energía en el mercado spot y a las mayores compras físicas de energía, (ambos factores asociados al peor escenario hidrológico registrado durante el primer trimestre de 2013), a mayores gastos de transporte por Ch\$2.408 millones y a mayores gastos de personal por Ch\$1.481 millones. Además por menores gastos de aprovisionamientos variables por Ch\$6.206 millones, menores costos de combustible por Ch\$1.346 millones, bajas en otros gastos fijos por Ch\$864 millones y menores costos de depreciación y deterioro por Ch\$914 millones.

El efecto de convertir los estados financieros desde el peso colombiano al peso chileno en ambos ejercicios, produce una disminución en pesos chilenos de un 2,0% a diciembre de 2013 respecto de diciembre de 2012.

Perú

El resultado de explotación totalizó Ch\$119.574 millones en 2013, reflejando un incremento de 18,3% respecto del año anterior, destacado principalmente por menores costos de explotación y al aporte de Empresa Eléctrica de Piura, filial ingresada al perímetro de Enersis producto del aumento de capital ocurrido en Marzo de 2013.

El resultado de explotación de Edegel alcanzó los Ch\$112.192 millones, un 11,2% mayor respecto del año anterior. Los costos de explotación disminuyen en Ch\$9.612 millones debido a menores compras de energía por Ch\$ 18.681 millones y menor consumo de combustible por Ch\$3.326 millones ambos conceptos asociados a las menores ventas físicas del año por 684 GWh. Estos efectos son parcialmente compensados con mayores costos por depreciación y deterioro por Ch\$6.187 millones y por mayores gastos de aprovisionamientos variables de Ch\$5.812 millones. Los ingresos de explotación se incrementan levemente en Ch\$1.682 millones debido al reconocimiento de la indemnización por el siniestro de la Turbina TG-7 de la Central Santa Rosa por Ch\$18.972 millones que compensó los efectos de las menores ventas físicas del año.

Adicionalmente la filial Empresa Eléctrica de Piura aportó mejor resultado de explotación por Ch\$7.249 millones.

La línea de negocio de distribución presenta en el año un aumento en el resultado de explotación de Ch\$126.654 millones equivalentes a un 18,3%, alcanzando los Ch\$819.488 millones. Las ventas físicas aumentan en 2.731 GWh equivalentes a un 3,8% respecto del año anterior alcanzando los 75.443 GWh. El número de clientes aumentó en 492 mil superando los 14,3 millones, un 3,5% más que en el año anterior.

El resultado de explotación para la línea de negocio de distribución detallada por país, se presenta en el siguiente cuadro, comparando los resultados entre ambos períodos.

RESULTADO DE EXPLOTACIÓN POR PAÍS												
Distribución millones de pesos												
PAÍS	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Totales	
	dic-13	dic-12	dic-13	dic-12	dic-13	dic-12	dic-13	dic-12	dic-13	dic-12	dic-13	dic-12
Ingresos de explotación	975.024	984.738	528.653	321.242	1.634.112	1.880.665	852.780	851.622	413.911	385.014	4.404.480	4.423.281
Costos de explotación	(836.143)	(851.363)	(406.655)	(375.345)	(1.400.496)	(1.575.943)	(611.892)	(612.851)	(329.806)	(314.945)	(3.584.992)	(3.730.447)
Resultado de explotación	138.881	133.375	121.998	(54.103)	233.616	304.722	240.888	238.771	84.105	70.069	819.488	692.834
Variación y % Var.	5.506	4,1%	176.101	325,5%	(71.106)	(23,3%)	2.117	0,9%	14.036	20,0%	126.654	18,3%

Chile

En Chile, nuestra filial Chilectra ha obtenido un resultado de explotación de Ch\$138.881 millones, aumentando Ch\$5.506 millones respecto a igual período del año 2012, o el equivalente a un 4,1%. La variación es explicada principalmente por menores costos de explotación en Ch\$ 15.220 millones, destacando la reducción de los costos por compras de energía por Ch\$14.384 millones, menores gastos de transporte por Ch\$1.719 millones, menores otros gastos fijos por Ch\$2.020 millones, compensado principalmente por los mayores costos por depreciación y deterioro por Ch\$1.463 millones, mayores gastos de personal por Ch\$ 879 millones y otros gastos por Ch\$561 millones.

Por otra parte, los ingresos de explotación disminuyen en Ch\$9.714 millones, equivalente a un 1,0%, como consecuencia de la disminución en el precio medio de venta de energía por Ch\$17.551 millones, compensado en parte por las mayores ventas físicas de energía por 707 GWh, que han alcanzado los 15.152 GWh a diciembre de 2013 y por los ingresos

provenientes de otras prestaciones y servicios y otros ingresos de explotación, que se han incrementado en Ch\$7.837 millones, principalmente por servicios de transmisión de energía y mayores indemnizaciones recibidas de terceros.

Las pérdidas de energía disminuyen en 0,1 p.p. respecto del año anterior alcanzando un 5,3% a 2013 y el número de clientes aumentó en 35 mil, superando los 1,69 millones.

Argentina

En Argentina, nuestra filial Edesur presenta un mejor resultado de explotación de Ch\$176.101 millones, al pasar de una pérdida de Ch\$54.103 millones obtenida en el año 2012, a una utilidad de Ch\$121.998 millones en el presente año.

La Resolución 250/13 junto con la Nota de la Secretaría de Energía de Argentina N° 6852/13 han reconocido los costos no trasladados a tarifa desde 2007 hasta septiembre de 2013 en aplicación del Mecanismo de Monitoreo de Costos, lo que ha permitido reconocer en otros ingresos de explotación un aumento de Ch\$250.533 millones respecto del año anterior. Este efecto ha sido parcialmente compensado por la disminución de los ingresos por ventas en Ch\$40.825 millones, originados principalmente por el reconocimiento de multas de calidad de servicio por Ch\$21.602 millones y el efecto de conversión a pesos chilenos (15,4% menores).

Adicionalmente, los costos fijos de explotación han aumentado en Ch\$31.310 millones, por el incremento de los costos de personal por Ch\$19.185 millones, el aumento de los otros gastos fijos por insumos y servicios contratados por Ch\$18.594 millones, los cuales han sufrido aumentos generalizados de precios durante el ejercicio.

Todo lo anterior está parcialmente compensado por la disminución de los costos de aprovisionamiento y servicios por Ch\$5.620 millones, compuesto principalmente por menores costos por compras de energía por Ch\$6.185 millones y compensado con mayores costos de transporte por Ch\$624 millones.

Las ventas físicas aumentan un 2,2%, alcanzando los 18.137 GWh a diciembre de 2013. Las pérdidas de energía aumentaron en 0,2 p.p. llegando a 10,8% y el número de clientes aumentó en 55 mil, sobrepasando los 2,44 millones de clientes.

El efecto de convertir los estados financieros desde el peso argentino al peso chileno en ambos ejercicios, produce una disminución en pesos chilenos de un 15,4% a diciembre de 2013 respecto de diciembre de 2012.

Brasil

En Brasil, el resultado de explotación de nuestras filiales de distribución alcanzó a Ch\$233.616 millones, un 23,3% menor respecto al obtenido a diciembre de 2012. Lo anterior se debe principalmente a menores precios medio de ventas producto de revisión tarifaria del decreto N°579 y a los efectos de la sequía en Brasil que ha provocado un significativo incremento en los costos de compra de energía.

También ha sido afectado por el efecto de conversión que ha producido una disminución de un 7,8% en pesos chilenos.

El resultado de explotación de Ampla alcanzó a Ch\$172.199 millones, que comparado con el año anterior presenta una disminución de Ch\$1.517 millones. Esto se explica principalmente por menores costos de aprovisionamientos y servicios por Ch\$133.951 millones, en donde destacan menores otros aprovisionamientos variables por Ch\$99.669 millones, menores gastos de transporte por Ch\$43.739 millones compensado mayores costos por compras de energía por Ch\$9.457 millones. Adicionalmente, los costos de depreciación y deterioro aumentan en Ch\$7.301 millones, los otros gastos fijos aumentan en Ch\$1.689 millones y los gastos de personal disminuyen en Ch\$2.628 millones. Por otro lado los ingresos de explotación disminuyen en Ch\$129.106 millones, debido principalmente a la disminución de los precios medios de venta de energía por la reducción tarifaria y a pesar de que las ventas físicas crecen un 2,2% alcanzando los 11.049 GWh en el presente año. Las pérdidas de energía aumentan en 0,2 p.p. pasando de un 19,6% a un 19,8%. El número de clientes en Ampla aumentó en 89 mil, superando los 2,80 millones de clientes.

En nuestra filial Coelce, el resultado de explotación disminuyó en 53,1% o Ch\$69.588 millones, alcanzando los Ch\$61.417 millones. Los ingresos de explotación disminuyen en Ch\$117.446 millones producto principalmente de la disminución de los precios medios de venta por la reducción tarifaria en este período y a pesar del significativo aumento de las ventas físicas. Lo anterior está parcialmente compensado por la disminución de los costos de aprovisionamientos y servicios por Ch\$53.437 millones, destacando la disminución de los otros costos variables por Ch\$41.157 millones, los menores costos de transporte por Ch\$20.453 millones, y el aumento de los costos por compra de energía por Ch\$8.173 millones. Los gastos de

depreciación y deterioro aumentan en Ch\$13.281 millones, los costos fijos se reducen en Ch\$4.417 millones y los gastos de personal disminuyen en Ch\$3.285 millones.

Las ventas físicas de Coelce aumentan un 8,5%, alcanzando a diciembre de 2013 los 10.718 GWh. Las pérdidas de energía disminuyen en 0,1 p.p. llegando a 12,5% y el número de clientes en Coelce aumentó en 162 mil, superando los 3,50 millones de clientes.

El efecto de convertir los estados financieros desde el real brasileño al peso chileno en ambos ejercicios, produce una disminución en pesos chilenos de un 7,8% a diciembre de 2013 respecto de diciembre de 2012.

Colombia

En Colombia, el resultado de explotación de Codensa alcanzó los Ch\$240.888 millones, reflejando un leve aumento de Ch\$2.117 millones respecto al año anterior, principalmente por mayores ventas físicas del año. También ha sido afectado por el efecto de conversión que ha producido una disminución de un 2,0% en pesos chilenos.

Las ventas físicas suben un 2,9%, llegando a 13.342 GWh en el presente año. Las pérdidas de energía bajaron en 0,3 p.p. hasta un 7,0% y el número de clientes aumentó en 99 mil, superando los 2,69 millones de clientes.

El efecto de convertir los estados financieros desde el peso colombiano al peso chileno en ambos ejercicios, produce una disminución en pesos chilenos de un 2,0% a diciembre de 2013 respecto de diciembre de 2012.

Perú

En Perú, nuestra filial Edelnor presenta un resultado de explotación de Ch\$84.105 millones, superior en Ch\$14.036 millones al obtenido en el año 2012, principalmente explicado por el aumento de los ingresos de explotación por Ch\$28.898 millones tanto a mayores ventas físicas como a mayores ingresos por otras prestaciones de servicios. Lo anterior fue parcialmente compensado por los mayores costos de aprovisionamiento y servicios por Ch\$14.437 millones, debido al incremento en los costos de compra de energía por Ch\$13.347 millones y de los otros costos variables por Ch\$1.090 millones. Adicionalmente hubo mayores gastos de personal por Ch\$1.503 millones y menores costos fijos por Ch\$1.079 millones.

Las ventas físicas aumentan en 182 GWh, alcanzando los 7.045 GWh a diciembre de 2013. Las pérdidas de energía disminuyen en 0,3 p.p. hasta un 7,9% en el año 2013. El número de clientes aumentó en 52 mil, superando los 1,26 millones de clientes.

En resumen, los ingresos, costos de explotación y resultados de explotación de las filiales del Grupo Enersis, para los períodos terminados a diciembre de 2013 y 2012, se muestran a continuación:

DETALLE RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (en millones de pesos)

Empresas	Diciembre de 2013			Diciembre de 2012		
	Ingresos de Explotación	Costos de Explotación	Resultado de explotación	Ingresos de Explotación	Costos de Explotación	Resultado de explotación
Endesa Chile consolidado	2.027.432	(1.244.593)	782.839	2.320.385	(1.707.969)	612.416
Cachoeira Dourada	117.445	(35.637)	81.808	155.195	(50.071)	105.124
CGTF	168.871	(119.832)	49.039	139.186	(97.314)	41.872
Cien	67.689	(35.159)	32.530	72.523	(35.583)	36.940
Chilectra S.A.	975.024	(836.143)	138.881	984.738	(851.363)	133.375
Edesur S.A.	528.653	(406.655)	121.998	321.242	(375.345)	(54.103)
Edelnor S.A.	413.907	(329.810)	84.097	385.009	(314.949)	70.060
Ampla	945.131	(772.932)	172.199	1.074.237	(900.521)	173.716
Coelce	688.981	(627.564)	61.417	806.427	(675.422)	131.005
Codensa S.A.	852.780	(611.892)	240.888	851.622	(612.851)	238.771
Inmob. Manso de Velasco Ltda.	15.442	(7.368)	8.074	17.039	(3.952)	13.087
ICT	5.445	(6.668)	(1.223)	6.206	(5.888)	318
Cemsa	1.591	(2.032)	(441)	-	-	-
Dock Sud	41.186	(43.722)	(2.536)	-	-	-
EE Piura	33.752	(26.503)	7.249	-	-	-
Holding Enersis y soc. inversión	40.913	(65.461)	(24.548)	39.903	(63.873)	(23.970)
Ajustes de consolidación	(659.796)	648.663	(11.133)	(677.759)	669.911	(7.848)
Total Consolidado	6.264.446	(4.523.308)	1.741.138	6.495.953	(5.025.190)	1.470.763

Resultado Financiero

El resultado financiero ascendió a Ch\$168.029 millones, lo que representa un menor gasto de Ch\$48.613 millones, o un 22,4% mejor respecto a igual periodo del año 2012.

Lo anterior está principalmente explicado por:

Mayores ingresos financieros por Ch\$27.997 millones principalmente por mayores ingresos en Enersis por Ch\$37.641 millones por inversiones derivadas de los fondos recaudados en el aumento de capital, mayores ingresos en Edesur por Ch\$27.873 millones por los efectos financieros de la aplicación de la resolución 250/13, por mayores ingresos en Ampla por la actualización de impuestos a recuperar por Ch\$17.663 millones compensado en parte con menores ingresos como consecuencia de la menor actualización en Brasil de los activos no amortizados al término de la concesión en Ampla y Coelce a Valor Nuevo de Reposición depreciado por Ch\$50.448 millones, menores ingresos por convenios y financiamiento por Ch\$2.714 millones y a menores otros ingresos por Ch\$2.018 millones.

Menores gastos financieros por Ch\$31.521 millones producto principalmente por disminución de los costos financieros por préstamos bancarios y Bonos por Ch\$25.675 millones y por la menor actualización de contingencias por Ch\$6.090 millones.

Menores gastos por unidades de reajuste por Ch\$3.342 millones debido al efecto que produce la variación del valor de la unidad de fomento (UF) sobre la deuda denominada en UF que poseen algunas sociedades en Chile como consecuencia de que durante el presente período, la UF aumentó su valor en un 2,1% comparado con un aumento del 2,5% ocurrido en el año anterior.

Mayores gastos por diferencias de cambio por Ch\$14.247 millones, principalmente por el efecto de utilidad por las variaciones de tipos de cambios, en el efectivo y equivalente de efectivo por Ch\$2.463 millones, en las cuentas a cobrar, activos financieros y otras cuentas por cobrar en dólares por Ch\$43.188 millones y las pérdidas por los pasivos en dólares por Ch\$59.898 millones.

Resultado en ventas de activos

El resultado en venta de activos presenta una variación positiva de Ch\$3.984 millones, debido al beneficio obtenido en las ventas de líneas de transmisión por Ch\$2.532 millones, venta de terrenos por Ch\$610 millones y otras ventas por Ch\$842 millones.

Impuesto sobre Sociedades

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades presenta un mayor gasto de Ch\$97.491 millones debido principalmente a los mayores impuestos en Enersis por Ch\$74.341 millones, en Endesa Chile por Ch\$51.429 millones, en Edesur por Ch\$13.621 millones, en Emgesa por Ch\$8.898 millones, en Inversiones Sudamérica por Ch\$7.144 millones, en Chilectra por Ch\$ 6.638 millones, en Codensa por Ch\$5.504 millones, en Celta por Ch\$4.968 millones, en Dock Sud por Ch\$ 1.609 millones y en EE Piura por Ch\$1.080 millones. Lo anterior está parcialmente compensado por la disminución en Pehuenche por Ch\$43.924 millones y Coelce por Ch\$ 33.737 millones.

Análisis del Estado de Situación Financiera

Activos (millones de Ch\$)	dic-13	dic-12	Variación	% Variación
Activos Corrientes	3.896.215	2.290.189	1.606.026	70,1%
Activos No Corrientes	11.281.449	10.956.303	325.146	3,0%
Total Activos	15.177.664	13.246.492	1.931.172	14,6%

Los activos totales de la Compañía presentan a diciembre de 2013 un aumento de Ch\$1.966.210 millones respecto de diciembre de 2012, como consecuencia principalmente de:

Los Activos Corrientes presentan un incremento de Ch\$1.606.026 millones equivalente a un 70,1%, que se explica por

- Aumento del efectivo y efectivo equivalente por Ch\$790.556 millones debido principalmente al aumento en Enersis por Ch\$623.508 millones explicado por los fondos recaudados en el aumento de capital finalizado en marzo de 2013, aumento en Endesa Brasil por Ch\$79.146 millones por dividendos recibidos de filiales, aumento en Endesa Chile por Ch\$50.880 millones por mayores depósitos y pactos, aumento en Emgesa por Ch\$40.008 millones por emisión de bono, aumento en Ampla Energía por cobro de sobrecosto de energía por Ch\$33.844 millones, aumento en Edelnor por Ch\$22.934 por mayor generación de caja en el período, aumento por la incorporación en los estados financieros consolidados de Enersis de las sociedades aportadas en el aumento de capital que incluyen los saldos de Empresa Eléctrica de Piura por Ch\$6.535 millones, Dock Sud por Ch\$.6.413 millones y Cemsa por Ch\$2.599 millones. Lo anterior está parcialmente compensado por la disminución en Cachoeira Dourada por Ch\$48.358 millones por pago de dividendos, disminución en Codensa de Ch\$15.658 millones por pago de dividendos y obligaciones financieras y disminución en Coelce por Ch\$14.483 millones por pago de dividendos.
- Aumento de Otros activos Financieros corrientes por Ch\$586.527 millones producto del incremento en Enersis por Ch\$516.347 millones debido a inversiones en depósitos a plazo con vencimiento superior a 90 días con parte de los fondos obtenidos en el aumento de capital, aumento en Codensa por Ch\$47.071 millones por inversiones instrumentos financieros a más de 90 días, aumento en Grupo Endesa Brasil por Ch\$20.085 millones por inversiones en instrumentos financieros a más de 90 días y aumento en Edelnor por Ch\$3.941 millones debido a traspaso desde largo plazo de Instrumentos de cobertura de tasa de interés.
- Aumento de Otros activos no financieros corrientes por Ch\$38.220 millones producto de los aumentos en Edegel por Ch\$20.060 millones por indemnizaciones a recibir, en Ampla Energía por Ch\$9.193 millones por incremento en servicios prestados a terceros, Prátil por Ch\$1.196 millones por incremento de servicios y mayor inversión en proyectos de investigación y desarrollo y la incorporación de Empresa Eléctrica de Piura por Ch\$6.581 millones y Dock Sud por Ch\$1.322 millones.
- Aumento de Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes por Ch\$198.473 millones principalmente a incremento en Edesur por Ch\$144.943 millones debido a reconocimiento efectos Resolución N°250/13, en Celta por Ch\$22.978 millones por cuenta a cobrar a YPF, en Emgesa por Ch\$19.183 millones debido a mayores ventas en bolsa de energía, en Ampla energía por Ch\$9.159 millones por mayores facturaciones a clientes, en Codensa por Ch\$8.170 millones por mayores cuentas a cobrar a clientes y por incorporación al perímetro de Enersis de la filial argentina Dock Sud por Ch\$21.549 millones. Lo anterior está parcialmente compensado debido a disminuciones en Endesa Chile por Ch\$15.613 millones por cobros de las indemnizaciones por seguros, en la filial Construcciones y Proyectos Los Maitenes por Ch\$6.053 millones producto de la cobranza por venta terrenos y a la menor facturación en la filial Cachoeira Dourada por Ch\$5.184 millones.

Aumento de los Activos No Corrientes en Ch\$325.146 millones equivalente a un 3,0% principalmente por

- Aumento de Propiedades, plantas y equipos por Ch\$383.875 millones que corresponden principalmente a las nuevas inversiones por Ch\$703.077 millones, la incorporación de las nuevas sociedades aportadas en el aumento de capital por Ch\$114.175 millones y otros movimientos por Ch\$6.965 millones. Esto fue parcialmente compensado por la disminución por los efectos de conversión desde las distintas monedas funcionales de las sociedades, por Ch\$81.390 millones, la amortización y depreciación del período por Ch\$339.241 millones y a las bajas de activos fijos y deterioro por Ch\$19.711 millones.
- Aumento de los Otros activos financieros no corrientes por Ch\$52.518 millones, principalmente por incremento del activo financiero CNIIF 12 en Ampla y Coelce por Ch\$77.266 millones y al aumento en Enersis por Ch\$7.821 millones debido a la valoración de las margin call. Lo anterior está compensado por la disminución de Ch\$31.860 millones principalmente producto del traspaso al activo corriente de derivados financieros en Endesa Chile.
- Aumento de Derechos por cobrar no corrientes por Ch\$20.146 millones, debido principalmente a la incorporación en los

estados financieros consolidados de la sociedad Dock Sud por Ch\$27.673 millones, que incluye la cuenta por cobrar del Foninvemem, aumento Ampla Energía por Ch\$5.026 millones y aumentos en Cien por Ch\$4.304 millones parcialmente compensado por las disminuciones en El Chocón y Endesa Costanera por Ch\$9.756 millones y Ch\$5.219 millones, respectivamente producto del traspaso a corto plazo de los saldos del Foninvemem.

- Aumento Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación por Ch\$33.564 millones, debido principalmente reconocimiento de mayores utilidades en Inversiones Gas Atacama Holding por Ch\$17.002 millones, en GNL Quintero por Ch\$4.915 millones y en Electrogas S.A. por Ch\$4.186 millones, también por mayores efectos de conversión de Ch\$11.300 millones principalmente por Inversiones Gas Atacama Holding y por aumento de capital de Ch\$5.085 millones en Centrales Hidroeléctricas de Aysen. Lo anterior parcialmente compensado por dividendos declarados en Electrogas S.A. por Ch\$5.081 millones, en GNL Quintero por Ch\$3.089 millones y Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca por Ch\$1.179 millones.

Estos aumentos en los Activos No Corrientes fueron parcialmente compensado por:

- Disminución de Impuestos diferidos por Ch\$111.418 millones que corresponde principalmente a la compensación de impuestos diferidos de activos y pasivos de las sociedades brasileñas Ampla, Coelce y Cien por Ch\$103.757 millones y de Endesa Chile por Ch\$9.462 millones.
- Disminución de los Activos Intangibles distintos de la Plusvalía por Ch\$28.442 millones que corresponde principalmente a la amortización del período por Ch\$96.232 millones, al deterioro y bajas de bienes en Ch\$28.840 millones, por efectos de conversión en Ch\$53.080 millones, y por otros movimientos por Ch\$39.274 millones. Lo anterior está parcialmente compensado por el aumento de nuevas inversiones por Ch\$186.109 millones y por la incorporación de las nuevas sociedades en el perímetro de Enersis por Ch\$2.875 millones.
- Disminución de Plusvalías por Ch\$19.354 millones que corresponden principalmente a efectos de conversión por las inversiones en el exterior.

Pasivos (millones de Ch\$)	dic-13	dic-12	Variación	% Variación
Pasivos Corriente	2.981.259	2.346.731	634.528	27,0%
Pasivo No Corriente	3.688.940	3.941.554	(252.614)	(6,4%)
Patrimonio Total	8.507.465	6.958.207	1.549.258	22,3%
Atribuible a los propietarios de la controladora	6.168.554	3.893.799	2.274.755	58,4%
Participaciones no controladoras	2.338.911	3.064.408	(725.497)	(23,7%)
Total Patrimonio Total y Pasivos	15.177.664	13.246.492	1.931.172	14,6%

Los pasivos totales, incluyendo el patrimonio total de la Compañía, presentan un aumento de Ch\$1.931.172 millones respecto a diciembre de 2012. Esto se debe principalmente al aumento en el Patrimonio en Ch\$1.549.258 millones, al incremento de los pasivos corrientes por Ch\$634.528 millones, parcialmente compensado por la disminución de los pasivos no corrientes por Ch\$252.614 millones.

Los pasivos corrientes aumentan en Ch\$634.528 millones, equivalente a un 27,0%, explicado principalmente por

- Incremento de los Otros pasivos financieros corrientes por Ch\$248.252 millones, debido a los aumentos en Enersis por Ch\$307.050 millones por el traspaso de deuda en US\$ y derivado swap desde el largo plazo, en Dock Sud por Ch\$47.928 millones y Empresa Eléctrica de Piura por Ch\$4.682 millones ambas sociedades incorporadas al perímetro de Enersis a contar 01 de abril de 2013. Lo anterior se vio compensado por disminuciones en Endesa Chile por Ch\$91.322 millones, producidas por pago de Bonos netos del traspaso de deuda desde el largo plazo y a disminuciones en Edesur por Ch\$19.417 millones.
- Incremento de Otras Provisiones corrientes en Ch\$28.852 millones provenientes principalmente por aumentos en Edesur por Ch\$19.053 millones debido a provisiones multas de calidad, en Endesa y Enersis por Ch\$6.660 millones por provisiones gastos de personal, en Edelnor por Ch\$1.222 millones de provisiones varias y por aumento de otras provisiones por Ch\$1.917 millones.
- Aumentos de las cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch\$224.741 millones debido principalmente a aumentos en la cuenta por pagar de proveedores por compras de energía por Ch\$111.241 millones, aumento en otras cuentas a pagar a terceros por Ch\$68.876 millones, aumento de dividendos por pagar por Ch\$54.219 millones, compensado por la disminución de proveedores por compra de combustibles, gas y energía por Ch\$10.788 millones.

- Aumento de las cuentas por pagar a entidades relacionadas por Ch\$54.153 millones principalmente por incorporación de Dock Sud a Enersis por Ch\$53.725 millones correspondiente a préstamo por pagar a Endesa Latinoamérica, dividendos por pagar a Endesa España por Ch\$40.106 millones. Lo anterior compensado en parte con menor cuenta a pagar a Cemsa por Ch\$27.830 millones por su incorporación al perímetro de Enersis a contar del 01 de abril de 2013 y el menor pago de dividendos a Endesa Latinoamérica por Ch\$7.639 millones.
- Aumento de Pasivos por impuestos corrientes en Ch\$85.603 millones básicamente por incremento de impuesto renta a pagar en Enersis por Ch\$44.982 millones, en Endesa Chile por Ch\$29.748 millones, en Edesur por Ch\$8.529, en Emgesa por Ch\$7.044 millones más actualizaciones de impuestos en Ampla Energía por Ch\$9.671 millones, IVA a pagar en Chilectra por Ch\$11.798 millones. Lo anterior compensado con disminuciones en Pehuenche por Ch\$9.623 millones, en Codensa por Ch\$8.256 millones, en Cien por Ch\$4.595 millones y en Coelce por Ch\$2.085 millones.

El pasivo no corriente presenta una disminución de Ch\$252.614 millones, equivalente a un 6,4% explicado principalmente por

- Disminución de los otros pasivos financieros no corrientes (deuda financiera y derivados) por Ch\$137.871 millones, debido principalmente a traspasos de deuda al corto plazo, en Enersis por Ch\$296.898 millones, en Endesa Chile por Ch\$74.729 millones, en Edegel por Ch\$16.937 millones, en Coelce por Ch\$6.923 millones y en Fortaleza por Ch\$6.875 millones. Lo anterior fue compensado por incrementos de nuevas emisiones de deuda en Emgesa por Ch\$117.073 millones, en Ampla Energía por Ch\$59.783 millones, en Codensa por Ch\$34.976 millones, en Edelnor por Ch\$14.830 millones y a la incorporación de Empresa Eléctrica de Piura por Ch\$44.178 millones.
- Disminución de Pasivos por impuestos diferidos en Ch\$105.641 millones principalmente por la compensación de los impuestos diferidos de activos y pasivos de las sociedades brasileñas Ampla, Coelce y Cien por Ch\$91.263 millones además de disminuciones en Endesa Chile por Ch\$18.593 millones y en Edelnor por Ch\$4.144 millones compensados con aumentos en Dock Sud y E.E. Piura por Ch\$4.737 millones y Ch\$3.946 millones respectivamente, filiales ingresadas al perímetro de Enersis en Marzo de 2013.
- Disminución de Otros pasivos no financieros no corrientes en Ch\$17.656 millones provocado por el traspaso al corto plazo de cuotas del Impuesto al Patrimonio en Emgesa por Ch\$11.453 millones y Codensa por Ch\$7.539 millones compensado con otros efectos por Ch\$1.336 millones.
Estas disminuciones de Pasivos no corrientes fueron parcialmente compensada por aumentos en las otras cuentas por pagar no corrientes por Ch\$8.807 millones de las filiales Ampla y Coelce.

El patrimonio total aumenta en Ch\$1.549.258 millones respecto a diciembre de 2012

- La parte atribuible a los propietarios de la controladora aumenta en Ch\$2.274.755 millones que se explica principalmente por el incremento del capital pagado en Ch\$2.844.398 millones y por el resultado del período por Ch\$658.514 millones, compensado en parte por dividendo definitivo y registro de dividendo mínimo por Ch\$273.024 millones y por reservas negativas por Ch\$961.998 millones. En estas últimas destacan principalmente el efecto en Reservas de la diferencia entre el valor libro y el valor de aportación de las participaciones entregadas en el aumento de capital por Ch\$855.973 millones netas de diferencias de conversión, las diferencias negativas de conversión del año por Ch\$57.188 millones, los gastos del aumento de capital por Ch\$18.600 millones netos del sobreprecio obtenido en la colocación de acciones y la disminución de las reservas de cobertura por Ch\$30.681 millones.
- Las participaciones no controladoras disminuyen en Ch\$725.497 millones, que se explica principalmente por el movimiento negativo de minoritarios por las aportaciones de sus participaciones en sociedades realizadas en el aumento de capital por Ch\$752.201 millones y otras reservas por dividendos por Ch\$387.641 millones compensado en parte por el efecto del resultado integral del período por Ch\$407.686 millones.

La evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

Indicador	Unidad	dic-13	dic-12	dic-12	Variación	Variación %	
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	1,31	0,98	-	0,33	33,7%
	Razón Ácida (1)	Veces	1,27	0,94	-	0,33	35,1%
	Capital de Trabajo	MM\$	914.956	(56.542)	-	971.498	N/A
Endeudamiento	Razón de Endeudamiento	Veces	0,78	0,90	-	(0,12)	(13,3%)
	Deuda Corto Plazo	%	44,7%	37,3%	-	7,4%	19,8%
	Deuda Largo Plazo	%	55,3%	62,7%	-	(7,4%)	(11,8%)
	Cobertura Costos Financieros (2)	Veces	5,26	-	4,34	0,92	21,2%
Rentabilidad	Resultado explotación/ingresos explotación	%	27,8%	-	22,6%	5,2%	22,8%
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada	%	13,1%	-	9,7%	3,4%	35,1%
	Rentabilidad del Activo anualizada	%	7,8%	-	6,6%	1,2%	17,9%

(1) Activo corriente neto de inventarios y pagos anticipados

(2) Se utilizó EBITDA dividido por costos financieros

El índice de liquidez a diciembre de 2013 alcanzó 1,31 veces, presentando una variación del 33,7% respecto a diciembre de 2012. Lo anterior refleja la caja recibida en la sociedad por el aumento de capital finalizado el 28 de marzo de 2013, con lo cual la Compañía dispone de una excelente posición de liquidez.

La razón de endeudamiento se sitúa en 0,78 veces al 31 de diciembre de 2013, disminuyendo un 13,3% respecto a diciembre de 2012, lo cual es reflejo del incremento del Patrimonio en el periodo producto del aumento de capital.

La cobertura de costos financieros presenta un aumento de 0,92 veces o el equivalente a un 21,2%, al pasar de 4,34 veces, en diciembre de 2012, a 5,26 veces en el presente año. Lo anterior es resultado del incremento del EBITDA y de la disminución de los costos financieros en el presente año.

El índice de rentabilidad medido en términos del resultado de explotación sobre los ingresos de explotación aumenta en un 5,2%, alcanzando un 27,8% a diciembre de 2013.

Por otro lado, la rentabilidad del patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante) asciende un 13,1%, con un aumento del 35,1% respecto a igual periodo del año anterior, producto del reconocimiento de los mejores resultados obtenidos en el año y la incorporación de nuevas participaciones en la ampliación de capital.

La rentabilidad de los activos pasó de un 6,6% en diciembre de 2012, a un 7,8% en el presente año, debido principalmente al mejor resultado obtenido en el año 2013.

Principales Flujos de Efectivo

La sociedad generó durante el periodo un flujo neto positivo de Ch\$813.854 millones, compuesto por los principales ítems:

Flujo de Efectivo (millones de Ch\$)	dic-13	dic-12	Variación	% Variación
de la Operación	1.700.976	1.543.362	157.614	10,2%
de Inversión	(1.223.887)	(842.136)	(381.751)	(45,3%)
de Financiamiento	336.765	(1.012.275)	1.349.040	133,3%
Flujo neto del periodo	813.854	(311.049)	1.124.903	(361,6%)

Al 31 de diciembre de 2013, las actividades de la operación generaron un flujo neto positivo de Ch\$1.700.976 millones, mostrando un aumento del 10,2% respecto a igual período del año anterior. Este flujo está compuesto principalmente por los cobros por ventas y otros ingresos por Ch\$7.107.141 millones, cobros de otros ingresos de las operaciones por Ch\$509.496 millones, compensado por pago a proveedores por Ch\$3.690.576 millones, pago a empleados por Ch\$448.354 millones y otros pagos de operación por Ch\$1.776.731 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de Ch\$1.223.887 millones, que comparado con igual período del año anterior representa una menor caja equivalente del 45,3% o Ch\$381.751 millones. Estos desembolsos corresponden a inversiones en depósitos a plazo mayor a 90 días por Ch\$561.672 millones, incorporación de propiedades, plantas y equipos por Ch\$603.414 millones, incorporación de activos intangibles (CINIIF12) por Ch\$169.371 millones, incremento de inversión en asociada Hidroaysén por Ch\$5.085 millones, compensado por intereses recibidos por Ch\$92.177 millones, otras entradas de efectivo Ch\$14.396 millones y dividendos recibidos por Ch\$9.082 millones.

Las actividades de financiamiento originaron un flujo neto positivo de Ch\$336.765 millones, principalmente por la emisión de acciones por Ch\$1.130.818 millones y por la obtención de préstamos por Ch\$530.736 millones, compensado por el pago de dividendos por Ch\$482.046 millones, por pagos de préstamos por Ch\$563.050 millones, por pago de intereses por Ch\$230.584 millones y otros desembolsos de financiamiento por Ch\$49.109 millones.

INFORMACIÓN PROPIEDADES PLANTAS Y EQUIPOS POR COMPAÑÍA
(millones de pesos)

Empresa	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Plantas y equipos		Depreciación	
	dic-13	dic-12	dic-13	dic-12
Endesa Chile Consolidado	292.017	257.483	189.695	184.568
Cachoeira Dourada	5.971	8.209	5.800	6.389
CGTF	11.084	4.028	5.996	6.524
CIEN	5.574	3.220	13.524	14.068
Chilectra S.A.	40.248	47.435	25.402	25.414
Edesur S.A.	126.535	85.540	12.909	14.336
Edelnor S.A.	58.114	48.450	24.006	23.483
Ampla (*)	105.266	112.415	51.402	57.535
Coelce (*)	59.835	74.774	35.481	34.675
Codensa S.A.	62.608	61.143	61.825	65.855
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	250	274	263	259
ICT Servicios Informáticos Ltda	9	92	47	28
Holding Enersis y sociedades de inversión	4.825	1.368	830	1.350
Cemsa	12	-	40	-
Dock Sud	-	-	5.386	-
EE Piura	437	-	2.867	-
Total Consolidado	772.785	704.431	435.473	434.484

(*) Incluye activos intangibles por concesiones

Principales Riesgos Asociados a la Actividad del Grupo Enersis

Las actividades del Grupo están sujetas a un amplio conjunto de normas gubernamentales, y los cambios que se introduzcan en ellas podrían afectar sus actividades, situación económica y resultado de las operaciones.

Las filiales operativas del Grupo están sujetas a una amplia normativa sobre tarifas y otros aspectos que regulan sus actividades, tanto en Chile, como en los demás países en que operan. En consecuencia, la introducción de nuevas leyes o normas, como la modificación de las leyes o normas vigentes, podrían impactar sus actividades, situación económica y resultados de las operaciones.

Estas nuevas leyes o normas, en ocasiones, modifican aspectos de la regulación que pueden afectar derechos existentes lo que, en su caso, podría tener efectos adversos sobre resultados futuros del grupo.

Las actividades del grupo están sujetas a una amplia reglamentación medioambiental que Enersis cumple de manera permanente. Eventuales modificaciones que se introduzcan en estas materias, podrían afectar las actividades, situación económica y el resultado de las operaciones.

Enersis y sus filiales operativas están sujetas a la normativa medioambiental, que, entre otras cosas, exige la realización de estudios de impacto medioambiental para los proyectos en estudio, la obtención de licencias, permisos y otras autorizaciones preceptivas y el cumplimiento de todos los requisitos previstos en tales licencias, permisos y normas. Al igual que ocurre con cualquier empresa regulada, Enersis no puede garantizar que:

- Las autoridades públicas vayan a aprobar tales estudios de impacto medioambiental;
- La oposición pública no derive en retrasos o modificaciones de cualquier proyecto propuesto;
- Las leyes o normas no se modificarán ni interpretarán de forma tal que aumenten los gastos o se vean afectadas las operaciones, plantas o planes para las empresas del Grupo.

La actividad comercial del Grupo se ha planificado de manera de moderar eventuales impactos derivados de cambios en las condiciones hidrológicas.

Las operaciones del grupo Enersis incluyen la generación hidroeléctrica y, por lo tanto, dependen de las condiciones hidrológicas que existan en cada momento en las amplias zonas geográficas donde se ubican las instalaciones de generación hidroeléctrica del Grupo. Si las condiciones hidrológicas producen sequías u otras condiciones que influyan negativamente en la actividad de generación hidroeléctrica, los resultados podrían verse adversamente afectados, razón por la cual Enersis ha definido como parte esencial de su política comercial no contratar el 100% del total de su capacidad. A su vez, el negocio eléctrico se ve afectado por condiciones atmosféricas tales como temperaturas medias que condicionan el consumo. Dependiendo de cuales sean las condiciones climáticas se pueden producir diferencias en el margen que se obtiene por el negocio.

La situación financiera y el resultado de las operaciones pueden resultar adversamente afectados si no se gestiona eficazmente la exposición al riesgo del tipo de interés, precios de "commodities" y tipo de cambio de divisas.

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 72% al 31 de diciembre de 2013.

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

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

Posición neta

	31-12-2013	31-12-2012	01-01-2012
Tasa de interés fijo	72%	60%	61%
Tasa de interés variable	28%	40%	39%
Total	100%	100%	100%

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 del dólar.

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.

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

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 31 de diciembre de 2013, no hay operaciones vigentes de derivados de commodities. Al 31 de diciembre de 2012, estaban vigentes operaciones swaps por 462 mil barriles de Brent para enero 2013 y 365 mil toneladas de carbón para el período febrero-junio de 2013 (al 1 de enero de 2012 no existían instrumentos de cobertura vigentes).

De acuerdo a las condiciones operativas que se actualizan permanentemente, éstas coberturas pueden ser modificadas, o incluir otros commodities.(ver nota 21.3)

Riesgo de liquidez

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

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros. ver notas 19, 21 y anexo 4.

Al 31 de diciembre de 2013, el Grupo Enersis presenta una liquidez de M\$ 1.606.387.569 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 208.900.680 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2012, el Grupo Enersis tenía una liquidez de M\$ 815.832.061 en efectivo y medios equivalentes y M\$ 240.683.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional (M\$ 1.187.684.209 y M\$ 238.832.000 respectivamente, al 1 de enero de 2012).

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) 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 investment grade.

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 pérdida 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 los posibles incrementos de valor razonable de la cartera en un día.

La valoración de las distintas posiciones de deuda y derivados financieros incluidos en el cálculo, se han realizado de forma consistente con la metodología de cálculo del capital económico reportado a la Gerencia.

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	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Tipo de Interés	17.236.855	15.933.808
Tipo de cambio	3.074.168	2.346.380
Correlación	(390.965)	(468.249)
Total	19.920.058	17.811.939

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado durante los ejercicios 2013 y 2012 en función del inicio/vencimiento de las operaciones.

Otros riesgos

Como es práctica habitual en créditos bancarios y en operaciones de mercados de capital, una porción del endeudamiento financiero de Enersis y de su filial Endesa Chile, está sujeta a disposiciones de incumplimiento cruzado. De no ser subsanados ciertos incumplimientos, podrían resultar en un incumplimiento cruzado y eventualmente podrían llegar a hacerse exigibles ciertos pasivos de estas compañías.

El no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de deudas de estas compañías o en el caso de Endesa Chile, cuyo capital insoluto individual exceda el equivalente de US\$50 millones y cuyo monto en mora también exceda el equivalente de US\$50 millones, podría dar lugar al pago anticipado del créditos sindicado. Además, este préstamo contiene disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en Endesa Chile, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas por un monto superior a US\$ 50 millones, y expropiación de activos, entre otros, podría ocasionar la declaración de aceleración de esos créditos.

Por otro lado, el no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable - de cualquier deuda de Enersis y Endesa Chile, o de cualquiera de sus filiales chilenas, con un monto de capital que exceda los US\$30 millones podría dar lugar al pago anticipado obligatorio de los bonos Yankee.

Por último, en el caso de los bonos locales y las líneas de crédito de Enersis y Endesa Chile, el pago anticipado de estas deudas, se desencadena sólo por incumplimiento del Emisor.

No hay cláusulas en los convenios de crédito por las cuales cambios en la clasificación corporativa o de la deuda de estas compañías por las agencias clasificadoras de riesgo produzcan la obligación de hacer prepagos de deuda.

Valor Libro y Valor Económico de los Activos

Respecto de los activos de mayor importancia cabe mencionar lo siguiente:

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. Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecian 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. Dicha vida útil estimada se revisa periódicamente.

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes y la participación no controladora identificables de una Sociedad filial, en la fecha de adquisición. La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable 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) de los Estados Financieros.

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

Los activos expresados en moneda extranjera, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del período.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corto y largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las que prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en las Notas N° 2 y 3 de los Estados Financieros.



Estados
Financieros
Resumidos Filiales

BALANCES GENERALES RESUMIDOS POR FILIAL	Chilectra		IM Velasco		ICT		Distrilima		Edesur	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Activos										
Activos Corrientes	192.097.250	161.687.282	28.153.031	33.271.371	4.335.716	4.302.210	106.049.490	83.158.204	217.226.659	75.393.800
Activos No Corrientes	1.210.687.971	1.141.771.231	38.156.933	35.410.602	230.392	277.435	487.752.640	456.528.437	284.575.650	249.249.899
Total Activos	1.402.785.221	1.303.458.513	66.309.964	68.681.973	4.566.108	4.579.645	593.802.130	539.686.641	501.802.309	324.643.699
Patrimonio Neto y Pasivos										
Pasivos Corrientes	228.651.498	195.903.832	3.943.279	4.487.954	3.866.062	2.560.716	119.780.608	121.210.186	446.887.892	376.427.291
Pasivos No Corrientes	43.735.684	70.857.009	460.705	473.280	598.655	636.653	213.494.034	202.239.407	26.488.657	17.990.950
Patrimonio Neto	1.130.398.039	1.036.697.672	61.905.980	63.720.739	101.391	1.382.276	260.527.488	216.237.048	28.425.760	(69.774.542)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.130.394.257	1.036.694.223	31.478.390	34.626.084	101.391	1.382.276	146.317.673	118.562.891	28.425.760	(69.774.542)
Participaciones no controladoras	3.782	3.449	30.427.590	29.094.655			114.209.815	97.674.157		
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.402.785.221	1.303.458.513	66.309.964	68.681.973	4.566.108	4.579.645	593.802.130	539.686.641	501.802.309	324.643.699

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES RESUMIDOS POR FILIAL

Ingresos de actividades ordinarias	959.692.208	974.543.004	14.947.934	12.042.940	5.445.388	6.158.048	395.765.287	364.412.134	268.473.425	309.297.973
Otros ingresos	15.331.423	10.195.417	494.416	4.996.179	-	47.658	18.141.906	20.597.384	260.179.628	11.944.051
Total de Ingresos de actividades ordinarias y Otros ingresos	975.023.631	984.738.421	15.442.350	17.039.119	5.445.388	6.205.706	413.907.193	385.009.518	528.653.053	321.242.024
Materias primas y consumibles utilizados	(712.458.219)	(728.000.745)	(2.930.751)	(2.431.812)	(109.116)	(82.827)	(266.450.403)	(252.013.491)	(169.802.328)	(175.422.082)
Margen de Contribución	262.565.412	256.737.676	12.511.599	14.607.307	5.336.272	6.122.879	147.456.790	132.996.027	358.850.725	145.819.942
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	4.205.303	2.794.597					2.798.463	2.533.884	18.108.177	12.470.078
Gastos por beneficios a los empleados	(30.387.944)	(28.098.186)	(1.650.021)	(1.319.557)	(5.369.505)	(4.327.519)	(20.112.810)	(18.344.299)	(121.588.649)	(96.765.119)
Gastos por depreciación y amortización	(27.033.400)	(27.216.121)	(262.570)	(258.514)	(47.379)	(28.359)	(24.005.738)	(23.483.203)	(12.909.107)	(14.336.316)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor)	(8.277.086)	(6.631.388)	-	2.646.265			(816.132)	(1.342.800)	(1.951.710)	(1.373.527)
Otros gastos por naturaleza	(62.191.405)	(64.211.702)	(2.524.929)	(2.588.648)	(1.142.014)	(1.448.526)	(21.223.124)	(22.299.415)	(118.511.278)	(99.917.490)
Resultado de Explotación	138.880.880	133.374.876	8.074.079	13.086.853	(1.222.626)	318.475	84.097.449	70.060.194	121.998.158	(54.102.432)
Otras ganancias (pérdidas)	(176.425)	(173.274)	2.389.327	691.435			905.210	(97.875)		
Ingresos financieros	8.218.476	10.291.434	466.951	867.170			2.556.959	4.049.011	32.944.854	5.357.720
Costos financieros	(7.777.656)	(2.281.297)	(189.921)	(24.583)	(159.754)	(91.677)	(16.299.929)	(15.523.098)	(45.795.956)	(35.873.443)
Participación en las ganancias (pérdida) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	118.317.880	58.068.549	29.749	19.887	-	-	-	-	42.229	80.601
Diferencias de cambio	(499.236)	8.655	962	3.572	210.914	(16.547)	(350.443)	231.523	(327.888)	796.187
Resultados por unidades de reajuste	558.758	1.204.984	58.746	59.270	679	-				
Ganancia (pérdida) antes de Impuesto	257.522.677	200.493.927	10.829.893	14.703.604	(1.170.787)	210.251	70.909.246	58.719.755	108.861.397	(83.741.367)
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(31.370.850)	(24.732.758)	(1.881.334)	(2.095.412)	(71.068)	235.806	(19.842.343)	(18.540.672)	(10.685.347)	2.935.068
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	226.151.827	175.761.169	8.948.559	12.608.192	(1.241.855)	446.057	51.066.903	40.179.083	98.176.050	(80.806.299)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas										
Ganancia (Pérdida)	226.151.827	175.761.169	8.948.559	12.608.192	(1.241.855)	446.057	51.066.903	40.179.083	98.176.050	(80.806.299)

Ganancia (pérdida) atribuible a

Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	226.151.494	175.760.807	5.365.624	7.905.342	(1.241.855)	446.057	26.660.899	20.888.248	98.176.050	(80.806.299)
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	333	362	3.582.935	4.702.850	-	-	24.406.004	19.290.835	-	-
Ganancia (Pérdida)	226.151.827	175.761.169	8.948.559	12.608.192	(1.241.855)	446.057	51.066.903	40.179.083	98.176.050	(80.806.299)

Estado de Otros Resultados Integrales:

Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	(20.002.134)	(74.369.165)	(13.317)	(29.719)	(39.030)	(70.408)	1.916.668	(4.916.713)	24.252	6.120.307
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	206.149.693	101.392.004	8.935.242	12.578.473	(1.280.885)	375.649	52.983.571	35.262.370	98.200.302	(74.685.992)
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	206.149.360	101.391.642	5.352.307	7.875.623	(1.280.885)	375.649	27.754.782	18.779.655	98.200.302	(74.685.992)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	333	362	3.582.935	4.702.850			25.228.789	16.482.715		
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	206.149.693	101.392.004	8.935.242	12.578.473	(1.280.885)	375.649	52.983.571	35.262.370	98.200.302	(74.685.992)

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

Capital emitido	367.928.682	367.928.682	25.916.801	25.916.801	500.000	500.000	32.841.625	32.841.625	135.477.599	135.477.599
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.134.938.014	1.027.496.558	15.224.380	18.372.681	(398.609)	882.276	86.894.368	60.748.105	(43.583.682)	(157.640.473)
Primas de emisión	566.302	566.302								
Otras reservas	(373.038.741)	(359.297.319)	(9.662.791)	(9.663.398)			26.581.680	24.973.161	(63.468.157)	(47.611.668)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.130.394.257	1.036.694.223	31.478.390	34.626.084	101.391	1.382.276	146.317.673	118.562.891	28.425.760	(69.774.542)
Participaciones no controladoras	3.782	3.449	30.427.590	29.094.655			114.209.815	97.674.157		
Total Patrimonio Neto	1.130.398.039	1.036.697.672	61.905.980	63.720.739	101.391	1.382.276	260.527.488	216.237.048	28.425.760	(69.774.542)

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO RESUMIDOS POR FILIAL

Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	136.491.828	86.539.177	14.482.029	493.531	(652.510)	(458.068)	79.288.813	91.741.872	148.438.912	89.516.537
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(25.261.494)	(34.314.066)	(3.176.177)	7.917.089	(9.006)	(92.142)	(60.260.217)	(47.481.466)	(126.534.530)	(81.650.625)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(95.280.198)	(71.996.235)	(11.335.396)	(10.602.978)	661.516	550.040	(5.502.637)	(25.812.427)	(18.504.534)	(10.911.887)
Flujo Neto Positivo (Negativo) del Período	15.950.136	(19.771.124)	(29.544)	(2.192.358)	-	(170)	13.525.959	18.447.979	3.399.848	(3.045.975)
Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo	23.570	(10.819)					451.938	86.344	(8.682.746)	(4.075.565)
Efecto de los Cambios del Alcance de la Consolidación en Efectivo y Equivalentes al Efectivo										
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	6.800.784	26.582.727	43.870	2.236.228	-	170	27.824.496	9.290.173	13.979.227	21.100.767
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	22.774.490	6.800.784	14.326	43.870	-	-	41.802.393	27.824.496	8.696.329	13.979.227

Endesa Chile		Codensa		Endesa Brasil		Generalima		Cemsa		Dock Sud		Caboblanco	
2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
965.431.656	781.353.916	286.639.350	248.759.161	828.001.928	760.292.146	1.090.863		31.020.654		31.153.011		33.336.208	
5.796.693.180	5.671.877.147	965.222.710	949.733.044	2.190.312.916	2.272.323.291	42.451.799		838.347		67.474.319		76.556.547	
6.762.124.836	6.453.231.063	1.251.862.060	1.198.492.205	3.018.314.844	3.032.615.437	43.542.662		- 31.859.001		- 98.627.330		- 109.892.755	
1.238.391.435	1.066.017.628	289.883.566	279.593.206	507.172.893	444.024.393	10.035.150		26.525.439		123.350.918		11.319.405	
1.935.919.411	1.952.720.106	345.076.634	311.739.452	806.219.181	861.339.706	6.827.226		-		14.217.920		48.505.916	
3.587.813.990	3.434.493.329	616.901.860	607.159.547	1.704.922.770	1.727.251.338	26.680.286		- 5.333.562		- (38.941.508)		- 50.067.434	
2.651.967.847	2.541.242.399	616.901.860	607.159.547	1.227.716.464	1.239.270.779	26.680.286		5.333.562		(21.999.201)		30.123.118	
935.846.143	893.250.930	-	-	477.206.306	487.980.559	-		-		(16.942.307)		19.944.316	
6.762.124.836	6.453.231.063	1.251.862.060	1.198.492.205	3.018.314.844	3.032.615.437	43.542.662		- 31.859.001		- 98.627.330		- 109.892.755	
1.965.903.869	2.255.145.360	815.252.120	817.309.800	1.699.600.885	1.968.531.547	-		620.620		40.248.435		33.568.037	
61.528.111	65.239.964	37.527.949	34.312.657	171.869.960	164.218.781	-		970.867		938.059		183.734	
2.027.431.980	2.320.385.324	852.780.069	851.622.457	1.871.470.845	2.132.750.328	-		1.591.487		41.186.494		33.751.771	
(830.873.572)	(1.318.479.928)	(464.474.671)	(464.300.284)	(1.082.324.727)	(1.261.579.002)	-		-		(23.933.029)		(19.030.165)	
1.196.558.408	1.001.905.396	388.305.398	387.322.173	789.146.118	871.171.326	-		1.591.487		17.253.465		14.721.606	
18.981.922	12.763.186	3.809.445	2.364.028	13.877.942	15.741.611	83.324		-		-		100.952	
(123.449.758)	(102.456.232)	(33.308.955)	(31.246.085)	(100.989.527)	(107.076.607)	(243.972)		(1.451.550)		(3.049.753)		(1.391.222)	
(189.695.339)	(184.567.997)	(61.825.005)	(65.854.529)	(112.424.426)	(119.521.229)	(3.778)		(39.631)		(5.386.196)		(2.868.718)	
(6.458.953)	(11.117.362)	(236.860)	(149.840)	(51.248.898)	(24.644.075)	-		-		(5.788.836)		(99.448)	
(113.097.401)	(104.111.190)	(55.855.604)	(53.664.095)	(147.730.283)	(154.897.934)	(320.649)		(540.725)		(5.563.959)		(3.219.005)	
782.838.879	612.415.801	240.888.419	238.771.652	390.630.926	480.773.092	(485.075)		- (440.419)		- (2.535.279)		- 7.244.165	
3.357.139	1.422.458	70.773	(399.837)	2.761.811	1.983.259	-		-		50.614		10.644	
18.292.343	14.629.962	7.279.595	8.755.185	144.271.487	180.503.948	691		298.995		1.187.960		245.688	
(142.666.776)	(148.468.667)	(30.335.481)	(35.098.815)	(120.687.813)	(155.347.081)	(181.265)		37.891		(6.746.174)		(1.191.761)	
119.347.183	135.012.994	933.704	2.467.640	3	-	-		-		-		-	
(13.756.657)	(12.090.438)	(67.117)	74.810	2.063.075	(20.168)	(193.434)		532.544		(23.419.384)		(3.025.626)	
1.001.573	(1.066.291)												
768.413.684	601.855.819	218.769.893	214.570.635	419.039.489	507.893.050	(859.083)		- 429.011		- (31.462.263)		- 3.283.110	
(204.907.447)	(182.832.956)	(75.302.322)	(69.798.738)	(96.490.988)	(129.497.177)	-		(156.243)		(1.609.248)		(1.080.393)	
563.506.237	419.022.863	143.467.571	144.771.897	322.548.501	378.395.873	(859.083)		- 272.768		- (33.071.511)		- 2.202.717	
563.506.237	419.022.863	143.467.571	144.771.897	322.548.501	378.395.873	(859.083)		- 272.768		- (33.071.511)		- 2.202.717	
353.926.779	234.335.264	143.467.571	144.771.897	235.577.056	265.749.923	(859.083)		272.768		(22.049.606)		1.322.234	
209.579.458	184.687.599	-	-	86.971.445	112.645.950	-		-		(11.021.905)		880.483	
563.506.237	419.022.863	143.467.571	144.771.897	322.548.501	378.395.873	(859.083)		- 272.768		- (33.071.511)		- 2.202.717	
(76.447.979)	(97.942.733)	4.252.616	2.587.588	(54.523.686)	(287.545.451)	10.309		(1.084.299)		5.266.388		1.212.989	
487.058.258	321.080.130	147.720.187	147.359.485	268.024.815	90.850.422	(848.774)		- (811.531)		- (27.805.123)		- 3.415.706	
279.020.022	143.125.464	147.720.187	147.359.485	194.504.357	57.845.231	(848.774)		(811.531)		(19.358.854)		2.043.407	
208.038.236	177.954.666	-	-	73.520.458	33.005.191	-		-		(8.446.269)		1.372.299	
487.058.258	321.080.130	147.720.187	147.359.485	268.024.815	90.850.422	(848.774)		- (811.531)		- (27.805.123)		- 3.415.706	
1.331.714.085	1.331.714.085	7.905.014	7.905.014	1.096.540.465	1.064.552.408	27.523.467		2.210.996		20.613.502		7.633.530	
1.908.211.855	1.709.375.632	113.020.789	107.753.937	(56.839.568)	(65.958.283)	(859.083)		272.768		(22.049.606)		21.768.415	
206.008.557	206.008.557												
(793.966.650)	(705.855.875)	495.976.057	491.500.596	188.015.567	240.676.654	15.902		2.849.798		(20.563.097)		721.173	
2.651.967.847	2.541.242.399	616.901.860	607.159.547	1.227.716.464	1.239.270.779	26.680.286		- 5.333.562		- (21.999.201)		- 30.123.118	
935.846.143	893.250.930	-	-	477.206.306	487.980.559	-		-		(16.942.307)		19.944.316	
3.587.813.990	3.434.493.329	616.901.860	607.159.547	1.704.922.770	1.727.251.338	26.680.286		- 5.333.562		- (38.941.508)		- 50.067.434	
707.769.050	537.983.871	204.679.719	208.363.262	462.876.861	534.914.848	(4.554.972)		(2.938.020)		3.035.781		4.198.274	
(185.746.221)	(258.318.637)	(103.377.146)	(82.033.473)	(200.069.337)	(319.988.964)	(1.283.549)		601.286		979.433		(3.988.473)	
(429.587.423)	(433.998.172)	(115.866.665)	(128.290.734)	(199.139.356)	(240.631.954)	3.185.843		-		(3.735.552)		(2.223.752)	
92.435.406	(154.332.938)	(14.564.092)	(1.960.945)	63.668.168	(25.706.070)	(2.652.678)		- (2.336.734)		- 279.662		- (2.013.951)	
(4.305.760)	242.400	(1.093.537)	2.828.859	(9.496.729)	(57.005.701)	44.059		(342.437)		(786.672)		409.279	
235.677.733	389.768.271	132.138.585	131.270.671	196.014.132	278.725.903	2.629.916		5.278.030		6.920.111		8.337.350	
323.807.379	235.677.733	116.480.956	132.138.585	250.185.571	196.014.132	21.297		- 2.598.859		- 6.413.101		- 6.732.678	

Administración y Ejecutivos Principales

PRESIDENTE
Pablo Yrarrázaval Valdés
TELÉFONO (56-2) 2353 4663

VICEPRESIDENTE
Borja Prado Eulate
TELÉFONO (56-2) 2353 4631

DIRECTOR
Andrea Brentan
TELÉFONO (56-2) 2353 4631

DIRECTOR
Luigi Ferraris
TELÉFONO (56-2) 2353 4631

DIRECTOR
Hernán Somerville Senn
TELÉFONO (56-2) 2353 4631

DIRECTOR
Leonidas Vial Echeverría
TELÉFONO (56-2) 2353 4631

DIRECTOR
Rafael Fernández Morandé
TELÉFONO (56-2) 2353 4631

GERENTE GENERAL
Ignacio Antoñanzas Alvear
TELÉFONO (56-2) 2353 4510

SUBGERENTE GENERAL
Massimo Tambosco
TELÉFONO (56-2) 2353 4613

GERENTE DE COMUNICACIÓN
Daniel Martini
TELÉFONO (56-2) 2353 4666

GERENTE DE AUDITORÍA INTERNA
Alain Rosolino
TELÉFONO (56-2) 2353 4647

GERENTE DE ADMINISTRACIÓN, FINANZAS Y CONTROL
Eduardo Escaffi Johnson
TELÉFONO (56-2) 2353 4682

GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL
Marco Fadda
TELÉFONO (56-2) 2353 4684

FISCAL Y SECRETARIO DEL DIRECTORIO
Domingo Valdés Prieto
TELÉFONO (56-2) 2353 4631

GERENTE RECURSOS HUMANOS Y ORGANIZACIÓN
Carlos Niño Forero
TELÉFONO (56-2) 2675 2780

GERENTE DE APROVISIONAMIENTO
Eduardo López Miller
TELÉFONO (56-2) 2353 4635

GERENTE DE SERVICIOS GLOBALES
Jaime Sánchez Cano
TELÉFONO (56-2) 2353 5159

Relación con inversionistas y accionistas

GERENTE DE RELACIÓN CON INVERSIONISTAS
Pedro Cañamero González
TELÉFONO (56-2) 2353 4682

CITIBANK NY
Teresa Loureiro-Stein
TELÉFONO (1-212) 816 6814

SANTANDER INVESTMENT
Ignacio Algora
TELÉFONO (34-91) 289 3951



Enersis es una empresa del Grupo Enel

www.enersis.cl