



MEMORIA ANUAL 2015

endesa
chile

Bolsa de Comercio de Santiago

ENDESA

Bolsa de Nueva York

EOC

Bolsa de Madrid

XEOC*

Endesa Chile se constituyó en 1943 bajo la razón social de Empresa Nacional de Electricidad S.A. En 1994 se modificaron los estatutos de la sociedad, incorporándose el nombre de fantasía "Endesa" y en 2005, se agregó el nombre de fantasía "Endesa Chile." La compañía está inscrita en el Registro de Comercio de Santiago, a fs. 61 N°62 y fs. 65 vta. N°63, respectivamente, con fecha 19 de enero de 1944. Tiene su domicilio social y oficinas principales en calle Santa Rosa 76, Santiago de Chile. Su capital social, al 31 de diciembre de 2015, era de \$1.331.714.085 miles, representado por 8.201.754.580 acciones. Sus acciones cotizan en las bolsas de comercio chilenas, en la Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE), en la forma de American Depository Receipts (ADR), y en la Bolsa de Madrid (Latibex). El objeto de la sociedad es explotar la producción, transporte y distribución de energía eléctrica. La empresa también tiene por objeto prestar servicios de consultoría, realizar inversiones en activos financieros, desarrollar proyectos y efectuar actividades en el campo energético y en otros en el que la energía eléctrica sea esencial, y -asimismo- participar en concesiones de infraestructura de obras públicas en las áreas civiles o hidráulicas. Endesa Chile es una compañía líder del sector eléctrico chileno y una de las principales sociedades eléctricas en los mercados en los que opera. Sus activos totales ascendieron a \$7.278.770 millones, al 31 de diciembre de 2015.*

Obtuvo ingresos por \$2.846.926 millones, un resultado de explotación de \$973.400 millones y una utilidad, después de impuestos, de \$392.868 millones. Al término de 2015, la dotación de personal total de la empresa era de 2.328 trabajadores, de los cuales 997 se desempeñaban en Chile, 561 en Argentina, 510 en Colombia y 260 en Perú.

(*) A partir del 4 de diciembre de 2015, Endesa Chile se deslistó del Latibex, por lo que sus acciones no serán transadas en lo sucesivo en dicha bolsa de valores. Esta solicitud fue planteada por la misma compañía y fue aprobada por el Consejo de Administración de Bolsas y Mercados Españoles, Sistemas de Negociación S.A.

■ Memoria Anual 2015

Índice

- > Carta del Presidente | **4**
- > Hitos 2015 | **10**
- > Principales Indicadores Financieros de Operación | **16**
- > Identificación de la Compañía y Documentos Constitutivos | **20**
- > Propiedad y Control | **26**
- > Recursos Humanos | **42**
- > Transacciones Bursátiles | **58**
- > Dividendos | **64**
- > Política de Inversión y Financiamiento | **76**
- > Factores de Riesgo | **84**
- > Reorganización Societaria | **104**
- > Marco Regulatorio de la Industria Eléctrica | **110**
- > Negocios de la Compañía | **134**
- > Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible | **168**
- > Investigación, Desarrollo e Innovación | **176**
- > Cuadro Esquemático de Participaciones | **182**
- > Hechos Relevantes de la Entidad | **190**
- > Identificación de las Compañías Filiales y Coligadas | **216**
- > Declaración de Responsabilidad | **234**
- > Estados Financieros Consolidados | **238**
- > Análisis Razonado de los Estados Financieros Consolidados | **450**
- > Estados Financieros Resumidos Empresas Filiales | **472**

■ Carta del Presidente

Estimados accionistas, estas breves líneas tienen por finalidad introducir la Memoria Anual y los Estados Financieros de Endesa Chile, correspondientes al ejercicio 2015. La información en detalle sobre los hitos y principales tendencias que caracterizaron el actuar de la empresa durante el año pasado podrán encontrarla en los capítulos y páginas siguientes.

El 2015, fue un periodo relevante en los 72 años de Endesa Chile como empresa. Fue un ejercicio en el que se avanzó en la consolidación de los logros obtenidos por generaciones de trabajadores y profesionales que han laborado en la compañía, pero sobre todo fue una etapa en la que se asentaron nuevas bases para seguir proyectando el futuro de Endesa Chile y, de esa manera, seguir cumpliendo con la que ha sido nuestra vocación permanente: ser impulsores de desarrollo y fuente de bienestar para Chile y cada uno de los mercados en los que estamos presentes.

Este recorrido ha sido posible porque Endesa Chile siempre ha contado con activos invaluables: la calidad, el esfuerzo y el compromiso de su capital humano, el cual ha sido clave para superar los desafíos propios de cada una de las etapas de su desarrollo, incluidos los retos de 2015. Y sé que ellos también serán decisivos para seguir avanzando con éxito de cara al futuro. A nombre del Directorio que tengo el honor de presidir, quisiera aprovechar estas líneas para hacer llegar nuestros sinceros agradecimientos a cada una de las personas que trabajan en la compañía, por las tareas desempeñadas durante el ejercicio.

Impulsar el desarrollo, generando la energía que alimenta los motores de la economía y que hace posible el acceso a una mejor calidad de vida para las personas, ha implicado desde siempre saber adaptarnos a los incesables cambios que experimentan los mercados y la sociedad. Hablar de energía es hablar de movimiento, y saber aportarla de manera segura, amigable con el medio ambiente, oportuna y en cantidades suficientes, requiere saber anticiparse a lo que las personas, las empresas y las sociedades anhelan y nos piden. Todo ello, sin olvidar nuestro perma-

nente reto empresarial de hacerlo de forma eficiente y rentable, asegurando el crecimiento de la compañía para ser una fuente de valor relevante para nuestros accionistas, nuestros trabajadores y las sociedades en las que nos desarrollamos.

En todos sus años de historia, Endesa Chile ha sido capaz de construir un indudable sitio de liderazgo en Chile, y a nivel latinoamericano a través de nuestra destacada presencia en Argentina, Brasil, Colombia y Perú, lo que nos convierte en uno de los mayores generadores de la región. Este sitio se reflejó en una estructura que fue el resultado de una larga historia de procesos de privatizaciones, fusiones y adquisiciones que nos permitieron crecer y consolidarnos. Sin embargo, esta forma de organizarnos dio pie a una serie de complejidades y dificultades, como conflictos de intereses entre vehículos, procesos de decisión inefficientes y falta de un foco industrial, los cuales hacían necesario adoptar nuevos enfoques para aprovechar todo el potencial de la empresa y mejorar su capacidad de reacción ante los cambios producidos en los mercados.

A ello se unía la necesidad de saber adaptar nuestra organización a las profundas transformaciones ocurridas en Chile, en su sociedad y en los territorios en los cuales operamos. Así, vimos que debíamos desplegar una nueva y clara visión de futuro para nuestro negocio. Que debíamos aprender de las cosas que pudimos haber hecho de otra forma y mejorar nuestras prácticas y procedimientos; así como capturar el máximo de sinergias con la experiencia y capacidades que han convertido al Grupo Enel, en una de las mayores corporaciones energéticas del mundo.

Estimados accionistas, la tarea que tenemos por delante es construir una empresa más abierta, una compañía que dialogue permanentemente con sus entornos, y sepa recoger y sintonizar de mejor forma con sus necesidades y expectativas. Una empresa que sigue siendo motor de crecimiento y bienestar, y que para ello cuenta con un norte de desarrollo claro para las décadas siguientes.

Reestructuración societaria

Dado el contexto antes descrito fue que nuestro controlador, Enersis, propusiera a los accionistas una reestructuración societaria que simplificara la compleja estructura corporativa, con el fin de hacer más eficiente y ágil la toma de decisiones y la implementación de nuestros proyectos y quehaceres. En consecuencia, la propuesta de reorganización, aprobada en la Junta Extraordinaria de Accionistas realizada el 18 de diciembre de 2015, tuvo como ejes la separación de los activos de la compañía en Chile de los que tenemos en Perú, Colombia, Argentina y Brasil, traspasando estos últimos a una nueva firma llamada Endesa Américas. Posteriormente, ésta se fusionará con los activos y participaciones internacionales de Enersis y Chilectra, en Enersis Américas. De esta manera, estamos avanzando en la creación de un operador exclusivamente dedicado a Chile, el cual será el mayor actor eléctrico del país, y de un vehículo de inversión, localizado en Chile, con una estructura simple y ágil en otros países de Latinoamérica.

Los beneficios que obtendremos de este proceso son múltiples, entre ellos, contar con un proceso de toma de decisiones más ágil y eficiente, alinear intereses y consolidar utilidades; enfocar el negocio a los requerimientos de Chile; aumentar la eficiencia operacional, mediante una real reducción de costos, y mejorar la rentabilidad de nuestros accionistas, a través de una nueva política de dividendos.

Estamos seguros de que esta nueva forma de organizarnos para abordar nuestros quehaceres será beneficiosa no sólo para la empresa, sino que también para el país, ya que nos permite tener un foco de desarrollo estratégico claro para seguir cumpliendo con nuestra vocación histórica: brindar la energía necesaria para alimentar los motores del crecimiento y desarrollo de Chile. La tarea, claro está, no es sencilla, y la clave será crecer de forma rentable, sustentable y con un adecuado mix de producción que sea capaz de reaccionar rápidamente a los cambios en el mercado.

Resultados 2015

Estimados accionistas, 2015 fue un año en que la compañía siguió avanzando en sus distintos quehaceres y propósitos. Quisiera detenerme en los párrafos que siguen para hacer un breve resumen de los resultados alcanzados por nuestra operación durante el ejercicio. El detalle de los mismos podrá ser revisado en los capítulos respectivos que componen esta Memoria Anual y Estados Financieros.

Al respecto, puedo señalar que durante 2015, la capacidad instalada de Endesa Chile experimentó un aumento considerable en relación con el ejercicio 2014, alcanzado en total de 15.148 MW al cierre del ejercicio, lo que significó un incremento de 2,9% sobre los 14.715 MW del periodo anterior.



Enrico Viale

Presidente

En la misma línea, en 2015 la generación neta de energía de la compañía aumentó 4% respecto de 2014, alcanzando los 51.622 GWh. Este incremento se atribuye a una mayor generación térmica, principalmente en los ciclos combinados en Argentina y a la mayor producción de plantas a carbón en Colombia y Chile. Adicionalmente, la generación hidroeléctrica creció 2%, principalmente en Argentina y Chile.

Por su parte, las ventas físicas de energía aumentaron 8% al cierre de 2015, consiguiendo los 61.046 GWh, lo que significó un incremento de 4.354 GWh en relación con 2014. Esto, debido en gran medida a mayores ventas a los clientes regulados, fundamentalmente en Chile y Colombia, y a mayores ventas al mercado spot principalmente en los mercados de Argentina y Chile.

Los factores antes mencionados, en concordancia con una efectiva gestión comercial y de la operación de los centros de explotación de Endesa Chile, permitió que los ingresos totales se incrementaran 16%, alcanzando los \$2.846.926 millones. Esta cifra se explica, fundamentalmente, como consecuencia de mayores precios medios de venta de energía en Chile, mayores ventas físicas en Chile, Argentina y Colombia, y de mayores ingresos por \$69.941 millones aportados por GasAtacama, sociedad cuyos resultados se consolidan totalmente desde mayo de 2014.

El escenario antes descrito se tradujo en un crecimiento de 9% en el EBITDA consolidado de Endesa Chile a diciembre de 2015, totalizando \$1.191.661 millones. Uno de los factores con mayor incidencia fue el aumento en las ventas de energía, que correspondieron a 18%, las que se vieron compensadas por un aumento de los costos de aprovisionamientos y servicios de \$243.180 millones, 22% más respecto de 2014. En consecuencia, el resultado de explotación (EBIT) fue de \$963.400 millones, 10% más que los \$875.321 millones registrados en 2014.

El buen desempeño operacional de Endesa Chile, que destacó la gestión de la compañía durante 2015, trajo como resultado un beneficio neto atribuible a los accionistas de \$392.868 millones, lo que significó un aumento de 17% respecto de 2014. Este crecimiento se debió, entre otros

factores, a los mejores resultados operacionales obtenidos en Chile y Argentina, y a los mayores ingresos financieros y diferencias de tipo de cambio positivo por la dolarización de cuentas por cobrar en Argentina, relacionadas con inversiones de años anteriores.

Hitos 2015

Durante 2015, la compañía llevó adelante una serie de iniciativas y fueron múltiples los hitos que marcaron la gestión durante el pasado ejercicio. Quisiera destacar algunos de los más importantes y que, una vez más hay que decirlo, son fruto del esfuerzo de todos los trabajadores, profesionales y técnicos.

En abril del año pasado, el complejo termoeléctrico Bocamina recibió por parte de las autoridades una nueva Resolución de Calificación Ambiental (RCA), que permitió, además de volver a operar la segunda unidad de la central -paralizada desde diciembre 2013-, iniciar un importante plan de mejoras e incorporar tecnología adicional a su operación, para dotarla de los más altos estándares ambientales.

Entre las diversas acciones que se implementaron, se introdujeron en ambas unidades de Bocamina filtros de tecnología avanzada, de alta eficiencia, para el sistema de enfriamiento con agua de mar, con la finalidad de minimizar el impacto en el medio marino. Luego de un arduo trabajo, conseguimos adelantar en dos meses la puesta en servicio de los filtros respecto de la fecha establecida por la autoridad.

Además, iniciamos las importantes obras de cobertura de las canchas de acopio de carbón, lo que permitirá mejorar el sistema de operación del combustible. Así, con la nueva RCA, Bocamina II volvió al normal funcionamiento, quedando disponible para el despacho en el Sistema Interconectado Central (SIC), el 2 de julio de 2015.

Este proceso estuvo acompañado también de la consolidación de una nueva forma de relacionarnos con las comunidades, personas y autoridades de Coronel, la que busca

establecer mecanismos de diálogo permanente y asentar relaciones de confianza duraderas, con el fin de concordar visiones de desarrollo comunes y de largo plazo con todos los stakeholders de la zona.

La voluntad de la empresa de constituirse en un motor para el desarrollo de Coronel, ha tomado forma a través de una serie de acuerdos con las comunidades y sus autoridades. Una iniciativa que refleja el compromiso en un ámbito tan importante como es la educación fue el trabajo conjunto realizado con la Municipalidad de Coronel y la Fundación Integra, mediante el cual se puso en marcha el jardín infantil y sala cuna Rayún. Se trata de un moderno recinto que atiende a más de 100 menores de la zona, para el cual la empresa realizó un aporte de \$250 millones para el diseño y construcción del establecimiento, emplazado en el sector La Peña.

También me gustaría destacar los avances que ha registrado nuestro proyecto hidroeléctrico Los Cóndores, situado en la zona cordillerana de la Región del Maule. La central, que avanza en su construcción según lo planificado, tendrá una capacidad instalada que bordeará los 150 MW. Cabe relevar la puesta en operación, en enero de 2016, de la Tunnel Boring Machine (TBM) de doble escudo, la cual inició la construcción del túnel de aducción de la planta.

De la misma forma, las iniciativas emprendidas por Endesa Chile fuera del país también registraron importantes avances. Así, en Colombia finalizó la construcción de nuestra central El Quimbo, planta hidroeléctrica de 400 MW que entregará al sistema colombiano una energía promedio anual de 2.216 GWh, lo que equivale al 4% del consumo total del país. Cabe destacar que unas 6.500 personas trabajaron en la construcción de esta iniciativa.

Adicionalmente, culminamos nuestro proyecto Salaco, también en Colombia, mediante el cual se rehabilitaron seis unidades generadoras, pertenecientes a las centrales Salto II, Laguneta y Colegio, actualmente conocida como Dario Valencia Samper. Con ello sumamos 144,8 MW al sistema interconectado de ese país, y ello a través de la tecnología de generación a filo de agua.

En Argentina, por otra parte, completamos la puesta en servicio con gasoil de los cuatro moto-generadores instalados por Hidroeléctrica El Chocón, en el predio de central Costanera, proceso que estuvo dentro de los montos presupuestados originalmente y sin registrar accidentes.

Por último, me gustaría destacar nuestra innovadora apuesta por la comercialización de Gas Natural que hemos emprendido en Chile. Esta iniciativa la hemos materializado a través de la inauguración de la primera Planta Satelital de Regasificación (PSR) ubicada en la Región del Maule, para suministro de gas a centros urbanos. Dicha planta permite que el Gas Natural y sus múltiples beneficios sean hoy una realidad en los hogares y empresas de la zona. Esta apuesta pudo concretarse gracias a una alianza con GasValpo, a través de Energas, y Productos Fernández.

Somos líderes en el mercado energético de Chile, contribuimos a la introducción del GNL en el país y ahora, a través de estas iniciativas, somos pioneros en la expansión de la cobertura del gas natural a lo largo del país. En diciembre de 2015, también pusimos en operación otra PSR en la ciudad de Los Andes, y marzo de 2016, junto al Ministro de Energía, Máximo Pacheco, inauguramos la PSR para las ciudades de La Serena y Coquimbo en la Región de Coquimbo.

De esta manera, estamos contribuyendo con una alternativa energética altamente eficiente y amigable con el medio ambiente, y todo ello a precios competitivos.

Nuevos proyectos

La compañía ha tenido siempre como norte acompañar el desarrollo de los mercados en los que estamos presentes, brindando la energía necesaria para alimentar los motores del crecimiento económico y del bienestar de las personas. Y para hacer realidad este compromiso, la empresa lleva adelante una serie de proyectos flexibles y opcionales en función de las necesidades energéticas y del contexto de los mercados en los que estamos presentes.



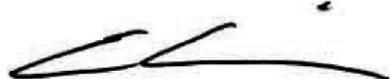
En Endesa Chile estamos instalando nuevas capacidades y herramientas que nos permitan adaptarnos a la evolución que han mostrado los mercados y las sociedades en las que operamos. Este nuevo enfoque lo hemos construido a partir de lo que ha sido nuestra historia y que asume también los aprendizajes recibidos a partir de las cosas que pudimos haber hecho mejor en el pasado. En concreto, hoy nuestro foco está en asegurar la viabilidad social y económica de nuestras iniciativas, para lo cual desarrollaremos proyectos que:

- > Cuenten con procesos aprobatorios más expeditos.
- > Que permitan una ejecución más rápida.
- > Que cuenten con contratos de largo plazo asegurados y precios que garanticen rentabilidad, y permitan un rápido retorno de la inversión.
- > Que cuenten con la aprobación de las comunidades y de la sociedad.

Hemos sido claros, la sostenibilidad de nuestros proyectos es una variable clave de nuestro negocio y es por ello que no desarrollaremos proyectos que no sean queridos por el país y sus comunidades. Y ello requiere de nuevas habilidades de la empresa: la de generar vínculos duraderos con los entornos y los stakeholders, la de crear fructíferos es-

pacios colaborativos que permitan generar visiones de desarrollo comunes, así como la de entender y respetar nuestros entornos naturales y culturales.

Estimados accionistas, nuestra empresa enfrenta hoy una nueva etapa en su desarrollo. Nuestros desafíos estarán definidos por entornos sociales más complejos, saber adaptarnos y seguir desplegando en este contexto la que ha sido nuestra convicción histórica, brindar la energía necesaria para el desarrollo de las naciones en las que estamos presentes, es el reto de esta nueva fase. La tarea no es sencilla, pero tengo el convencimiento de que los cambios que hemos emprendido y la construcción de las nuevas prácticas que estamos desplegando, nos encaminan con paso firme a buen puerto, que es el de una Endesa Chile cercana, transparente y dialogante, ágil en sus procesos de toma decisiones, y que es un actor insustituible en la senda del bienestar y del desarrollo de los países en los que operamos.



Enrico Viale
Presidente

Hitos 2015



ENERO

Central a Gas Natural San Isidro obtiene certificación en Sistema de Gestión de Energía: La central a gas natural que opera Endesa Chile en la Región de Valparaíso obtuvo la certificación por la implementación del Sistema de Gestión de Energía (SGE), sobre la base de la norma internacional ISO 50001, Energy Management Systems, y que tiene como propósito mejorar el desempeño, aumentar la eficiencia y reducir impactos ambientales, además de ampliar sus ventajas competitivas, sin alterar la productividad. En diciembre de 2013, San Isidro se convirtió en la primera central de generación del país en obtener el Sello de Eficiencia Energética, reconocimiento que otorga el Ministerio de Energía.



FEBRERO

Se firma protocolo de acuerdo que cierra proceso de Consulta Indígena por línea de transmisión Neltume-Pullinque:

Con la firma del Protocolo de Acuerdo Final entre la Comunidad Juan Quintumán y el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de la Región de Los Ríos, y la ratificación por parte de Endesa Chile de los puntos que contempla el documento, finalizó el proceso de Consulta Indígena que partió en mayo de 2013. Los acuerdos y compensaciones contemplan proyectos de infraestructura, mejoramiento de viviendas y otras iniciativas de beneficio a menores de edad y adultos mayores de la comunidad.

Endesa Chile concreta venta de túnel El Melón:

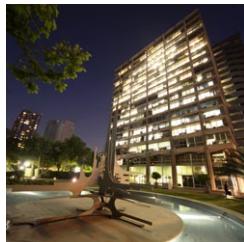
Endesa Chile, en conjunto con su filial Compañía Eléctrica Tarapacá, aceptó la oferta vinculante presentada por un fondo privado administrado por Independencia SA, por el 100% de la filial Túnel El Melón, por \$25.000 millones. La enajenación de Túnel El Melón se enmarca dentro del proceso de venta de activos no estratégicos del Grupo.



FEBRERO

Endesa Chile entregó equipo a la DGA que mide en tiempo real extracciones desde el embalse de la laguna del Maule:

En el marco del acuerdo que alcanzaron la compañía y la Junta de Vigilancia del Río Maule en marzo de 2014, con el propósito de optimizar los recursos hídricos de la cuenca del Maule, especialmente en escenarios de escasez, Endesa Chile entregó un transmisor satelital para la estación fluviométrica de la Dirección General de Aguas (DGA). El equipo, situado aguas abajo del embalse Laguna del Maule, permite disponer de datos en tiempo real de la cantidad de agua que es extraída.



MARZO

Endesa Chile anuncia nueva estructura organizacional:

El Directorio de la compañía aprobó la nueva estructura organizacional y la designación de nuevos ejecutivos, en línea con los desafíos y metas que se ha trazado el Grupo. Así, Ramiro Alfonsín, subgerente general de la compañía, pasó a desempeñarse también como gerente de Finanzas y Administración, asumiendo ambas responsabilidades. Dentro de los nombramientos, Claudio Helfmann asumió la gerencia de Desarrollo de Negocios; Bernardo Canales la gerencia de Ingeniería y Construcción, y Humberto Espejo la gerencia de Trading y Comercialización. La estructura organizacional de Endesa Chile está compuesta por las gerencias general, subgerencia general y de finanzas y administración, fiscalía, gerencia de planificación y control, gerencia de trading y comercialización, gerencia de desarrollo de negocio, gerencia de ingeniería y construcción, y gerencia de comunicación.



MARZO

Comisión de Evaluación Ambiental de la Región del Biobío aprobó proyecto de optimización de Bocamina II:

La entidad aprobó el proyecto de optimización de la central Bocamina II, cumpliendo una importante etapa dentro del proceso de evaluación de la planta y que dará paso a la implementación de importantes mejoras como la cobertura de las canchas de carbón y la instalación de filtros para el sistema de enfriamiento con agua de mar.

Ejecutivos del Grupo se reúnen con alcalde de Alto Biobío y dirigentes pehuenches

El country manager Chile y subgerente general de Eneresis, Daniel Fernández, junto al gerente general de Endesa Chile, Walter Moro, desarrollaron una exhaustiva agenda de trabajo en el Alto Biobío, para conocer personalmente la opinión de dirigentes, lonkos y autoridades locales sobre la compañía. Parte de los objetivos de la visita fue entender el entorno de las instalaciones, conocer a las personas y comprender cómo ven a Endesa Chile, saber qué sienten respecto de los proyectos, qué necesidades tienen, para ver qué tipo de proyecto colaborativo se puede realizar en conjunto.



ABRIL

Enrico Viale es elegido presidente de Endesa Chile:
Durante la celebración de la Junta Ordinaria de Accionistas el 27 de abril, se procedió a la renovación de los directores de la compañía. Fueron elegidos Enrico Viale, Ignacio Mateo, Francesco Buresti, Vittorio Vagliasindi, Francesca Gostinelli, Felipe Lamarca, Isabel Marshall, Enrique Cibie y Jorge Atton. En sesión de Directorio de Endesa Chile, se eligió como presidente de la compañía a Enrico Viale, mientras que Ignacio Mateo asumió como vicepresidente.

Parten pruebas de Bocamina I con mejoras ambientales:
Endesa Chile inició el proceso de las pruebas en Bocamina I con la finalidad de reanudar la operación de esta unidad, detenida en septiembre de 2014 para la implementación de mejoras ambientales y técnicas, en el marco de un programa de mantenimiento mayor. Con esto, la compañía dio un paso más en el proceso de normalización de las operaciones del complejo ubicado en Coronel, realizando todas las pruebas necesarias que permitan asegurar el buen funcionamiento de las mejoras introducidas.

Endesa Chile inicia estudios para analizar una posible reorganización societaria:

El 28 de abril de 2015, el Directorio de Enersis comunicó a Endesa Chile que resolvió iniciar los trabajos de análisis de una reorganización societaria tendiente a la separación de las actividades de generación y distribución realizadas en Chile de aquellas que desarrolla en el resto de Latinoamérica. Al respecto, el Directorio de Endesa Chile, en su sesión del 28 de abril de 2015, acordó iniciar los estudios para analizar una posible reorganización societaria consistente en la división de Endesa Chile.

Endesa Chile recibe Resolución de Calificación Ambiental por Bocamina II:
La Comisión de Evaluación Ambiental (CEA) de la Región del Biobío notificó a Endesa Chile sobre la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto de optimización de Bocamina II, ratificando la votación favorable que obtuvo la iniciativa el 16 de marzo de 2015. Con esto, la compañía inició el trabajo para dotar de nuevos estándares al complejo Bocamina, e instalarla como una de las mejores centrales de su tipo en Chile, con todas las mejoras técnicas y ambientales exigidas.

MAYO

Central Cipreses de Endesa Chile cumple 60 años generando energía hidroeléctrica desde la Región del Maule:

Cipreses fue la primera central hidroeléctrica construida en la cuenca del Río Maule, en mayo de 1955. Cuenta con una potencia instalada de 106 MW y un factor de planta superior al 75% en años de pluviometría normal.

Endesa Chile inicia proceso de puesta en servicio de Bocamina II:

Tras la obtención de la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) de Bocamina II, Endesa Chile dio un paso más en el reinicio de las operaciones del complejo termoeléctrico en Coronel. El 20 de mayo, la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) se pronunció favorablemente sobre la solicitud de Endesa Chile de calificar una solución técnica transitoria en la succión de las aguas de refrigeración.

JUNIO

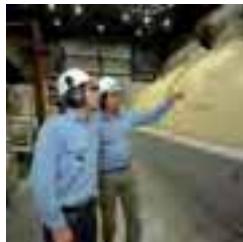
Endesa Chile actualiza política de donaciones:

El 22 de junio, el Directorio de la compañía decidió en forma unánime actualizar la política de donaciones de Endesa Chile con efecto inmediato para prohibir todo aporte con fines electorales y/o políticos. Se aprobó también el plan de acción presentado por la gerencia general, que prohíbe la contratación de servicios de lobby externo para gestiones ante reguladores y/o autoridades políticas o administrativas, estableciendo además que todos los contratos de cualquier naturaleza con Personas Expuestas Políticamente (PEP), o relacionados a éstos, deberán ser previamente autorizados por el Directorio.

Endesa Chile informa del análisis interno sobre contrataciones y pago de honorarios y servicios a Personas Expuestas Políticamente:

El Directorio de Endesa Chile recibió un avance del análisis interno sobre contrataciones y pago de honorarios y servicios a Personas Expuestas Políticamente (PEP) y relacionadas a éstas entre 2012 y el primer trimestre de 2015. En la sesión se conoció el avance del informe independiente encargado al estudio de abogados Cariola Diez Pérez-Cotapos respecto de la auditoría. El reporte determinó que en el ámbito societario de los antecedentes revisados a esa fecha, no se desprenden infracciones a la legislación vigente.

Clasificación de Riesgo:
Fitch Ratings ratificó en "BBB+" el rating internacional para Endesa Chile, con perspectivas estables.



JULIO

Complejo Bocamina reinicia operación comercial:
Endesa Chile informó que su central termoeléctrica Bocamina I, de 128 MW de capacidad instalada, reinició su operación comercial, quedando disponible para despacho en la medida que sea requerida. La unidad inició en abril de 2015 el proceso de pruebas con la finalidad de reanudar sus operaciones. En tanto, la segunda unidad de Bocamina, de 350 MW de capacidad, quedó disponible para el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC), tras el proceso de puesta en servicio y pruebas operacionales iniciadas en mayo.

Directorio de Endesa Chile define cartera de proyectos:
El Directorio de la generadora revisó y definió la cartera de proyectos, que recoge la nueva visión de la compañía, con foco en la sostenibilidad y creación de valor para las comunidades y sus accionistas. Tal como se anunció en la Junta de Accionistas de abril, el Directorio inició una revisión de la cartera de proyectos, privilegiando una serie de iniciativas de más rápido desarrollo, en colaboración con las comunidades y que se implementen garantizando los más altos estándares ambientales y tecnológicos. En los cuatro países donde está presente la compañía, Argentina, Colombia, Perú y Chile, la cartera cuenta con 6.300 MW de posibles proyectos, los que dependerán de la demanda energética y del contexto de mercado de cada país.

AGOSTO

Endesa Chile invertirá US\$110 millones en mejoras ambientales para central Tarapacá:
Una serie de mejoras ambientales implementará Endesa Chile en su central termoeléctrica Tarapacá, en la Región de Tarapacá, lo que permitirá reducir las emisiones de Dióxido de Azufre (SO₂) y Óxidos de Nitrógeno (NO_x) de acuerdo al Decreto Supremo 13, que regirá desde junio de 2016. En julio de 2015, se aprobó el proyecto de modificación de la central, iniciativa que contempla instalar un sistema para el abatimiento de las emisiones de Dióxido de Azufre (SO₂) y la reducción de Óxidos de Nitrógeno (NO_x).

Equipos de generación de central Los Cóndores pasan primer examen en Alemania:
Uno de los hitos más relevantes del proyecto hidroeléctrico Los Cóndores se cumplió en Alemania, donde se realizaron con éxito los ensayos en modelo reducido de la turbina de las dos unidades generadoras de la central que se construye en la Región del Maule, y que tendrá una potencia instalada de aproximadamente 150 MW. Para supervisar este proceso, especialistas de la compañía viajaron hasta el laboratorio hidráulico de la empresa Voith Hydro, en la ciudad de Heidenheim, quienes validaron las pruebas y los resultados obtenidos, liberando de este modo el diseño hidráulico, y dando inicio a los diseños de detalle de los equipos de generación principal.

SEPTIEMBRE

Tuneladora que construirá proyecto Los Cóndores finaliza proceso de evaluación en Estados Unidos:
En la ciudad de Ohio, Estados Unidos, en la fábrica de Robbins Company, se realizaron las pruebas de la máquina TBM -Tunnel Boring Machine-, equipo encargado de excavar los cerca de 12 km de túnel de aducción de la central Los Cóndores, que permitirá llevar las aguas desde el embalse laguna de El Maule hasta la caverna de máquina de la planta. El proceso fue supervisado por especialistas de Endesa Chile, quienes verificaron que su desarrollo obedece a los requerimientos definidos por la compañía.



OCTUBRE

Tras terremoto que afectó a Chile las instalaciones de la compañía operan con normalidad

Luego del terremoto de 8,4 grados Richter que se registró el 16 de septiembre, con epicentro en Canela, en la Región de Coquimbo, Endesa Chile constató que luego de la emergencia no hubo daños en las personas ni en las instalaciones de la compañía. Varias de las centrales termoeléctricas estaban fuera de servicio por despacho económico al momento del sismo, sin embargo, en cada una de ellas se aplicó el plan de emergencia en caso de Tsunami, lo que consideró la evacuación del personal de turno en cada instalación.

Endesa Chile, Energas y PF inauguran la llegada del Gas Natural a la Región del Maule: Con la presencia del Ministro de Energía, Máximo Pacheco, se inauguró en Talca la primera Planta Satelital de Regasificación (PSR) de GNL distrital de Chile, la que permite que el Gas Natural y sus múltiples beneficios sean una realidad en la zona, tanto para uso comercial como de distribución domiciliaria. La planta, propiedad de Endesa Chile, se concreta gracias a una alianza formada entre la generadora, GasValpo -a través de Energas- y Productos Fernández, incorporando así una alternativa energética altamente eficiente, amigable con el medio ambiente y con precios competitivos.

Parte conexión de nuevos filtros Johnson en Bocamina II: Endesa Chile inició la conexión de nuevos filtros, de avanzada tecnología, al sifón de captación de agua de la unidad generadora que opera en Coronel. Los filtros, denominados "Johnson" permitirán minimizar el impacto en el medio marino.

Endesa Chile entregó aporte a primera fase del proyecto de agua potable rural de la comunidad de Callaqui: Los recursos fueron transferidos a través de una alianza público privada a la Fundación Amulen, organización sin fines de lucro que encabeza la construcción de la red de abastecimiento de agua potable para 397 familias de Callaqui. Una donación que se enmarca dentro de la estrategia de Endesa Chile, para optimizar su relacionamiento y vínculo con el territorio Pehuenche, el que se ha materializado a través del Plan Ralco.

NOVIEMBRE

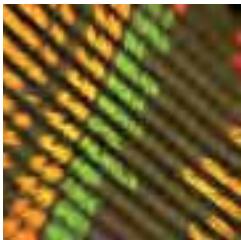
Entra en operación central El Quimbo: Luego de cinco años de construcción, la nueva central hidroeléctrica El Quimbo inició el 16 de noviembre la generación oficial para entregar energía al sistema eléctrico colombiano. La energía anual promedio de El Quimbo es de 2.216 GWh, equivalente a 4% de la demanda de Colombia. El Quimbo, junto con Betania, constituirán una cadena de generación en el río Magdalena que aportará 8% de la demanda nacional. Unas 6.500 personas trabajaron en la construcción de El Quimbo.

Endesa Chile informa al Superintendente del Medio Ambiente que adelantó puesta en operación de filtros Johnson de Bocamina II: Endesa Chile confirmó al Superintendente del Medio Ambiente, Cristián Franz, que adelantó la puesta en marcha de los filtros para Bocamina II, dejándolos operativos desde el 27 de octubre, dos meses antes del compromiso fijado con la autoridad.

Municipalidad de Coronel, Fundación Integra y Endesa Chile inauguran jardín infantil Rayún: Con la presencia del Alcalde de Coronel, Leonidas Romero, se inauguró el nuevo Jardín Infantil y Sala Cuna Rayún, un moderno recinto que cuenta con óptimas instalaciones para atender a niñas y niños de la zona. Endesa Chile realizó un aporte de \$250 millones para el diseño y construcción del recinto, que se emplaza en el sector La Peña, y que presta atención a más 100 menores de cuatro niveles educativos, desde 84 días hasta los 4 años y 11 meses.

Endesa Chile se ubica en el cuarto lugar del ranking de empresas líderes en relación con inversionistas: La compañía se ubicó en el cuarto lugar del ranking de "Empresas líderes en relación con inversionistas," realizado por segundo año consecutivo en Chile por GovernArt, firma de asesorías relationales latinoamericana, y la Agenda de Líderes Sustentables ALAS20, en asociación con GfK Adimark.

Clasificación de riesgo: S&P ratificó la clasificación internacional en moneda local e internacional de Endesa Chile de BBB+ con outlook estable.



DICIEMBRE

Accionistas aprobaron reestructuración societaria de Endesa Chile:

El 18 de diciembre, los accionistas de Endesa Chile tomaron conocimiento de la propuesta de reestructuración del Grupo Enerxis y aprobaron, en Junta Extraordinaria, la división de los activos de Endesa Chile en dos sociedades, surgiendo de esta división la nueva sociedad anónima abierta Endesa Américas S.A., a la que se le asignaron las participaciones societarias y otros activos y pasivos asociados a Endesa Chile fuera del país.

Endesa Chile desarrollará un nuevo diseño para su proyecto hidroeléctrico Neltume: Como parte de su nueva estrategia de sostenibilidad y relaciones comunitarias, Endesa Chile desarrollará iniciativas de generación con un enfoque colaborativo con las comunidades. En ese marco, y escuchando y comprendiendo la cultura y tradiciones de las localidades del territorio donde se ubica el proyecto Neltume, la compañía ha decidido estudiar nuevas alternativas de diseño, en especial, respecto de la descarga sobre el lago Neltume, lo cual ha sido planteado por las comunidades en diversas instancias de diálogo. Para iniciar una nueva fase de estudio de una alternativa que contemple la descarga de aguas sobre el río Fuy, Endesa Chile retiró el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de la central, el que se encontraba en evaluación ambiental en el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de la Región de Los Ríos.

Acuerdo para uso eficiente de la Laguna del Laja: Endesa Chile junto a los ministros de Energía, Agricultura y Obras Públicas y a representantes de organizaciones, firmaron un convenio para la recuperación y uso eficiente del Lago Laja, la más importante fuente de energía hidroeléctrica del país y cuyas aguas también sirven a una relevante comunidad de productores agrícolas.

Comité de Ministros ratificó aprobación de proyecto Bocamina: En la sesión extraordinaria que realizó el Comité de Ministros el 14 de diciembre, la entidad rechazó dos de los tres recursos de reclamación presentados en contra de Bocamina II, y sólo acogió parcialmente uno de ellos. Con esta definición, el Comité ratificó que la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto de optimización de Bocamina, fue bien otorgada y, además, las medidas adoptadas por la compañía no sólo son adecuadas, sino que mejoran la performance ambiental de la unidad.

Clasificación de riesgo:

Feller Rate ratificó la clasificación "AA" de Endesa Chile. Las perspectivas son estables. Asimismo, Moody's emitió su informe anual de clasificación para Endesa Chile, confirmando su rating en "Baa2". Las perspectivas se mantuvieron en categoría "Estables".

Se adelanta operación de filtros Johnson en unidad I de Bocamina:

Antes de lo estipulado se concretó la instalación de los filtros Johnson en el sistema de enfriamiento de Bocamina I, con tres meses de antelación con respecto del requerimiento de la autoridad. De esta manera, ambas unidades del complejo Bocamina quedaron operativas con tecnología avanzada y con altos estándares ambientales.

Se realiza con éxito deslistamiento de la Bolsa de Valores Latinoamericanos de Madrid (Latibex)

A partir del 4 de diciembre de 2015, Endesa Chile se deslistó del Latibex, por lo que sus acciones no serán transadas en lo sucesivo en dicha bolsa de valores. Esta solicitud fue planteada por la compañía y fue aprobada por el Consejo de Administración de Bolsas y Mercados Españoles, Sistemas de Negociación, S.A.



Principales Indicadores Financieros y de Operación





	Al 31 de diciembre de cada año (cifras en millones de pesos nominales)				
	2011 ⁽¹⁾	2012 ⁽¹⁾	2013 ⁽¹⁾	2014 ⁽⁴⁾	2015 ⁽⁵⁾
Activo total	6.562.013	6.453.231	6.762.125	7.237.672	7.278.770
Pasivo total	3.120.873	3.018.738	3.174.311	3.713.785	3.733.076
Ingresos de explotación	2.404.490	2.320.385	2.027.432	2.446.534	2.846.926
EBITDA	973.890	808.101	978.994	1.094.981	1.191.661
Resultado neto (2)	446.874	234.335	353.927	334.557	392.868
Índice de liquidez	1,02	0,73	0,78	0,75	0,68
Coeficiente de endeudamiento (3)	0,91	0,88	0,88	1,05	1,05

(1) 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 Endesa Chile tiene participación, pasó a consolidarse en la proporción que Endesa Chile representa en el capital social, por tanto a partir de 2008 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) A partir de 2008, corresponde al Resultado Neto atribuible a la sociedad dominante.

(3) Pasivo total/patrimonio más interés minoritario.

(4) Cifras incluyen consolidación de GasAtacama desde mayo de 2014.

(5) Cifras incluyen actividades discontinuadas producto de la división de Endesa Chile aprobada en la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 18 de diciembre de 2015.

	Al 31 de diciembre de cada año				
	2011	2012	2013	2014	2015
ARGENTINA					
Número de trabajadores	415	501	506	563	561
Número de unidades generadoras	20	20	20	20	20
Capacidad instalada (MW)	3.652	3.652	3.652	3.652	3.652
Energía eléctrica generada (GWh)	10.801	11.207	10.840	9.604	11.406
Ventas de energía (GWh)	11.381	11.852	12.354	10.442	11.968
CHILE⁽¹⁾					
Número de trabajadores	1.155	1.177	1.061	1.261	1.001
Número de unidades generadoras	107	108	105	111	111
Capacidad instalada (MW)	5.611	5.571	5.571	6.351	6.351
Energía eléctrica generada (GWh)	20.722	19.194	19.439	18.063	18.294
Ventas de energía (GWh)	22.070	20.878	20.406	21.157	23.558
COLOMBIA					
Número de trabajadores	498	517	563	589	510
Número de unidades generadoras	30	30	25	32	36
Capacidad instalada (MW)	2.914	2.914	2.925	3.059	3.459
Energía eléctrica generada (GWh)	12.090	13.251	12.748	13.559	13.705
Ventas de energía (GWh)	15.112	16.304	16.090	15.773	16.886
PERÚ					
Número de trabajadores	230	236	238	268	260
Número de unidades generadoras	25	25	25	25	25
Capacidad instalada (MW)	1.668	1.657	1.540	1.652	1.686
Energía eléctrica generada (GWh)	9.153	8.570	8.391	8.609	8.218
Ventas de energía (GWh)	9.450	9.587	8.904	9.320	8.633
TOTAL					
Número de trabajadores	2.241	2.355	2.281	2.681	2.332
Número de unidades generadoras	182	183	178	188	192
Capacidad instalada (MW)	13.845	13.794	13.688	14.715	15.148
Energía eléctrica generada (GWh)	52.766	52.222	54.418	49.839	51.622
Ventas de energía (GWh)	58.013	58.621	57.754	56.692	61.046

(1) Cifras incluyen consolidación de Gas Atacama desde mayo de 2014.

Identificación de la Compañía y Documentos Constitutivos





Identificación de la compañía

Nombre o razón social	Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa o Endesa Chile)
Domicilio	Santiago de Chile, pudiendo establecer agencias o sucursales en otros puntos del país o en el extranjero
Tipo de sociedad	Sociedad Anónima Abierta
Rut	91.081.000-6
Dirección	Santa Rosa N° 76, Santiago, Chile
Código Postal	833-0099 SANTIAGO
Teléfono	(56) 22630 9000
Casilla	1392, Santiago
Inscripción Registro de Valores	Nº 114
Auditores externos	KPMG Auditores Consultores Ltda.
Capital suscrito y pagado (M\$)	1.331.714.085
Sitio Web	www.endesa.cl
Correo electrónico	comunicacion.endesacl@enel.com
Teléfono relación con inversionistas	(56) 22353 4682
Nemotécnico en bolsas chilenas	ENDESA
Nemotécnico en Bolsa de Nueva York	EOC
Nemotécnico en Bolsa de Madrid	XEOC ^(*)
Banco custodio programa ADR's	Banco Santander Chile
Banco depositario programa ADR's	Citibank, N.A.
Banco custodio Latibex	Banco Santander, S.A.
Entidad de enlace Latibex	Banco Santander, S.A.
Clasificadores de riesgo nacionales	Feller Rate y Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Limitada
Clasificadores de riesgo internacionales	Fitch Ratings, Moody's y Standard & Poor's

(*) A partir del día 4 de diciembre de 2015, Endesa Chile se deslistó del Latibex, por lo que sus acciones no serán transadas en lo sucesivo en dicha bolsa de valores.

■ Documentos Constitutivos

La Empresa Nacional de Electricidad S.A. fue constituida por escritura pública de fecha 1 de diciembre de 1943, ante el notario de Santiago don Luciano Hiriart Corvalán.

Por Decreto Supremo de Hacienda N°97, del 3 de enero de 1944, se autorizó su existencia y se probaron sus estatutos, que señalaban que el objeto de la sociedad era explotar la producción, transporte y distribución de energía eléctrica y, en particular, realizar el Plan de Electrificación del país aprobado por el Consejo de CORFO, en la sesión N°215, del 24 de marzo de 1943.

El extracto de la escritura social y el decreto mencionado se publicaron conjuntamente en el Diario Oficial del 13 de enero de 1944, y se inscribieron en el Registro de Comercio de Santiago a fojas 61 N°62 y fojas 65 vta. N°63, respectivamente, con fecha 17 de enero de 1944.

Su instalación legal fue declarada mediante Decreto Supremo del Ministerio de Hacienda N°1.226, del 23 de febrero de 1945, publicado en el Diario Oficial el 6 de marzo de 1945 e inscrito en el Registro de Comercio de Santiago, a fojas 727 N°532, el 16 de marzo del mismo año.

Los estatutos de la sociedad han experimentado numerosas modificaciones, entre las que cabe destacar la de 1980, que eliminó de sus objetivos la realización del Plan de Electrificación del país, responsabilidad que la Ley asignó a la Comisión Nacional de Energía; la de 1982, que adecuó sus estatutos a la Ley N°18.046, normas del Decreto Ley N°3.500 de 1980, permitiendo así, que recursos administrados por las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP) pudieran ser invertidos en títulos emitidos por la empresa; y la de 1988, que amplió el objeto social incluyendo en él la prestación de servicios de consultoría.

Debe mencionarse, al mismo tiempo, la modificación de 1992, que amplió el objeto social, permitiendo a la compañía realizar inversiones en activos financieros, desarrollar proyectos y efectuar actividades en el campo energético y en otros en el que la energía eléctrica sea esencial, y participar en concesiones de infraestructura de obras públicas en las áreas civiles o hidráulicas, pudiendo actuar, para ello, directamente o a través de sociedades filiales o coligadas, tanto en el país como en el extranjero. También se cuenta la modificación de 1994, que incorporó a sus estatutos el nombre de fantasía "Endesa" y elevó su capital con el fin de que parte de ese aumento fuera colocado en los mercados internacionales, a través del mecanismo de los ADR, y que adaptó sus estatutos a las nuevas normas introducidas por la Ley N°19.301 al Decreto Ley N°3.500, de 1980, lo que permitió -entre otras adecuaciones- incrementar el porcentaje máximo de concentración accionaria a 26%; la de 1995, que modificó el sistema de arbitraje, permitiendo que las diferencias entre los accionistas o entre estos y la sociedad o sus administradores se resolvieran alternativamente por arbitraje o a través de la justicia ordinaria; la de 1999, que permitió incrementar el porcentaje máximo de concentración accionaria al 65% del capital con derecho a voto de la sociedad; la de 2005, que modificó los estatutos sociales en el sentido de incorporar como nombre de fantasía de la compañía el de "Endesa Chile", adicional al de Endesa; la de 2006, por la que se incorporó a los estatutos sociales un nuevo título, denominado "Comité de Directores y Comité de Auditoría", con el fin de consagrar estatutariamente una serie de normas relativas, tanto al Comité de Directores a que se refiere la Ley N°18.046, como al Comité de Auditoría que creó el Directorio de la sociedad, en cumplimiento de la Ley Sarbanes Oxley de los Estados Unidos de América, a cuya sujeción está sometida la empresa por tener registrados ADR y bo-



nos en dicho mercado; la de 2007, por la que se modificaron los artículos 5º permanente y 1º transitorio de los estatutos sociales, para reflejar el actual capital de la sociedad y la forma en que éste ha sido suscrito y pagado; la de 2008, por la que se modifican los incisos 3º y 4º del artículo 44, adecuándolos al artículo 75 de la Ley de Sociedades Anónimas, a fin de reemplazar tanto la obligación del Directorio de enviar una copia del balance y memoria de la sociedad, en una fecha no posterior a la del primer aviso de citación a Junta Ordinaria de Accionistas, a cada uno de los accionistas inscritos en el respectivo registro, como la obligación de enviarles una copia del balance y del estado de ganancias y pérdidas cuando éstos fueren modificados por la Junta, dentro de los 15 días siguientes, por la obligación, en ambos casos, de poner a disposición de dichos accionistas los referidos documentos, en las mismas oportunidades señaladas; y la de 2010, por la que se modificaron: (a) diversos artículos de los

estatutos para adecuar algunos a la Ley de Sociedades Anónimas y a la Ley de Mercado de Valores, que fueron modificadas por la Ley N°20.382 sobre perfeccionamiento de los Gobiernos Corporativos, y otros para adecuarlos a las disposiciones del Reglamento de Sociedades Anónimas; y (b) el Título IV de los estatutos "Comité de Directores y Comité de Auditoría", para efectos de fusionar ambos comités, reflejando los cambios y requisitos de independencia introducidos al artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas por la pre-citada Ley N°20.382.

Recientemente la sociedad fue modificada por acuerdo de la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 18 de diciembre de 2015, en virtud de la cual, y en el marco de la Restructuración Societaria del Grupo, se acordó su división, naciendo de esta forma la nueva sociedad Endesa Américas S.A., asignándosele a ésta todos los activos y pasivos que la Sociedad poseía en el extranjero y manteniendo la continuadora, Endesa Chile, los activos y pasivos asociados al negocio en Chile. La referida División se acordó sujeta al cumplimiento de las condiciones suspensivas, consistentes en que las actas de las juntas extraordinarias de accionistas en que se aprueben las divisiones de Ener-sis y Chilectra hayan sido debidamente reducidas a escritura pública, y sus respectivos extractos hayan sido inscritos y publicados debida y oportunamente en conformidad a la ley. Adicionalmente, y conforme el artículo 5º en relación con el artículo 148, ambos del Reglamento de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas, se aprobó que la División tuviera efecto a partir del primer día calendario del mes siguiente a aquél en que se otorgue la Escritura de Cumplimiento de Condiciones de División de Endesa Chile, escritura que fue suscrita con fecha 29 de enero de 2016, ante el Notario Público don Víctor Olguín Peña y que fue anotada al margen de la inscripción social de la Compañía en el Registro de Comercio de Santiago.

Objeto Social

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

Adicionalmente, la compañía tiene como objeto prestar servicios de consultoría en todos los ámbitos y especialidades de la ingeniería y de la gestión de empresas; adquirir, diseñar, construir, mantener y explotar obras de infraestructura civiles o hidráulicas directamente relacionadas con concesiones de obras públicas; explotar los bienes que conforman su activo; realizar inversiones, desarrollar proyectos y efectuar operaciones o actividades en el campo energético y en aquellas actividades o productos relacionados directamente con la energía; realizar inversiones, desarrollar proyectos y efectuar operaciones o actividades en procesos industriales en que la energía eléctrica sea esencial, determinante y tenga un uso intensivo en dichos procesos.

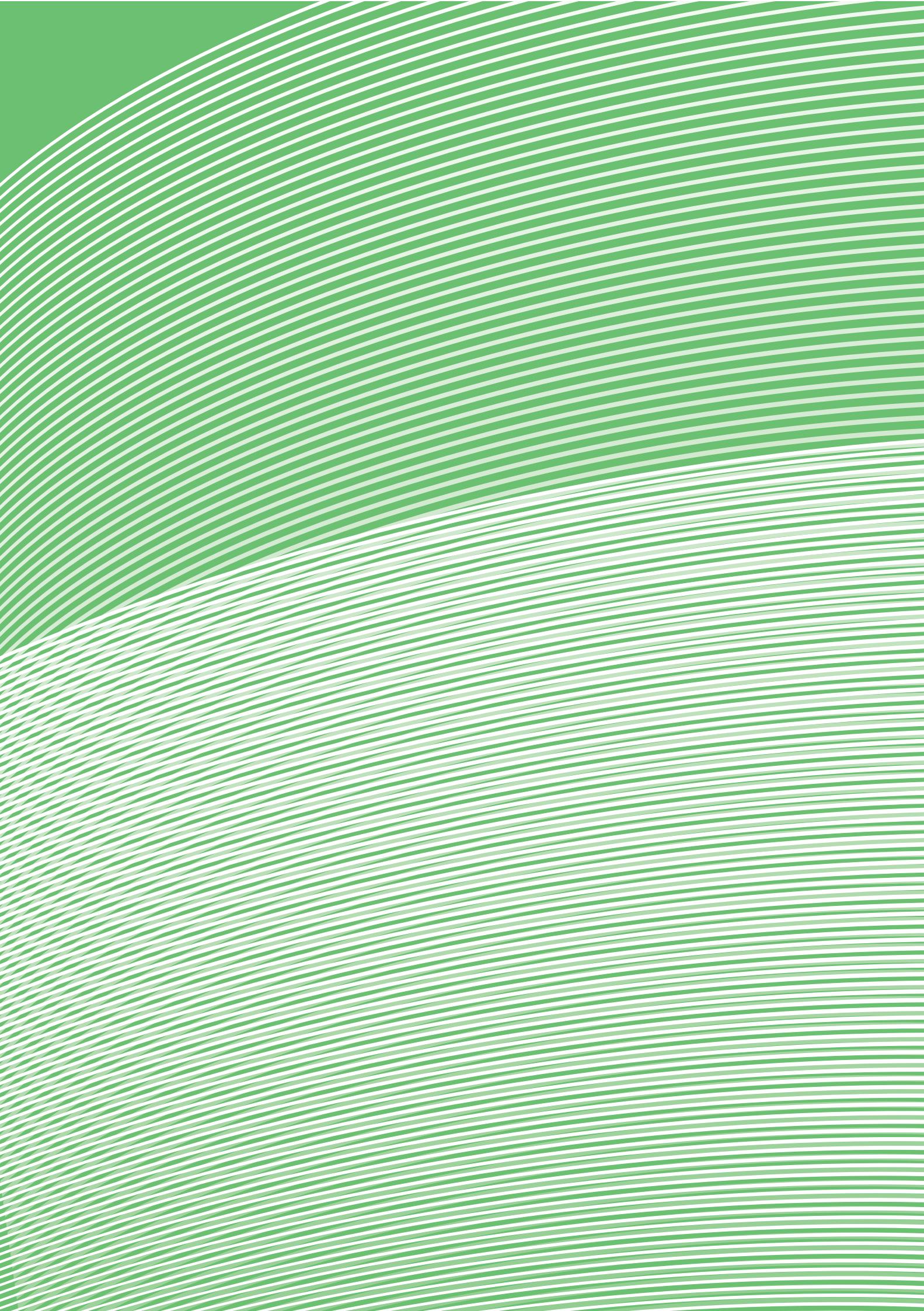
Además, la sociedad puede invertir en bienes inmuebles y en activos financieros, títulos o valores mobiliarios, derechos en sociedades y documentos mercantiles en general, siempre y cuando se relacionen con el objeto social, pudiendo adquirirlos, administrarlos y enajenarlos.

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



■ Propiedad y Control





Estructura de Propiedad

Al 31 de diciembre de 2015, el capital accionario de la sociedad ascendía a 8.201.754.580 acciones suscritas y pagadas, distribuidas en 16.058 accionistas.

Accionistas	Número de Acciones	Participación
Enersis S.A.	4.919.488.794	59,98%
Administradoras de Fondos de Pensiones	1.240.717.438	15,13%
Otros	516.303.427	6,30%
Corredores de Bolsa, Compañías de Seguros y Fondos Mutuos	442.841.952	5,40%
Fondos de Inversión Extranjeros	383.726.198	4,68%
Banco de Chile por cuenta de terceros	370.816.851	4,52%
ADR's (Citibank N.A. según circular N°1.375 de la SVS)	327.859.920	4,00%
TOTAL	8.201.754.580	100%

Identificación de los Controladores

Enersis S.A. es el controlador de Endesa Chile, con 59,98% de participación directa y no tiene acuerdo de actuación conjunta con otros accionistas.

Cabe mencionar que, durante 2015, no hubo transacciones de accionistas mayoritarios de la compañía.

Nómina de los Doce Mayores Accionistas de la Compañía

Nombre	Rut	Cantidad de Acciones	% Participación
ENERSIS SA ⁽¹⁾	94.271.000-3	4.919.488.794	59,98%
BANCO DE CHILE POR CUENTA DE TERCEROS NO RESIDENTES	97.004.000-5	370.816.851	4,52%
CITIBANK N.A. SEGUN CIRCULAR 1375 S.V.S.	59.135.290-3	327.859.920	4,00%
BANCO ITAU POR CUENTA DE INVERSIONISTAS EXTRANJEROS	76.645.030-K	230.551.267	2,81%
AFP PROVIDA S.A. PARA FDO. PENSIÓN C	76.265.736-8	204.359.844	2,49%
AFP HABITAT S.A. PARA FDO. PENSIÓN C	98.000.100-8	178.282.952	2,17%
BANCO SANTANDER POR CUENTA DE INV EXTRANJEROS	97.036.000-K	138.558.361	1,69%
AFP CAPITAL S.A.FONDO DE PENSIÓN TIPO C	98.000.000-1	127.626.754	1,56%
AFP CUPRUM S.A. PARA FDO. PENSIÓN C	98.001.000-7	127.132.172	1,55%
BANCHILE C DE B S.A.	96.571.220-8	79.761.315	0,97%
SUBTOTAL		6.704.438.230	81,74%
Otros		1.497.316.350	18,26%
TOTAL		8.201.754.580	100%

(1) Enersis S.A. es controlada directamente por ENEL S.P.A., con un 60,62% de la propiedad.

Cambios de Mayor Importancia en la Propiedad

Los cambios de mayor importancia que se produjeron en la propiedad de Endesa Chile, entre 2014 y 2015, se indican a continuación:

Nombre	Rut	Nº de Acciones al 31/12/2014	Nº de Acciones al 31/12/2015	Variación Número de Acciones
Banco de Chile Por Cuenta De Terceros No Residentes	97.004.000-5	334.625.984	370.816.851	36.190.867
AFP Provida S.A.	98.000.400-7	356.250.716	352.958.517	-3.292.199
AFP Habitat S.A.	98.000.100-8	329.344.372	332.063.197	2.718.825
Citibank N.A. Según Circular 1375 S.V.S.	59.135.290-3	264.879.750	327.859.920	62.980.170
AFP Cuprum S.A.	98.001.000-7	248.685.594	254.625.895	5.940.301
AFP Capital S.A.	98.000.000-1	263.611.529	237.344.943	-26.266.586
Banco Itaú Por Cuenta de Inversionistas	76.645.030-K	239.164.021	230.551.267	-8.612.754
Banco Santander por Cuenta de Inv Extranjeros	97.036.000-K	161.639.195	138.558.361	-23.080.834
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	96.571.220-8	85.375.399	79.761.315	-5.614.084
BTG Pactual Chile S.A. C De B	84.177.300-4	56.583.486	44.414.145	-12.169.341
AFP Planvital S.A.	98.001.200-K	36.027.708	36.022.517	-5.191
Larraín Vial S.A. Corredora De Bolsa	80.537.000-9	34.097.530	35.075.823	978.293

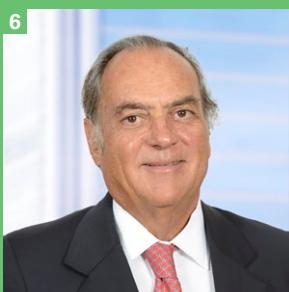
Transacciones Bursátiles Efectuadas por Personas Relacionadas

Durante 2015, no hubo transacciones de acciones realizadas por directores y ejecutivos principales.

Síntesis de Comentarios y Proposiciones del Comité de Directores y de los Accionistas

En la compañía, no se recibieron comentarios respecto de la marcha de los negocios sociales realizados entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2015, por parte de accionistas mayoritarios o de grupos de accionistas, que sumen el 10% o más de las acciones emitidas con derecho a voto, de acuerdo con las disposiciones que establece el artículo 74 de la Ley N°18.046 y los artículos 82 y 83 del Reglamento de la Ley sobre Sociedades, ni del Comité de Directores, sin perjuicio de lo indicado en el Informe del referido comité y que consta en el presente informe.

Directorio



1. PRESIDENTE

Enrico Viale

Ingeniero Civil Hidráulico
Universidad de Santa Clara, California
Pasaporte: YA5599835
A partir de 04.11.2014

2. VICEPRESIDENTE

Ignacio Mateo Montoya

Ingeniero en Minas, Especialista en Energía y Combustibles
Universidad Politécnica de Madrid
Máster en Energía y Medio Ambiente
Universidad Politécnica de Madrid
Máster en Administración de Negocios
Escuela de Negocios IESE
Pasaporte: 50830706Q
A partir de 04.11.2014

3. DIRECTOR

Vittorio Vagliasindi

Ingeniero Nuclear
Universidad La Sapienza, Italia
Pasaporte: AA3780593
A partir de 04.11.2014

4. DIRECTOR

Francesca Gostinelli

Ingeniera Ambiental
Magíster en Administración y Economía de Energía y Medio Ambiente
Escuela Superior Enrico Mattei (MEDEA)
Pasaporte: YA5001859
A partir de 28.04.2015

5. DIRECTOR

Francesco Buresti

Ingeniero Electrónico
Universidad Degli Study de Bolonia
Pasaporte: YA6104092
A partir de 26.04.2012

6. DIRECTOR

Felipe Lamarca Claro

Ingeniero Comercial
Pontificia Universidad Católica de Chile
Rut: 4.779.125-1
A partir de 26.04.2012

7. DIRECTOR

Enrique Andres Cibie Bluth

Ingeniero Comercial, Contador Público y Auditor
Pontificia Universidad Católica de Chile
Máster Business and Administration
Universidad Stanford
Rut: 6.027.149-6
A partir de 26.04.2012

8. DIRECTOR

Isabel Marshall Lagarrigue

Licenciada en Sociología y Economía
Pontificia Universidad Católica de Chile
Máster en Economía
Pontificia Universidad Católica de Chile
Máster en Administración Pública y PHD en Economía y Gobierno
Universidad de Harvard
Rut: 5.664.265-K
A partir de 04.11.2014

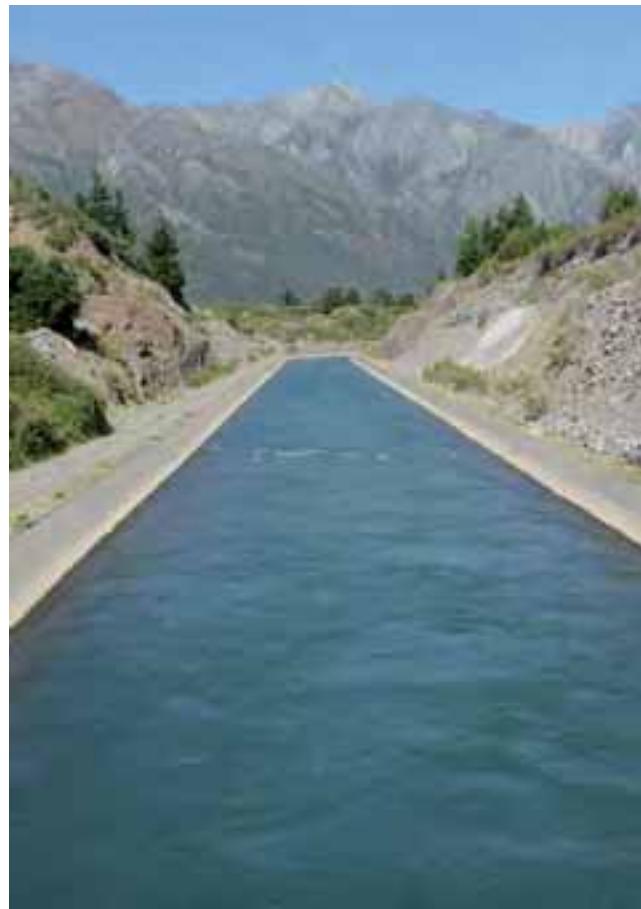
9. DIRECTOR

Jorge Atton Palma

Ingeniero Electrónico
Universidad Austral de Chile
Postgrado Administración y de Proyectos
Rut: 7.038.511-2
A partir de: 27.04.2015

Endesa Chile es administrada por un Directorio compuesto por nueve miembros, elegidos en la Junta de Accionistas. Los directores se desempeñan por un periodo de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

En caso de muerte, renuncia, quiebra, incompatibilidades o limitaciones de cargos u otra imposibilidad que incapacite a un director para desempeñar sus funciones o lo haga cesar en ellas, deberá procederse a la renovación total del Directorio en la próxima Junta Ordinaria de Accionistas que deba celebrar la sociedad, y en el intertanto el Directorio podrá nombrar un reemplazante.



Remuneración

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas, corresponde a la Junta Ordinaria de Accionistas determinar, tanto las remuneraciones del Directorio como del Comité de Directores.

El total de los gastos por concepto de remuneraciones durante 2015 fue de \$ 480 millones y se detalla en la siguiente tabla.

Remuneraciones del Directorio percibidas en 2015 (miles de pesos)						
Nombre Del Director	Cargo	Retribución Fija	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias	Retribución Variable	Comité de Directores	Total
Enrico Viale ⁽¹⁾	Presidente	-	-	-	-	-
Ignacio Mateo Montoya ⁽¹⁾	Vicepresidente	-	-	-	-	-
Vittorio Vagliasindi	Director	-	-	-	-	-
Francesco Buresti	Director	-	-	-	-	-
Isabel Marshall Lagarrigue	Director	45.121	46.311	-	-	91.432
Alfredo Arahuetes García ⁽²⁾	Director	9.944	8.122	-	-	18.065
Susana Carey Claro ⁽²⁾	Director	9.944	8.122	-	7.336	25.402
Felipe Lamarca Claro	Director	45.121	46.311	-	32.038	123.469
Enrique Cibié Bluth	Director	45.121	46.311	-	32.038	123.469
Jorge Atton Palma	Director	35.177	38.189	-	24.454	97.820
Francesca Gostinelli ⁽¹⁾	Director	-	-	-	-	-
Total		190.428	193.364	-	95.866	479.657

(1) Los señores Enrico Viale, Ignacio Mateo Montoya, Francesca Gostinelli, Vittorio Vagliasindi y Francesco Buresti, renunciaron al pago de compensación por sus posiciones actuales como directivos de la compañía.

(2) La señora Susana Carey y el señor Alfredo Arahuetes ejercieron su cargo como Director hasta el 27 de abril de 2015.

El total de los gastos por concepto de remuneraciones durante 2014 fue de \$406 millones y se detalla en la siguiente tabla:

Remuneraciones del Directorio percibidas en 2014 (miles de pesos)						
Nombre del Director	Cargo	Retribución Fija	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias	Retribución Variable	Comité de Directores	Total
Viale Enrico (2)(3)	Presidente	-	-	-	-	-
Montoya Ignacio Mateo (2)(3)	Vicepresidente	-	-	-	-	-
Marshall Lagarrigue Isabel (2)	Director	4.634	4.852	-	-	9.486
Vagliasindi Vittorio (2)(3)	Director	-	-	-	-	-
Buresti Francesco	Director	-	-	-	-	-
Arahuetes Garcia Alfredo	Director	29.088	26.882	-	-	55.970
Lamarca Claro Felipe	Director	29.089	25.294	-	17.321	71.704
Carey Claro Susana (2)	Director	4.634	4.852	-	4.121	13.607
Cibié Bluth Enrique	Director	29.088	26.882	-	17.321	73.291
Rosenblut Jorge (1)	Presidente	48.907	44.060	-	-	92.967
Bondi Paolo (1)(3)	Vicepresidente	-	-	-	-	-
Corbo Lioi Vitorio (1)	Director	16.794	15.652	-	-	32.446
Bauzá Bauzá Jaime (1)	Director	26.583	15.652	-	14.624	56.859
Moran Casero Manuel (1)(3)	Director	-	-	-	-	-
TOTAL		188.817	164.126	-	53.387	406.330

(1) Los señores Jorge Rosenblut, Paolo Bondi, Jaime Bauza y Manuel Moran, desempeñaron sus cargos en el Directorio Endesa Chile hasta noviembre de 2014, el Sr. Vitorio Corbo hasta julio de 2014.

(2) Los señores Enrico Viale, Ignacio Mateo Montoya, Isabel Marshall, Susana Carey Claro y Vittorio Vagliasindi asumen sus cargos en el Directorio Endesa Chile en noviembre de 2014.

(3) Los señores Enrico Viale, Ignacio Mateo Montoya, Vittorio Vagliasindi, Paolo Bondi y Manuel Moran, renunciaron al pago de compensación por sus posiciones actuales como directivos de la compañía.

Planes de Incentivo

La compañía no contempla planes de incentivo para los directores.

Gastos en Asesoría

Durante 2015, el Directorio no realizó gastos adicionales en asesorías externas.

■ Administración

Comité de Directores

En la sesión extraordinaria de Directorio de Endesa Chile, de fecha 27 de abril de 2015, se eligió como integrantes del Comité de Directores de Empresa Nacional de Electricidad S.A. a los señores Felipe Lamarca Claro, Jorge Atton Palma y Enrique Cibié Bluth. El director señor Enrique Cibié fue elegido como Presidente del Comité y como Experto Financiero del mismo, esto último para los efectos de la Ley Sarbanes Oxley de los Estados Unidos de América.

Todos los integrantes del Comité de Directores son directores independientes de conformidad a lo dispuesto en la Ley de Sociedades Anónimas.

Informe del Comité de Directores

El Presidente del Comité de Directores, señor Enrique Cibié señaló que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 50 bis de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas corresponde que el Comité de Directores de Endesa Chile 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 2015, 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 del Comité de Directores Año 2015

En cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas, modificado por la Ley N° 20.382, publicada en el Diario Oficial con fecha 20 de octubre de 2009, se presenta en el siguiente Informe las actividades que ha desarrollado el Comité de Directores, su gestión anual y los gastos incurridos en el ejercicio 2015.

Conformación del Comité. En la sesión extraordinaria de Directorio de Endesa Chile, de fecha 27 de abril de 2015, se eligió como integrantes del Comité de Directores de Empre-

sa Nacional de Electricidad S.A. a los señores Felipe Lamarca Claro, Jorge Atton Palma y Enrique Cibié Bluth. El director señor Enrique Cibié fue elegido como Presidente del Comité y como Experto Financiero del mismo, esto último para los efectos de la Ley Sarbanes Oxley de los Estados Unidos de América.

Todos los integrantes del Comité de Directores son directores independientes de conformidad con la Ley de Sociedades Anónimas.

Durante el ejercicio 2015, el Comité de Directores sesionó en 24 oportunidades, 12 de ellas de carácter ordinarias y las 12 restantes extraordinarias, procediendo a examinar las operaciones y contratos de la compañía con empresas relacionadas y, en general, a pronunciarse acerca de las materias a que se refiere el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas, informando sobre sus acuerdos al Directorio de la compañía. Adicionalmente, el Comité de Directores se pronunció, cuando fue requerido, respecto de los servicios de los auditores externos distintos de los servicios regulares de auditoría y las denuncias derivadas del Canal Ético de la Compañía. De las 24 sesiones celebradas por el Comité de Directores, en 7 de ellas trató y se pronunció acerca de materias relativas a la reorganización societaria. Se hace presente que el Comité, en sesión extraordinaria celebrada con fecha 13 de agosto de 2015 acordó designar como asesor financiero a la sociedad Asesorías Tyndall Limitada, para que asistiera a los miembros del Comité de Directores en la evaluación del proceso de reorganización societaria. Los honorarios por dicha asesoría ascendieron a la cantidad de 18.000 Unidades de Fomento.

El informe evacuado al efecto por Asesorías Tyndall Limitada puede ser consultado en la siguiente dirección:

<http://www.endesa.cl/es/Reestructuracion/Paginas/DocumentosdeInteres.aspx>.

Asimismo, el Comité de Directores, con fecha 4 de noviembre de 2015 elaboró un informe sobre la reorganización societaria, el que también puede ser consultado en la precitada dirección.

El Comité de Directores acordó proponer al Directorio y a la Junta Ordinaria de Accionistas la designación de KPMG Auditores Consultores Limitada como auditores externos de la Compañía, como primera opción, en cumplimiento a lo dispuesto en el Oficio Circular N° 718 de la Superintendencia de Valores y Seguros. Asimismo el Comité aprobó el presupuesto para los honorarios de los auditores externos para el ejercicio 2015, y aprobó los honorarios por los servicios verificados en el año 2014.

En sus respectivas oportunidades, el Comité de Directores procedió a analizar los estados financieros trimestrales y anuales de la Compañía y el informe de los auditores externos y de los inspectores de cuentas. Adicionalmente, KPMG Auditores Consultores Limitada, procedieron a presentar al Comité de Directores el Plan de Auditoría Anual y a dar a conocer el Informe de la Sección 404 de la Ley Sarbanes Oxley sobre Control Interno de la Compañía.

Al Comité de Directores le tocó pronunciarse también respecto del documento 20-F y autorizar la presentación del mismo ante la Securities and Exchange Commission de Estados Unidos, lo que ocurrió en la sesión ordinaria celebrada con fecha 24 de abril de 2015.

En el ejercicio 2015, el Comité de Directores analizó e informó favorablemente al Directorio las condiciones de mercado de las siguientes operaciones entre partes relacionadas, dos de las cuales fueron a través de licitación.

1. Autorización para que Endesa Chile, a través de GNL Chile S.A., compre un embarque adicional (spot) de GNL a Endesa Energía de 3,1 toneladas de BTU.
2. Autorización de una operación de cobertura, a través de Endesa Generación, de posición corta en petróleo Brent por un total de 348 miles de barriles para febrero de 2015; y de gas Henry Hub para marzo 2015, por 2.1 millones de MMBTU.
3. Autorización para operación de compra de un embarque adicional (spot) de GNL a Endesa Energía, por 3.1 toneladas de BTU.
4. Autorización para comprar a Enel Green Power hasta 200 GWh de atributos verdes, con el objeto de cubrir déficit de Endesa Chile y filiales en el balance de 2014.
5. Cesión del contrato de suministro de carbón suscrito entre Endesa Chile y Endesa Generación, a Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., en el mismo precio y condiciones establecidas en el contrato cedido.
6. Autorización para vender gas a Gas Atacama Chile S.A. hasta el 31 de diciembre de 2015, una cantidad máxima diaria de 3,2 MMm3/d.
7. Autorización para la suscripción de mandatos para el reembolso de los costos de pago de expatriados entre Endesa Chile y las sociedades relacionadas Edegel S.A.A. (Perú); Emgesa S.A. ESP (Colombia); Endesa S.A. (España); Enel Servizi (Italia); Endesa Brasil S.A. (Brasil); Endesa Generación S.A. (España); Endesa Costanera S.A. (Argentina); Enel SpA (Italia); Enel Trade SpA (Italia) Endesa Latinoamérica (España); y Enel Produzione SpA.
8. Autorización de una operación de cobertura, a través de Endesa Generación, de posición corta en petróleo Brent por un total de 305 miles de barriles para marzo de 2015; y de gas Henry Hub para abril de 2015.
9. Autorización de una operación de cobertura, a través de Endesa Generación, de Autorización para contratar con Endesa Generación posición corta en Barriles de Brent para mayo 2015 y posición larga en gas Henry Hub para junio 2015.
10. Contrato ISDA Master Agreement and Schedule con Enel Trade SPA.
11. Servidumbre De Pehuenche a favor de Endesa para Proyecto Los Cóndores.
12. Autorización de un contrato de suministro de carbón entre Endesa Generación, Endesa Chile y CELTA.
13. Aprobación estructuración préstamo intercompañía de Enersis a Endesa Chile.
14. Aprobación de un acuerdo con la sociedad Masisa.
15. Aprobación de la venta de embarque de GNL a Endesa Energía.
16. Contrato con Endesa Generación (España), para posición corta de 279 barriles de Brent para junio 2015 y posición larga en gas Henry Hub por 0.8 millones de MMBTU para julio de 2015.

17. Contrato de subarrendamiento con Gasatacama Chile S.A. por las oficinas 1202 y 1203, el estacionamiento 57 y la bodega 10, todos del Edificio Torre Centenario, ubicado en Miraflores 383, comuna de Santiago.
18. Contrato con Enel Trade y Endesa Generación (España) para cubrir las posiciones cortas y/o largas en el petróleo Brent, gas Henry Hub, carbón API2 y transporte BCI7 para el período julio 2015 a diciembre 2015.
19. Contrato de transporte de suministro de carbón y fletes con Endesa Generación (España) para la operación de la Central Bocamina 2, por 10 meses a contar de julio de 2015.
20. Venta de hasta 3 embarques de GNL del segundo semestre de 2016 a Endesa Energía, provenientes del contrato de compraventa de GNL entre Endesa Chile, GNL Chile y British Gas.
21. Acuerdo Transaccional con Chilectra S.A. para poner término a conflicto suscitado por la entrada en vigencia del Decreto Supremo N°14 que fijó las tarifas de subtransmisión para el período 2011-2014 y la modificación de los contratos licitados con dicha empresa a fin de hacer aplicable a éstos el referido decreto y los futuros que se dicten.
22. Contrato con la empresa italiana, CESI, relacionada con Enel para asesorías ambientales para la Central Bocamina.
23. Extensión de los contratos de mandatos para el reembolso de gastos de colaboradores expatriado.
24. Contrato de mandato a Enel Italia S.R.L para que los trabajadores chilenos expatriados a Italia tengan un representante ante la Seguridad Social Italiana.
25. Renovación contratos de seguros de todo riesgo y responsabilidad por el período 2015-2016 para el Grupo Enel.
26. Extensión hasta el 30 de junio de 2016 de la condición resolutoria, convenida en el acuerdo de transferencia del Proyecto Renaico suscrito entre Endesa S.A. y Celta y entre Endesa S.A. y Parque Eólico Renaico SpA, filial de EGP.
27. Contrato de subarrendamiento con la sociedad Servicios Informáticos e Inmobiliarios Limitada por las oficinas 1203 , el estacionamiento 57 y la bodega 10, todos del Edificio Torre Centenario, ubicado en Miraflores 383, comuna de Santiago.
28. Contrato de prestación de servicios con la sociedad Servicios Informáticos e Inmobiliarios Limitada para actividades informáticas consideradas estratégicas, por una extensión de 5 años, renovables por períodos de dos años.
29. Compra de energía ERNC a EGP proveniente de su proyecto solar Campos de Sol, sujeta a la condición que Endesa se adjudique la licitación 2015-2 para suministro de empresas distribuidoras. Venta sujeta a la condición que Endesa ganase la licitación. Endesa no se adjudicó la licitación 2015.2.
30. Postergación del pago del dividendo de Enel Brasil desde diciembre de 2015 (ejercicio 2014) hasta diciembre de 2017, por 176 MBRL (aproximadamente 40 MEUR) a fin de maximizar la caja en Enel Brasil, y contar con mayores fondos para destinar a deudas intercompañía en los próximos meses.
31. Contratación de Operaciones Financieras con Enersis S.A. consistentes en: i) la contratación de financiamiento bancario para Endesa Chile por hasta 200 MUSD, en moneda local o extranjera, a un plazo de hasta 4 años. En caso de finanziarse con la actual línea de crédito comprometida internacional, se solicita ampliar su cupo de 200 MUSD a 400 MUSD; ii) la renovación y ampliación de línea de crédito comprometida local por hasta 100 MUSD (o equivalente en UF) a plazo de hasta 5 años; iii) la estructuración de préstamos a favor de Endesa Chile por hasta 250 MUSD, con plazo de hasta 12 meses, denominados en dólares, y iv) la realización de las coberturas de tipo de cambio y/o tasa de interés que sean necesarias.
32. Convenio de Colaboración entre ENDESA Chile y Fundación Pehuén.
33. Contrato Master LNG SPA entre Endesa Chile y Enel Trade, para la venta de embarques de GNL de Endesa Chile.
34. La venta de los embarques de GNL programados para el 16 de marzo de 2016 y 15 de abril de 2016 a Endesa Energía.

35. Contratos Ingeniería con partes relacionadas.

36. Modificación Procedimiento de cobertura de Commoditys con ENEL Trade SPA.

Respecto de todos los contratos y operaciones antes mencionadas, se verificaron las condiciones de mercado a través de licitaciones, solicitudes de ofertas comparables o, en su caso, observación de las condiciones de mercado relevante.

La Junta Ordinaria de Accionistas de Endesa Chile, celebrada con fecha 27 abril de 2015, acordó pagar a cada miembro del Comité de Directores una remuneración mensual, parte a todo evento ascendente a 58 UF y parte eventual de 28 UF en carácter de dieta por asistencia a sesión, sin límite de sesiones remuneradas; y como presupuesto anual de gastos de funcionamiento del comité y sus asesores para el presente ejercicio 2015, en, la cantidad de 6.000 unidades de fomento, dejando constancia que si necesita un monto mayor por las asesorías externas, será conforme a la realidad del negocio y se recurrirá a ellas en todo caso.

En el ejercicio 2015, el Comité de Directores se hizo uso del presupuesto anual de gastos fijado por la Junta Ordinaria de Accionistas por la suma de \$448.509.075."

Acuerdo 212 – 3: El Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, acordó aprobar el texto Informe anual de gestión de actividades y gastos a constar en la Memoria, con el objeto de que éste sea informado en la próxima Junta Ordinaria de Accionistas e incluido en la Memoria de la Compañía.

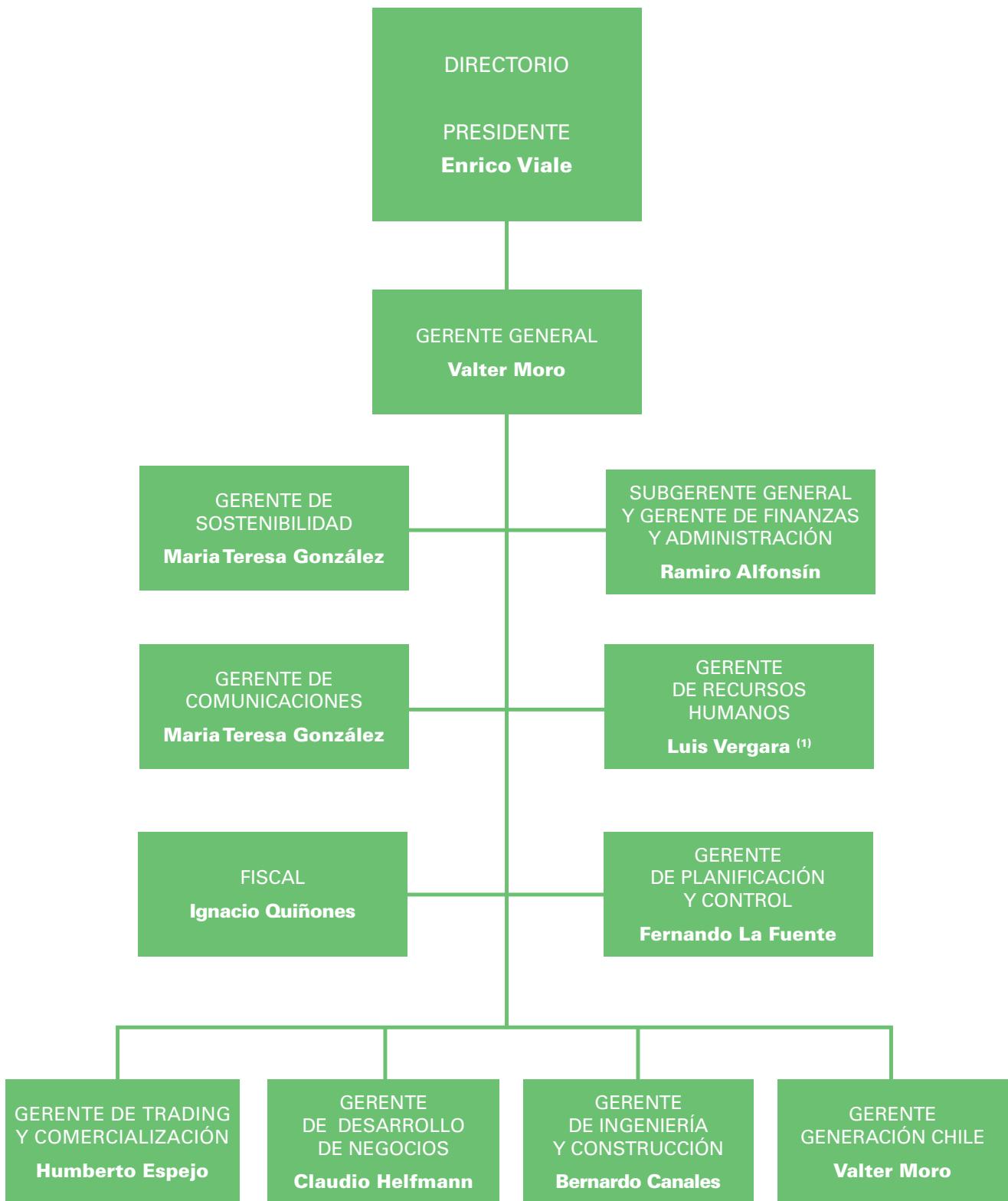
Gastos del Comité de Directores

La Junta Ordinaria de Accionistas de Endesa Chile, celebrada con fecha 27 abril de 2015, acordó pagar a cada miembro del Comité de Directores una remuneración mensual, parte a todo evento ascendente a 58 UF y parte eventual de 28 UF en carácter de dieta por asistencia a sesión, sin límite de sesiones remuneradas; y como presupuesto anual de gastos de funcionamiento del comité y sus asesores para el presente ejercicio 2015, en, la cantidad de 6.000 unidades de fomento, dejando constancia que si necesita un monto mayor por las asesorías externas, será conforme a la realidad del negocio y se recurrirá a ellas en todo caso.

En el ejercicio 2015, el Comité de Directores hizo uso del presupuesto anual de gastos fijado por la Junta Ordinaria de Accionistas de 6.000 UF, y sus gastos totales ascendieron a la suma de \$449 millones.



Estructura Organizacional



1. Luis Vergara asumió el cargo el 1 de abril de 2016, en reemplazo de Federico Polemann.

Principales Ejecutivos



1. GERENTE GENERAL Y GERENTE GENERACIÓN CHILE

Valter Moro

Ingeniero Mecánico
Universidad Politécnica de Marche
PHD en Ingeniería Energética
Universidad Politécnica de Marche
Rut: 24.789.926-K
A partir del 01.11.2014

2. SUBGERENTE GENERAL Y GERENTE DE FINANZAS Y ADMINISTRACIÓN

Ramiro Alfonsín

Licenciado en Administración de Empresas
Pontifícia Universidad Católica de Argentina
Rut: 22.357.225-1
A partir de 26.02.2015

3. GERENTE DE COMUNICACIÓN Y GERENTE DE SOSTENIBILIDAD

Maria Teresa González

Periodista
Universidad de Concepción
Magíster en Comunicación Estratégica
Universidad del Pacífico
Rut: 10.603.713-2
A partir de 01.04.2014

4. GERENTE DE RECURSOS HUMANOS

Luis Vergara

Ingeniero Civil Electrónico
Universidad Técnica Federico Santa María
MBA Pontificia Universidad Católica de Chile
Rut: 8.586.744-K
A partir de 01.04.2016

5. FISCAL

Ignacio Quiñones

Abogado
Universidad Diego Portales
Rut: 7.776.718-5
A partir 01.11.2013

6. GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL

Fernando La Fuente

Ingeniero Civil Eléctrico
Universidad de Chile
Rut: 12.403.710-7
A partir de 01.06.2013

7. GERENTE DE TRADING Y COMERCIALIZACIÓN

Humberto Espejo

Ingeniero Civil Industrial
Pontificia Universidad Católica de Chile
Magíster en Ciencias de la Ingeniería
Pontificia Universidad Católica de Chile
Rut: 11.629.179-7
A partir 26.02.2015

8. GERENTE DE DESARROLLO DE NEGOCIO

Claudio Helfmann

Ingeniero Civil Industrial con mención en Ingeniería Eléctrica
Pontificia Universidad Católica de Chile
Rut: 13.191.190-4
A partir 26.02.2015

9. GERENTE DE INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN

Bernardo Canales

Licenciado en Cs. Ingeniería Mecánica. Universidad de Chile
Diplomado en Economía Pontificia Universidad Católica de Chile
Rut: 11.565.097-1
A partir 26.02.2015

Remuneración a los Gerentes y Principales Ejecutivos

Durante 2015, las remuneraciones y beneficios percibidos por el gerente general y ejecutivos principales de la empresa, ascendieron a \$1.582 millones de retribución fija y \$1.156 millones de retribución variable y beneficios.

Durante 2014, las remuneraciones y beneficios percibidos por el gerente general y ejecutivos principales de la empresa, ascendieron a \$2.145 millones de retribución fija y \$1.250 millones de retribución variable y beneficios.

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 2015, el monto fue de \$17 millones, valor que está incluido en la remuneración percibida por los ejecutivos principales.

Planes de Incentivo a los Gerentes y Principales Ejecutivos

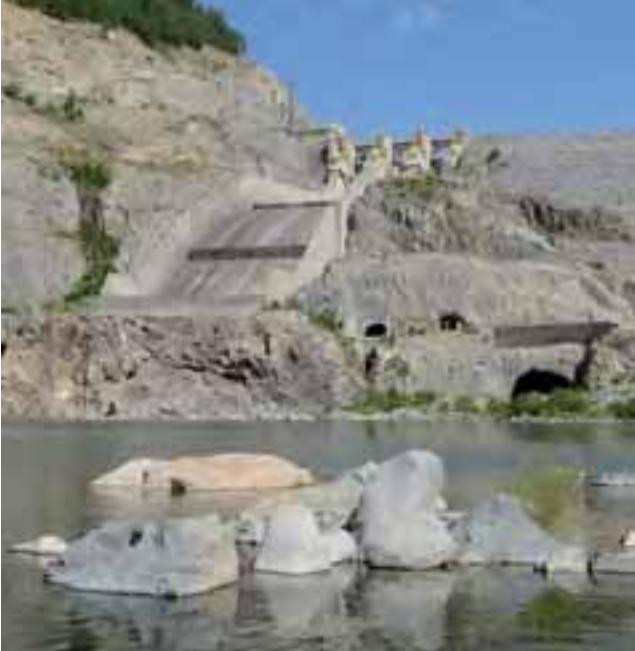
Endesa Chile tiene para sus ejecutivos un plan de bono anual por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la empresa. Este plan incluye una definición de rangos de bonos según el nivel jerárquico de los ejecutivos. Los bonos que se entregan a los ejecutivos consisten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

Indemnizaciones por Años de Servicio

Respecto a indemnizaciones por años de servicio percibidas por los principales ejecutivos de la compañía, se cancelaron \$1.118 millones durante 2015.

Propiedad sobre Endesa Chile

De acuerdo al registro de accionistas al 31 de diciembre de 2015, los principales ejecutivos de la compañía no poseían acciones de Endesa Chile a su nombre.



Administración de Principales Filiales

ARGENTINA

Costanera

Roberto José Fagan
Ingeniero Electricista
Universidad Nacional de la Plata
Maestría en Administración Mercado Eléctrico
Instituto Tecnológico de Buenos Aires

Hidroeléctrica El Chocón

Néstor Carlos Srebernic
Ingeniero Industrial con orientación Electrotecnia
Universidad Nacional de Comahue

CHILE

Pehuenche

Carlo Carvallo Artigas
Ingeniero Civil
Universidad de Chile

Compañía Eléctrica Tarapacá

Valter Moro
Ingeniero Mecánico
Universidad Politécnica de Marche Italia

Gas Atacama

Valter Moro
Ingeniero Mecánico
Universidad Politécnica de Marche Italia

COLOMBIA

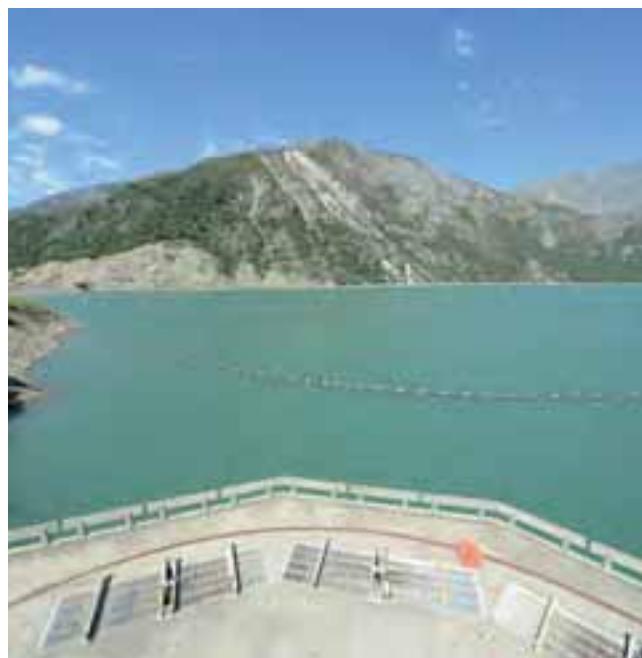
Emgesa

Lucio Rubio Díaz
Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales
Universidad Santiago de Compostela

PERÚ

Edegel

Francisco José Pérez Thoden Van Velzen
Ingeniero Industrial
Escuela Técnica Superior del ICAI,
Universidad Pontificia Comillas en España



I Recursos Humanos





■ Dotación de Personal

En el siguiente cuadro se indica la dotación de personal permanente y temporal de Endesa Chile y sus filiales, al 31 de diciembre de 2015:

Empresas	Gerentes y Ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Otros trabajadores	Total
ARGENTINA				
Costanera	4	422	59	485
Hidroeléctrica El Chocón	2	34	11	47
Gas Atacama Argentina	-	11	18	29
Total Dotación en Argentina	6	467	88	561
CHILE				
Endesa Chile	9	870	46	925
Pehuenche	-	2	-	2
Pangue	-	-	-	-
Celta	-	-	-	-
San Isidro	-	-	-	-
Gas Atacama	-	68	2	70
Central Eólica Canela	-	-	-	-
Endesa Eco	-	-	-	-
Túnel El Melón	-	-	-	-
Total Dotación en Chile	9	940	48	997
COLOMBIA				
Emgesa	12	484	14	510
Total Dotación en Colombia	12	484	14	510
PERÚ				
Edegel	15	245	-	260
Total Dotación en Perú	15	245	-	260
Total Dotación Endesa Chile y filiales	42	2.136	150	2.328

Diversidad en el Directorio

Número de personas por género

	Endesa Chile
Femenino	2
Masculino	7
Total general	9



Número de personas por rango de edad

	Endesa Chile
Entre 41 y 50 años	2
Entre 51 y 60 años	2
Entre 61 y 70 años	5
Total general	9

Número de personas por antigüedad

	Endesa Chile
Menos de 3 años	6
Entre 3 y 6 años	3
Total general	9



Diversidad en la gerencia general y demás gerencias que reportan a esta gerencia o al Directorio

Número de personas por género

	Endesa Chile
Femenino	1
Masculino	8
Total general	9

Número de personas por rango de edad

	Endesa Chile
Entre 30 y 40 años	2
Entre 41 y 50 años	6
Entre 51 y 60 años	1
Total general	9

Número de personas por nacionalidad

	Endesa Chile
Argentina	1
Chilena	6
Española	1
Italiana	1
Total general	9

Número de personas por antigüedad

	Endesa Chile
Menos de 3 años	3
Entre 3 y 6 años	1
Más de 6 y menos de 9 años	1
Entre 9 y 12 años	1
Más de 12 años	3
Total general	9



Diversidad en la organización

Número de personas por genero

	Endesa Chile	GasAtacama	Pehuenche
Femenino	134	6	
Masculino	782	64	2
Total general	916	70	2

Número de personas por nacionalidad

	Endesa Chile	GasAtacama	Pehuenche
Americana	1		
Argentina	1		
Boliviana	1		
Chilena	885	70	2
Colombiana	3		
Española	8		
Francesa	1		
Mexicana	1		
Peruana	2		
Italiana	13		
Total general	916	70	2

Número de personas por rango de edad

	Endesa Chile	GasAtacama	Pehuenche
Menor a 30 años	31	2	
Entre 30 y 40 años	383	18	
Entre 41 y 50 años	287	30	1
Entre 51 y 60 años	138	16	
Entre 61 y 70 años	69	4	1
Mayor a 70 años	8		
Total general	916	70	2

Número de personas por antigüedad

	Endesa Chile	GasAtacama	Pehuenche
Menos de 3 años	137	4	
Entre 3 y 6 años	212	6	
Más de 6 y menos de 9 años	155	17	
Entre 9 y 12 años	85	6	
Más de 12 años	327	37	2
Total general	916	70	2

Salario medio fijo de las mujeres respecto a los hombres atendiendo a su categoría profesional

Contenidos	CHILE
Directivos	% 117,5
Mandos intermedios	% 92,3
Administrativos y personal de oficina	% 87,0
Media	% 98,9

Relaciones Laborales

Durante 2015 se efectuaron dos procesos de negociación colectiva, en Junio con el Sindicato Regional, el cual se sostuvo en el marco reglado y en las fechas legales establecidas y en noviembre se cerró en forma anticipada con el Sindicato N°7 de Endesa Chile. Ambos procesos concluyeron con una vigencia de sus respectivos contratos colectivos por 4 años.

Cabe destacar la continuidad del 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.



tasa de capacitación (horas capacitadas por cada 100 horas trabajadas) de 1,7%.

Formación

El programa de capacitación 2015 de Endesa Chile se construyó y ejecutó sobre la base de dos principios fundamentales de gestión: En primer lugar, lograr el justo equilibrio entre las actividades formativas con foco en el desarrollo de competencias y conocimientos técnicos, esenciales para el mejor desempeño de nuestros trabajadores en sus puestos de trabajo, así como también el entrenamiento en competencias conductuales que les permiten a nuestros colaboradores aumentar sus posibilidades de desarrollo al interior del Grupo.

El segundo principio es solventar el programa de formación sobre un mecanismo de detección de necesidades que permita identificar, conjuntamente entre el colaborador y su gestor, las brechas técnicas y conductuales que es necesario cubrir, tanto en lo que respecta a productividad individual en el puesto de trabajo, como para acceder a eventuales oportunidades de desarrollo futuro. El sistema de detección de necesidades se denomina IDP (Itinerario Desarrollo Profesional), el cual tiene un periodo de implementación de dos años. Durante 2015, el porcentaje de trabajadores que accedió al menos a una de las tres actividades declaradas en su IDP alcanzó el 47,9%.

En términos generales, el desempeño de las actividades de capacitación en Endesa Chile durante 2015, arroja una cobertura de 63,7%, lo que implica que 589 trabajadores tuvieron al menos una actividad de formación durante el año. El total de horas capacitadas fue de 35.810 horas, lo que arroja una

Respecto de la formación técnica, la cual constituye el foco principal de atención en materia de capacitación dada la necesidad de actualizar conocimientos técnicos y procurar la adquisición de nuevas herramientas de gestión, el porcentaje de horas capacitadas dedicadas a este ítem alcanzó el 67,8%, cubriendo a una población de 651 trabajadores. Dentro de las actividades de formación técnica, destacan aquellas ligadas a la gestión del conocimiento, esto es, la implementación de actividades de transferencia de conocimientos y experiencias desde trabajadores que cuentan con un mayor expertise en temas específicos hacia otros que están en proceso de desarrollo. Un total de 14 actividades de transferencia de conocimientos fueron realizadas, lo que reafirma el compromiso de la compañía con el desarrollo, reconocimiento y difusión del conocimiento.

En materia de desarrollo de nuevas habilidades conductuales y de gestión, diversos programas fueron implementados durante 2015. Entre ellos, destacan los diplomados internos de Mercados Eléctricos y Control de Gestión, ambos impartidos por la Universidad de Chile bajo un diseño especialmente elaborado para las necesidades de la compañía. El primero, contó con la participación de 13 trabajadores, mientras que el Diploma de Control de Gestión congregó a 14 trabajadores. En este mismo contexto, también destacan las actividades ligadas al desarrollo de habilidades de liderazgo, siendo particularmente relevante el programa de gestores, el cual busca identificar las brechas de liderazgo de cada uno de los gestores y levantar un plan de formación específico a sus

necesidades individuales. Durante 2015, participaron de este programa 33 gestores.

Finalmente, y tal como ha sido declarado en todos los niveles y segmentos de personal al interior de la compañía, la prevención de riesgos, la salud y en general la seguridad de las personas constituye un foco de especial relevancia y permanente atención. En este contexto, las actividades de formación ligadas al ámbito de la Seguridad y Salud Laboral involucraron a un total de 471 trabajadores.

Gestión de clima

La gestión de clima y el compromiso es un pilar fundamental en la estrategia de la empresa. Durante 2015, han seguido su curso iniciativas que buscan mantener la motivación, satisfacción y el compromiso de los trabajadores.

Estos programas buscan mejorar las siguientes categorías, que son parte de los instrumentos utilizados para evaluar clima al interior de la empresa: liderazgo, comunicación, meritocracia y desarrollo, medidas de conciliación y buenas prácticas laborales.

En relación con liderazgo, Endesa Chile cuenta con un programa de fortalecimiento de gestores, que tiene por objetivo promover y fortalecer el importante rol de las jefaturas en la generación de climas organizacionales que faciliten la satisfacción y desarrollo de sus trabajadores. “Dejando Huellas” ha sido diseñado como un programa integral de entrenamiento de habilidades, formación y acompañamiento, y contempla la construcción de un itinerario individual para cada gestor, que entre las actividades que lo conforman considera talleres de entrenamiento de habilidades, coaching individual, acompañamiento guiado de reuniones y la creación de una red de buenas prácticas de gestión de personas.

Con el propósito de establecer un contacto permanente con los trabajadores, Endesa Chile ha implementado iniciativas de comunicación a través de las que se dan a conocer diversas temáticas de interés con foco en la gestión de personas. Para ello se desarrolla un programa radial semanal, un website, manuales de buenas prácticas, boletín mensual para gestores, entre otras acciones.

Para el caso de los programas que apuntan a la meritocracia y el desarrollo, se encuentra la gestión del desarrollo profesional mediante acciones de promoción por mérito y me-

diante oportunidades laborales locales y en el extranjero donde tiene presencia el Grupo. Destaca durante el 2015 el IDP “Itinerario de Desarrollo Personal”, sistema de detección de necesidades de desarrollo mediante el cual los trabajadores de la empresa definen en conjunto con su gestor, sus necesidades de desarrollo actuales y futuras, las cuales son conocidas por la unidad de formación para la elaboración del programa del formación anual.

Se continuó con el Programa Reconocernos, que busca potenciar una cultura del reconocimiento al interior de la empresa y generar instancias de reconocimiento formales mediante la realización de ceremonias por gerencia, así como también ceremonias masivas por empresa donde se reconoce a los trabajadores destacados, trayectoria laboral entre otros.

Diversidad

Endesa Chile como parte del Grupo Enel, está desarrollando una Política de Diversidad como parte de su estrategia, abordando prácticas vinculadas con género, edad, nacionalidad y discapacidad. Esta política promueve los principios de la no discriminación, igualdad de oportunidades, inclusión y balance entre la vida personal y laboral, como valores fundamentales en las actividades de las empresas que forman parte del Grupo.

Es así como uno de los nuevos programas en materia de diversidad lanzado en 2015 se encuentra el Tutorship o Programa de Tutorías. El Tutorship es una iniciativa de integración, que permite preparar y orientar al trabajador en momentos de transición importante en su vida profesional y personal, tales como: nuevas contrataciones, permisos por maternidad y trabajadores de distintas nacionalidades.

Medidas de Conciliación y flexibilidad laboral

Como parte de las medidas de conciliación y flexibilidad, el programa de Teletrabajo se ha consolidado como una de las medidas más valoradas dentro de la empresa desde 2012 cuando inició su implementación. En la actualidad, hay 85 teletrabajadores del grupo en el programa, 18 de ellos de Endesa Chile, bajo la modalidad de un día a la semana conectándose a trabajar desde el hogar de nuestros trabajadores, mejorando la conciliación laboral y familiar junto con su calidad de vida.

Contratistas

Clima Laboral

El programa de Clima Laboral para Contratistas de Endesa Chile tiene como propósito impactar positivamente en los indicadores de percepción de clima que son medidos por la empresa mandante, en las diferentes dimensiones de interés.

Son catorce las dimensiones que buscan identificar el grado de satisfacción en la relación que los trabajadores establecen con sus empresas empleadoras. Dentro de las dimensiones más relevantes en la percepción general de clima se encuentran Trabajo en equipo; Desarrollo; Reconocimiento; Visión de la supervisión; Ambiente interpersonal; Comunicación y Prevención de riesgos, entre otras.

Los hitos del programa de clima incluyen:

1. Medir clima laboral mediante una encuesta grupal.
2. Hacer entrega de resultados a áreas gestoras de contrato y empresas contratistas.
3. Generar un plan de acción focalizado en los resultados de la encuesta.
4. Seguimiento a los planes de acción para gestionar clima.
5. Actividades transversales financiadas y coordinadas por la empresa mandante para los contratistas.



Durante 2015, las acciones se focalizaron en generar instancias de compromiso, de modo que los administradores de contrato (contraparte en la empresa contratista) pudieran generar con autonomía las respectivas acciones de clima.

En total, se encuestaron a 232 trabajadores pertenecientes a las Empresas Reparalia, IMA, JIF, IKA, IMAN, Fralesa, Vélazquez, Compass y Ultraport.

El índice general de clima de las empresas contratistas de Endesa Chile durante 2015 ascendió a 81,4%.



Acreditación de Competencias Laborales

El objetivo del programa de Acreditación de Competencias Laborales para trabajadores contratistas tiene como propósito fundamental levantar los perfiles claves de cada servicio vinculado al negocio de generación, para luego evaluar a los trabajadores asociados a dicho perfil y poder identificar a aquellos que cumplen con los criterios de desempeño, optando así a la acreditación.

Los trabajadores contratistas que no logren acreditarse en el perfil que se desempeñan, deben participar de un programa de formación/entrenamiento para poder cerrar sus brechas y optar a su acreditación en una reevaluación.

Durante 2015, se trabajó principalmente durante el primer semestre en la fase de levantamiento y validación de los perfiles para luego, durante en el segundo semestre, iniciar la fase de evaluaciones.

En total, actualmente Endesa Chile cuenta con 58 perfiles validados y a Diciembre del 2015, registra 132 trabajadores ya evaluados.

En el marco de este programa, 56 trabajadores de empresas contratistas de Endesa Chile están acreditados, esto es el 42% de los trabajadores evaluados.



Programa Gestores de Contrato

Corresponde a un programa de formación y entrenamiento permanente para los Gestores de Contrato de las Empresas del Grupo Enersis, en el contexto de la Subcontratación.

El objetivo principal es que los Gestores de Contrato cuenten con un plan de formación asociado a su rol de Gestores de Contratistas de modo de que cuenten con las herramientas fundamentales para el correcto ejercicio de esta función.

Para este efecto, durante 2015, se levantó "El perfil del Gestor de Contrato", a través de entrevistas a personas claves y grupos focales del mundo de la generación y distribución. Del mismo modo, en el transcurso del tercer trimestre de 2015, se finalizó con el desarrollado del Programa Formativo para Gestores de Contratos, cuya aplicación al universo de Gestores de Endesa Chile se materializará en el partir del ejercicio 2016.

Control Laboral Previsional Mensual

Con el propósito de fortalecer el proceso de Control Laboral y Previsional, a partir del cuarto trimestre de 2015, Endesa Chile incorporó la Aplicación de Control de Contratista de Previred, herramienta con plataforma en Internet que permite disponer de manera rápida y segura de los pagos previsionales de las empresas contratistas y subcontratistas, en cualquier momento y de forma autónoma.



Inspecciones Laborales y Previsionales en Terreno

En complemento al proceso de control laboral y con el propósito de verificar el cumplimiento de las obligaciones laborales y previsionales de las empresas contratistas en terreno, durante 2015 se fortaleció la aplicación de fiscalizaciones en dependencias de las empresas contratistas y en las obras. En el periodo se realizaron 32 fiscalizaciones a contratistas de centrales de Endesa Chile, y 22 fiscalizaciones a contratistas de los proyectos de generación. Cabe destacar que las incidencias detectadas en este proceso de fiscalización se encuentran resueltas a la fecha.

Inspecciones Laborales y Previsionales Online

A partir de 2015, se implementó una nueva modalidad de inspección bajo el formato Online, consistente en efectuar un control en línea de la documentación laboral y previsional, con plazo de respuesta del contratista no superior a 48 horas. La información remitida por el contratista posteriormente es validada en terreno.

Cabe destacar que esta modalidad complementa las actividades de control, a fin de verificar el cumplimiento del Contratista. Durante 2015, se efectuaron once inspecciones bajo esta modalidad, y cuyas incidencias detectadas se encuentran resueltas a la fecha.

Control de Acceso Documental

A partir de 2015, se inició la implementación del Proyecto de Control de Acceso Facial y Dactilar en las instalaciones del Grupo, el cual consiste en que, previo al ingreso del personal contratista a las instalaciones del Grupo, se verifique que se cuente con toda la documentación laboral en norma y actualizado.

En concreto, para el ejercicio 2015 ya se tiene controlado con esta tecnología a un total de 2.319 trabajadores contratistas que operan en las instalaciones de la central Bocamina y el proyecto Los Cóndores, esperando que para el periodo 2016 se aplique esta modalidad de control en la totalidad de los trabajadores contratistas que operan en las instalaciones de la compañía.

Acciones de Seguridad y Salud Laboral

En Endesa Chile la seguridad y la salud laboral son objetivos estrechamente ligados al negocio. 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, Ipal, One Safety y Stop Works, planes de formación en prevención de riesgos y 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, sistemas de trabajo en altura y otros elementos con elevados estándares de seguridad que garanticen la máxima protección a los trabajadores. Con el objetivo de alcanzar la meta cero accidentes se han establecido alianzas de seguridad con las empresas contratistas, con el objeto de homologar las mejores prácticas en este ámbito, entre las que destaca One Safety.

Dentro de los programas destinados a contribuir con la seguridad y salud laboral podemos destacar:



Difusión y Promoción de Salud 2015

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

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

- > Prevención de cáncer de mamas: Capacitar a las mujeres sobre la importancia de la realización del autoexamen de mama y en caso específico de la ecografía o mamografía.

- > Prevención de cáncer de próstata: Actividades de promoción y prevención en la planilla masculina para detección temprana y tratamiento.
- > Prevención de cáncer colorrectal: Actividades de promoción y prevención para la detección temprana y tratamiento de patologías asociadas al cáncer colorrectal.
- > Prevención de cáncer de piel: Informar y sensibilizar para la prevención, detección temprana y tratamiento de la enfermedad.
- > Prevención de lesiones osteomusculares
- > Prevención de enfermedades de transmisión sexual y VIH.
- > Control del tabaquismo salud mental y calidad de vida.
- > Prevención de riesgos cardiovascular "Mes del Corazón"
- > Prevención de alergias primaverales

Difusión, Implementación y Aplicación de Protocolos MINSAL



Se inician de manera conjunta con una empresa asesora externa, las gestiones para dar cumplimiento a cada uno de los protocolos MINSAL:

- > PREXOR: Protocolo de normas mínimas para el desarrollo de programas de vigilancia de la pérdida auditiva por exposición a ruido en los lugares de trabajo.
- > RIESGOS PSICOSOCIALES: Protocolo de Vigilancia de Riesgos Psicosociales en el Trabajo.
- > TMERT: Norma Técnica de Identificación y evaluación de factores de riesgos de trastornos músculo esqueléticos relacionados con el trabajo de extremidades superiores (TMERT).
- > MMC: Norma Manipulación Manual de Carga.
- > PLANESI: Plan Nacional de Erradicación de la Silicosis.

Inmunizaciones 2015

La inmunización en los trabajadores 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 Endesa Chile, alude a prevenir la aparición de enfermedades de recurrente contagio masivo que en su afección 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 Endesa Chile, y consiste en la aplicación de la vacuna Influenza Estacional Trivalente durante el primer trimestre de cada año, previniendo así el brote que se inicia a principios de junio.



Mujer sana 2015



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 de la compañía.

Programa Exámenes Preventivos Periódicos 2015

El objetivo de este programa es realizar evaluaciones médicas periódicas a los trabajadores, con el objeto de detectar de manera precoz alteraciones o patologías 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



Programas de Seguridad Laboral Aplicado 2015

El objetivo de estos programas es aplicar una planificación preventiva de manera de mantener el control de los riesgos en las actividades de mantenimiento mayor de las distintas Centrales, específicamente inscribe a la finalidad de desarrollar acciones e implementar estándares de Prevención de Riesgos con el objeto de evitar la ocurrencia de accidentes graves o incapacitantes. El cumplimiento de estos estándares, será de responsabilidad de la Administración, Jefes de Faena, Supervisores y Prevención de Riesgos de las empresas participantes



Manual de Estándares de Seguridad y Salud Laboral

El objetivo principal del manual es establecer las disposiciones de Seguridad y Salud Laboral por las cuales han de regirse las actividades que desarrollen las empresas contratistas y subcontratistas que prestan servicios en las instalaciones de Endesa Chile. Las disposiciones de Seguridad y Salud Laboral contenidas en este documento son de cumplimiento obligatorio para las empresas contratistas y subcontratistas, que participen en las obras, faenas o servicios en instalaciones propias o terceros.



Campañas de seguridad

En el marco de la semana de la seguridad, y con la finalidad de dar a conocer y reforzar las acciones preventivas tendientes a evitar la ocurrencia de accidentes laborales, destaca dentro del listado de capacitaciones realizadas con organismos externos certificados, la conducción de vehículos 4x4 y manejo a la defensiva, las cuales buscan desarrollar conciencia y entregar fundamentos teórico-técnicos fundamentales para cada uno de los trabajadores que utilizan vehículos diariamente, asimismo se destaca la adquisición de equipamiento para dichos vehículos (cadenas para la nieve, botiquines, neblineros y cambio de neumáticos

Programa de Retiro de Material que Contiene Asbesto (MCA)

Se continúa con el programa de retiro de material que contiene asbesto desde las centrales, dicho programa consiste en la eliminación y disposición final de todos los materiales que contienen este mineral.



Reclutamiento y Selección

Cobertura de vacantes

Para Endesa Chile, 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 2015, se generaron un total de 150 vacantes en Endesa Chile, de las cuales 97% corresponde a coberturas mediante modalidad interna, considerando para tales la realización de concursos internos ámbito local e internacional, procesos de movilidad horizontal y ascendente o promoción.



Programa de Prácticas y Atracción de Talento Joven

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 Endesa Chile, 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 destaque 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 casas 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, y contabilizando para el periodo 2015 un total de 133 alumnos en calidad de practicantes o memoristas.

Para generar lazos con universidades y atraer a los mejores alumnos, durante 2015, Endesa Chile participó en la Feria Laboral de la Facultad de Economía y Negocios de la Universidad de Chile, Feria Empresarial de la Universidad de Chile y de la Feria Laboral de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Católica de Chile. El stand de la compañía recibió a estudiantes de las carreras de Ingeniería Civil Industrial, Ingeniería Civil Eléctrica, Ingeniería Civil Mecánica, Geología e Ingeniería Civil Hidráulica.

Adicionalmente, se destaca la participación de Endesa Chile en la séptima versión de la Feria Laboral "Todo Chile Conectado" de Inacap, efectuada en Los Ángeles, Región del Biobío.

Diversidad

Para Endesa Chile, contar con equipos de trabajo diversos 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. Por ende, y en la línea de fomentar la diversidad y contribuir en la generación de alternativas de desarrollo, destaca la creciente participación de mujeres en concursos internos, alcanzando 42% del total de postulaciones, viendo de ésta forma una mayor participación femenina. Es relevante destacar que 33% de los ingresos externos corresponde a mujeres.



■ Transacciones Bursátiles





Durante 2015, en la Bolsa de Comercio de Santiago se transaron 1.009,2 millones de acciones por un valor de \$901.320 millones. A su vez, en la Bolsa Electrónica de Chile se transaron 70,9 millones de acciones por un valor de \$63.952 millones. En la Bolsa de Valores de Valparaíso se transaron 2.052 acciones por un valor de \$1,7 millones.

La acción de Endesa Chile cerró en 2015 con un precio de \$878,61 en la Bolsa de Comercio de Santiago, \$876,75 en la Bolsa Electrónica y \$840,20 en la Bolsa de Valores de Valparaíso.

Bolsa de Comercio de Santiago

Trimestre	Unidades transadas	Monto transado (\$)	Precio promedio (\$)
1er trimestre 2013	278.963.709	223.528.463.533	801,28
2do trimestre 2013	305.336.070	239.995.490.703	786,00
3er trimestre 2013	391.184.194	274.244.111.560	701,06
4to trimestre 2013	270.930.677	205.429.388.029	758,24
1er trimestre 2014	258.767.437	195.552.407.329	754,30
2do trimestre 2014	246.409.824	202.030.498.763	820,01
3er trimestre 2014	228.759.297	202.446.139.441	884,67
4to trimestre 2014	238.910.773	212.554.142.702	891,64
1er trimestre 2015	201.733.273	186.445.052.457	924,11
2do trimestre 2015	268.980.813	251.504.812.678	933,42
3er trimestre 2015	247.884.649	215.248.572.236	866,15
4to trimestre 2015	290.618.546	248.121.641.665	853,70

Bolsa Electrónica de Chile

Trimestre	Unidades transadas	Monto transado (\$)	Precio promedio (\$)
1er trimestre 2013	36.117.611	29.128.748.140	806,50
2do trimestre 2013	69.278.703	53.890.886.710	777,89
3er trimestre 2013	62.986.405	44.479.978.006	706,18
4to trimestre 2013	30.337.691	22.816.580.549	752,09
1er trimestre 2014	27.871.044	21.201.400.932	747,71
2do trimestre 2014	37.004.033	30.242.504.418	815,37
3er trimestre 2014	33.761.571	29.965.057.984	882,87
4to trimestre 2014	35.837.072	31.800.485.067	894,23
1er trimestre 2015	-	-	-
2do trimestre 2015	52	49.192	946,00
3er trimestre 2015	-	-	-
4to trimestre 2015	2.000	1.680.400	840,20

Bolsa de Valores de Valparaíso

Trimestre	Unidades transadas	Monto transado (\$)	Precio promedio (\$)
1er trimestre 2013	876.560	321.169.614	366,40
2do trimestre 2013	501.125	392.876.304	783,99
3er trimestre 2013	1.671.690	1.175.731.877	703,32
4to trimestre 2013	7.500	5.392.500	719,00
1er trimestre 2014	4.420	3.332.680	754,00
2do trimestre 2014	0	0	0,00
3er trimestre 2014	1.200	1.017.600	848,00
4to trimestre 2014	15.021	13.497.038	898,54
1er trimestre 2015	0	0	0
2do trimestre 2014	52	49.192	946,00
3er trimestre 2015	0	0	0
4to trimestre 2015	2.000	1.680.400	840,20

En Estados Unidos se transaron 27,4 millones de ADS por un valor total de US\$1.119,9 millones. Un ADS representa actualmente 30 acciones de Endesa Chile. El precio del ADS de Endesa Chile cerró el ejercicio en US\$37,06.

Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE)

Trimestre	Unidades transadas (número de ADS)	Monto transado (US\$)	Precio promedio del ADS (US\$)
1er trimestre 2013	5.582.531	285.612.950	51,16
2do trimestre 2013	6.326.180	307.244.611	48,57
3er trimestre 2013	8.127.954	346.266.850	42,60
4to trimestre 2013	5.644.647	249.623.080	44,22
1er trimestre 2014	7.527.111	307.155.539	40,83
2do trimestre 2014	5.809.269	256.556.424	44,24
3er trimestre 2014	5.305.092	243.722.019	45,92
4to trimestre 2014	6.132.226	274.220.177	44,88
1er trimestre 2015	4.548.130	202.131.937	44,42
2do trimestre 2015	6.967.163	317.082.107	45,21
3er trimestre 2015	8.232.748	320.146.178	38,59
4to trimestre 2015	7.665.071	280.573.904	36,68

En el Mercado de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (Latibex) se transaron 1,1 millones de unidades de contratación por un valor de €1,3 millones aproximadamente. La unidad de contratación equivale a una acción de la compañía. El precio de la unidad de contratación cerró el año en €1,12.

Latibex

Trimestre	Unidades transadas	Monto transado (€)	Precio promedio (€)
1er trimestre 2013	573.448	723.906	1,26
2do trimestre 2013	401.216	475.264	1,18
3er trimestre 2013	736.734	740.477	1,01
4to trimestre 2013	547.231	567.716	1,04
1er trimestre 2014	776.184	770.925	0,99
2do trimestre 2014	741.447	778.788	1,04
3er trimestre 2014	730.544	816.512	1,11
4to trimestre 2014	278.701	322.830	1,16
1er trimestre 2015	207.447	260.436	1,27
2do trimestre 2015	116.644	157.155	1,33
3er trimestre 2015	36.500	44.264	1,15
4to trimestre 2015	782.812	880.398	1,10

A partir del día 4 de diciembre de 2015, Endesa Chile se deslistó del Latibex, por lo que sus acciones no serán transadas en lo sucesivo en dicha bolsa de valores. Esta solicitud fue planteada por la misma compañía y fue aprobada por el Consejo de Administración de Bolsas y Mercados Españoles, Sistemas de Negociación, S.A.



Información de mercado

Siguiendo con la tendencia de lo sucedido en 2014, el panorama económico mundial para 2015 no mostró una mejoría que permitiera la recuperación o estabilización de las economías emergentes. El bajo crecimiento de países como China, sumado a la recesión de Brasil generaron una alta incertidumbre en Latinoamérica que afectó fuertemente el crecimiento económico de la región. Además, el precio de los commodities relevantes para dichos países no lograron recuperarse, obligándolos a recortar constantemente sus proyecciones de crecimiento. El aumento de la tasa por parte de la Fed, provocó un fortalecimiento del dólar con respecto a las monedas de países emergentes. En el caso de Chile, el Índice Selectivo de Precios de Acciones, IPSA, indicador que agrupa a las 40 principales acciones transadas en Chile, cerró el 2015 con -4,4% de disminución. Este desempeño reflejó principalmente el impacto que tuvieron las reformas y la incertidumbre que generaron, además de la baja de inversionistas extranjeros y el desalentador panorama externo.

Durante 2015, los títulos de Endesa Chile evidenciaron una baja de 4,7%, alineándose con el IPSA que mostró una disminución de 4,4%. Con respecto a la variación acumulada, las acciones de Endesa Chile entre 2014 y 2015 mostraron un crecimiento de 23,3% mientras que el IPSA, para el mismo periodo, presentó una leve disminución de 0,5%. Por otra parte, pese a la devaluación del peso chileno frente al dólar americano durante 2015, los ADR's de Endesa Chile presentaron una disminución de 16,9% en la Bolsa de Comercio de Nueva York, y de forma similar los títulos de la compañía en la Bolsa de Madrid disminuyeron en 11,1% durante 2015.

Bolsa de Comercio de Santiago

La siguiente tabla muestra la variación de la acción de Endesa Chile y del Índice Selectivo de Precios de Acciones (IPSA) en el mercado local durante los últimos dos años:

Variación	2014	2015	Acumulada 2014-2015
Endesa Chile	17,8%	-4,7%	12,3%
IPSA	4,1%	-4,4%	-0,5%

Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE)

La siguiente tabla muestra la variación de los ADRs de Endesa Chile listados en NYSE (EOC), y de los índices Dow Jones Industrial y Dow Jones Utilities durante los últimos dos años:

Variación	2014	2015	Acumulada 2014-2015
EOC	0,4%	-17,2%	-16,9%
Dow Jones Industrial	7,5%	-2,2%	5,1%
Dow Jones Utilities	26,0%	-6,5%	17,8%

Bolsa de Valores Latinoamericanos de Endesa Chile en la Bolsa de Madrid (Latibex)

La siguiente tabla muestra la variación de la acción de Endesa Chile (XEOC) listada en la Bolsa de Madrid (Latibex) y del índice IBEX a lo largo de los últimos dos años:

Variación	2014	2015*	Acumulada 2014-2015
XEOC	23,8%	-11,1%	10,0%
LATIBEX	-16,1%	-39,2%	-49,0%

(*): A partir del día 4 de diciembre de 2015, Endesa Chile se deslistó del Latibex, por lo que sus acciones no serán transadas en lo sucesivo en dicha bolsa de valores.

I Dividendos





■ Política de Dividendos de 2016

Generalidades

En cumplimiento de las disposiciones de la Circular N°687 de fecha 13 de febrero de 1987 de la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), a continuación se expone a los señores accionistas la Política de Dividendos del Directorio de la sociedad.

Política de Dividendos

El Directorio tiene la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2016, de hasta un 15% de las utilidades al 30 de septiembre del 2016, según muestren los estados financieros a dicha fecha, a ser pagado en enero del 2017.

El Directorio propondrá a la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2016, distribuir como dividendo definitivo, un monto equivalente al 50% de las utilidades del ejercicio 2016.

El dividendo definitivo corresponderá al que defina la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2017.

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

Procedimiento para el Pago de Dividendos

Para el pago de dividendos, sean provisarios o definitivos, y con el objeto de evitar el cobro indebido de los mismos, Endesa Chile 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.
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 Endesa Chile 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.
5. Para estos efectos, las cuentas corrientes o de ahorro bancarias pueden ser de cualquier plaza del país.
6. 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 cambiarla 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., ellos permanecerán bajo su custodia hasta que sean retirados o solicitados por los accionistas.

En el caso de los depósitos en cuentas corrientes bancarias, Endesa Chile 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 Endesa Chile.

■ Política de Dividendos de 2015

Generalidades

En cumplimiento con las disposiciones de la Circular N°687 de fecha 13 de febrero de 1987 de la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), a continuación se expone a los señores accionistas la Política de Dividendos del Directorio de la sociedad.

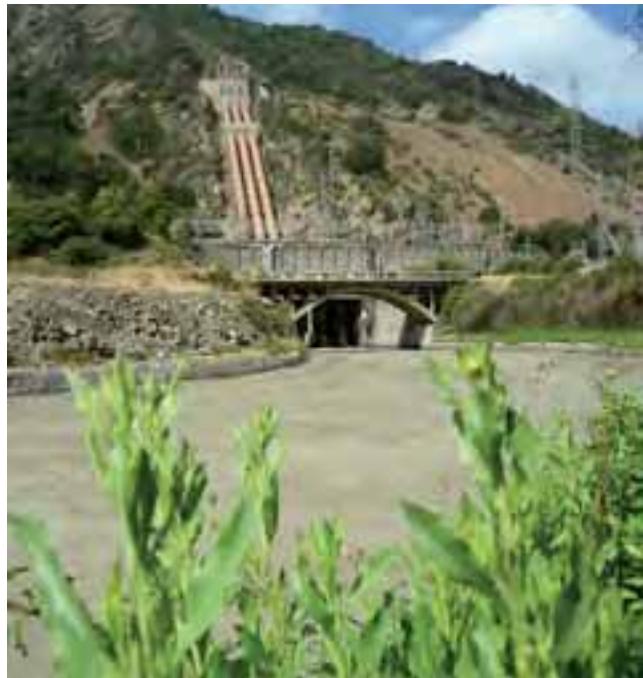
Política de Dividendos⁽¹⁾

El Directorio tiene la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2015, de hasta 15% de las utilidades al 30 de septiembre de 2015, según muestren los Estados Financieros a dicha fecha, a ser pagado en enero de 2016.

El Directorio tiene la intención de proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre de 2016, distribuir como dividendo definitivo, un monto equivalente a 50% de las utilidades del ejercicio 2015.

El dividendo definitivo corresponderá al que defina la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre de 2016.

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



(1) Con fecha 30 de noviembre de 2015, de conformidad con lo establecido en los artículos 9º y 10º inciso 2º de la Ley N°18.045, y lo previsto en la Norma de Carácter General N°30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó, con carácter de hecho esencial que, el Directorio de Empresa Nacional de Electricidad S.A., acordó repartir un dividendo provisional de \$3,55641 por acción, correspondiente al 15% de las utilidades al 30 de septiembre de 2015, a pagarse a contar del 29 de enero de 2016, de conformidad con la política de dividendos de la compañía vigente en la materia.

Utilidad Distribuible de 2015

Millones de pesos	2015
Utilidad del ejercicio atribuible a la sociedad dominante	392.868
Utilidad distribuible	392.868

Dividendos Distribuidos

Nº dividendo	Tipo de dividendo	Fecha de cierre	Fecha de pago	Pesos por acción	Imputado al ejercicio	Dividendo anual	% de las utilidades
46	Definitivo	06/05/09	12/05/09	15,93300	2008	21,2842	40%
47	Provisorio	10/12/09	16/12/09	9,31235	2009		
48	Definitivo	28/04/10	05/05/10	17,53050	2009	26,8429	35%
49	Provisorio	20/01/11	26/01/11	6,42895	2010		
50	Definitivo	05/05/11	11/05/11	26,09798	2010	32,5269	50%
51	Provisorio	13/01/12	19/01/12	5,08439	2011		
52	Definitivo	11/05/12	17/05/12	22,15820	2011	27,2426	50%
53	Provisorio	18/01/13	24/01/13	3,04265	2012		
54	Definitivo	03/05/13	09/05/13	11,24302	2012	14,28567	50%
55	Provisorio	25/01/14	31/01/14	3,87772	2013		
56	Definitivo	09/05/14	15/05/14	17,69856	2013	21,57628	50%
57	Provisorio	24/01/15	30/01/15	3,44046	2014		
58	Definitivo	18/05/15	25/05/15	16,95495	2014	20,39541	50%
59	Provisorio	23/01/16	29/01/16	3,55641	2015		

Política de Inversión y Financiamiento

Durante el ejercicio 2016, la sociedad efectuará inversiones tanto directamente, como a través de filiales y coligadas, de conformidad a sus estatutos, en las siguientes áreas de inversión, indicándose en cada caso el límite máximo:

Generación de Energía Eléctrica

Se considerará como límite máximo de inversión el necesario para que la empresa pueda cumplir con el objeto principal de la sociedad (producción, transporte y suministro de energía eléctrica), con un monto máximo equivalente al 50% del Patrimonio Neto del balance consolidado de Endesa Chile al 31 de diciembre de 2015.



Aportes de Capital a las Sociedades Filiales y Coligadas

Se efectuarán aportes a las filiales y coligadas para que puedan llevar a cabo los proyectos que se están desarrollando, y realizar aquellas inversiones y actividades que sean necesarias para cumplir con su respectivo objeto social.



Otras inversiones

Activos financieros, títulos, derechos, valores mobiliarios, bienes inmuebles, aportes a sociedades y formación de empresas filiales y coligadas, según lo establecen sus estatutos, con el propósito de efectuar inversiones en el sector eléctrico y de desarrollar proyectos y operaciones o actividades en procesos industriales asociados a la obtención de fuentes energéticas, como asimismo en las que la energía eléctrica sea esencial, determinante y tenga un uso intensivo en dichos procesos. Se considerará como límite máximo de inversión el necesario para aprovechar las oportunidades de negocios, con un monto máximo en el año, equivalente al 50% del Patrimonio Neto del balance consolidado de Endesa Chile al 31 de diciembre de 2015.





Inversiones en Instrumentos Financieros

Endesa Chile efectuará inversiones en Instrumentos Financieros de acuerdo con los criterios de selección y de diversificación de carteras que determine la administración de la empresa, con el propósito de optimizar el rendimiento de sus excedentes de caja.

Dentro de esta política aprobada por la Junta de Accionistas, el Directorio deberá acordar las inversiones específicas en obras y estudios que hará la empresa, tanto en lo que se refiere a monto como a modalidades de financiamiento de cada una de ellas, y adoptará las medidas conducentes al control de las referidas inversiones.

Política de financiamiento 2016

La política de financiamiento de la sociedad considera que el nivel de endeudamiento, definido como la relación de la deuda total/patrimonio más interés minoritario del balance consolidado, no sea mayor a 2,20. La obtención de recursos provendrá, entre otras, de las siguientes fuentes:

- > Recursos propios.
- > Créditos de proveedores.
- > Préstamos de bancos e instituciones financieras.
- > Colocación de valores en el mercado local e internacional.
- > Ingresos provenientes de ventas de activos y/o prestaciones de servicios realizadas por Endesa Chile.
- > Préstamos intercompañías

Otras materias

En virtud de lo dispuesto en el artículo 120 del Decreto Ley N° 3.500, la enajenación de los bienes o derechos que sean declarados en estas políticas como esenciales para el funcionamiento de la empresa, así como la constitución de garantías sobre ellos, es materia de acuerdo de la Junta Extraordinaria de Accionistas. En consecuencia, y en cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 119 del mismo cuerpo legal, se declaran como esenciales para el funcionamiento de la sociedad los siguientes activos

Las acciones de propiedad de Endesa Chile que permiten el control, por la vía de la tenencia de la mayoría de las acciones o bien mantenga pactos o acuerdos de accionistas, de la Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., y de Celta S.A

Asimismo, corresponde a la Junta Extraordinaria de Accionistas aprobar el otorgamiento de garantías reales o personales para caucionar obligaciones de terceros, respecto de dichos activos esenciales.

Por último, respecto a las atribuciones de la administración para convenir con acreedores restricciones al reparto de dividendos de Endesa Chile, 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).

Descripción del Negocio de la Compañía

Las principales actividades que desarrollan Endesa Chile, sus sociedades filiales y las sociedades de control conjunto están relacionadas con la generación y comercialización de energía eléctrica y, adicionalmente, los servicios de consultoría e ingeniería en todas sus especialidades. Endesa Chile y sus sociedades filiales operan 192 unidades a lo largo de cuatro países en Sudamérica, con una capacidad instalada total de 15.148 MW.

En Argentina, a través de Costanera S.A. e Hidroeléctrica El Chocón S.A., la compañía opera un total de 3.652 MW de potencia, que representa 12% del total del sistema interconectado argentino.

Endesa Chile es la principal empresa generadora de energía eléctrica en Chile y una de las compañías más grandes del país, que opera un total de 6.351 MW de potencia, lo que representa 32% de la capacidad instalada en el mercado local. El 54% de la capacidad instalada de Endesa Chile, filiales y sociedades de control conjunto en Chile es hidráulica, 44% térmica y 2%, eólica. La compañía participa en el Sistema Interconectado Central (SIC), principal sistema eléctrico del país, que abarca desde Taltal a Chiloé, territorio en el que vive alrededor del 93% de la población, y donde su capaci-

dad instalada y la de sus filiales y sociedades de control conjunto aportan un total de 5.389 MW a este sistema, equivalente a cerca de 34%. La compañía también participa en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), a través de sus filiales Celta y Gas Atacama dando suministro a diversas empresas mineras. La capacidad instalada total en el SING alcanza a 963 MW, que representa 23% de este sistema.

En Colombia, a través de Emgesa, opera un total de 3.459 MW de potencia, cifra equivalente a 21% de la capacidad instalada de ese país.

En Perú, por medio de Edegel, opera un total de 1.686 MW de potencia, que representa 18% del sistema peruano.

Endesa Chile participa también en el mercado de generación, transmisión y distribución en Brasil, a través de su asociada Enel Brasil (ex Endesa Brasil), en sociedad con Energía. Enel Brasil cuenta con 987 MW de capacidad instalada, a través de Cachoeira y Fortaleza, y dos líneas de transmisión de una capacidad de transmisión de 2.100 MW, a través de CIEN. Endesa Chile opera los activos de generación de Enel Brasil.

Capacidad Instalada, Generación y Ventas de Energía de Endesa Chile Consolidada

Capacidad instalada (MW) (1)	2013	2014	2015
Argentina	3.652	3.652	3.652
Chile (2)	5.571	6.351	6.351
Colombia	2.925	3.059	3.458
Perú	1.540	1.652	1.686
TOTAL	13.688	14.715	15.148

Generación de energía eléctrica (GWh) (3)	2013	2014	2015
Argentina	10.840	9.604	11.405
Chile (2)	19.438	18.063	18.294
Colombia	12.748	13.559	13.705
Perú	8.391	8.609	8.218
TOTAL	51.417	49.835	51.622

Ventas de energía eléctrica (GWh)	2013	2014	2015
Argentina	12.354	10.442	11.969
Chile (2)	20.406	21.156	23.558
Colombia	16.090	15.773	16.886
Perú	8.904	9.320	8.633
TOTAL	57.754	56.692	61.046

(1) Estos valores resultan de las potencias máximas determinadas por la norma operativa de Endesa Chile N°38 "Norma para definición de potencia máxima en centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de Endesa Chile", al 31 de diciembre de cada año. Corresponden a la potencia máxima de diseño de las unidades generadoras; en su mayoría, corroboradas con las pruebas de satisfacción de garantías contractuales realizadas por el proveedor de dichos equipos de generación. En algunos casos, los valores de potencia máxima pueden diferir del valor de la potencia declarada a los organismos reguladores y clientes de cada país, en función de los criterios definidos por dichas entidades y a satisfacción de los marcos contractuales correspondientes.

(2) Endesa Chile consolida GasAtacama a partir de mayo de 2014

Reseña histórica

La Empresa Nacional de Electricidad S.A. fue creada el 1 de diciembre de 1943 como una sociedad anónima, filial de la entidad fiscal Corporación de Fomento de la Producción (CORFO), con el objeto de realizar el Plan de Electrificación chileno, incluyendo generación, transporte y distribución de energía eléctrica.

Durante 44 años, Endesa Chile perteneció al Estado de Chile, alcanzando un papel preponderante en el sector y se convirtió en una de las empresas más relevantes y la base del desarrollo eléctrico del país. Las inversiones fueron cuantiosas y se concretaron importantes obras de ingeniería y electrificación.

El proceso de privatización comenzó en 1987, a través de una serie de ofertas públicas de acciones, y fue completado en 1989. Mediante este proceso se incorporaron a la sociedad Fondos de Pensiones, los trabajadores de la misma empresa, inversionistas institucionales y miles de pequeños accionistas.

En 1992, se adquirió el control de Central Costanera S.A. (actualmente, Endesa Costanera) y, en 1993, de Hidroeléctrica El Chocón S.A., ambas en Argentina. En 1995, se concretó la compra de Edegel S.A.A., en Perú. En diciembre de 1996, se adquirió Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P y, en septiembre de 1997, Emgesa S.A. E.S.P, ambas en Colombia. En

septiembre de 1997, se adquirió Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A., en Brasil.

El 27 de julio de 1994, las acciones de Endesa Chile comenzaron a transarse en la New York Stock Exchange (NYSE) en la forma de ADR, bajo el nemotécnico EOC.

En diciembre de 2001, las acciones de Endesa Chile se registraron en la Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (Latibex), bajo el nemotécnico XEOC.

En mayo de 1999, Enersis S.A., a través de una Oferta Pública de Acciones, se constituyó en la controladora de la sociedad con 60% de las acciones de Endesa Chile.

El 13 de septiembre de 2004, Endesa Chile firmó la carta de adhesión al Pacto Mundial de Naciones Unidas (Global Compact), iniciativa de ámbito internacional, a través de la cual se comprometió a adoptar diez principios básicos universales relacionados con el respeto a los derechos humanos, las normas laborales, el medio ambiente y la lucha contra la corrupción.

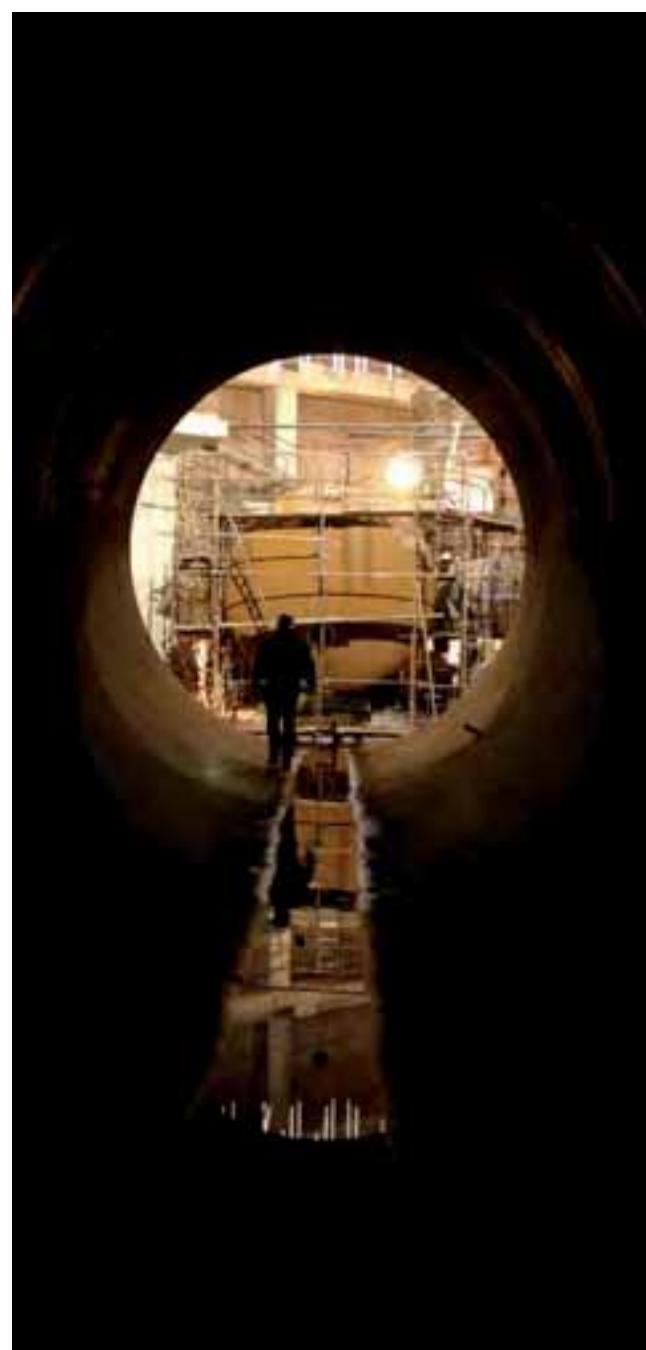
El 18 de abril de 2005, Endesa Chile constituyó la subsidiaria Endesa Eco S.A., cuyo objetivo es promover y desarrollar proyectos de energía renovables, además de actuar como depositaria y comercializadora de los certificados de reducción de emisiones que se obtengan de dichos proyectos.

En 2005, se constituyó el holding Enel Brasil S.A (ex Endesa Brasil), el cual surgió mediante el aporte de los activos existentes en ese país de Endesa Latinoamérica, Endesa Chile, Enersis y Chilectra. De esta manera, en octubre de dicho año, Endesa Chile dejó de consolidar a Cachoeira Dourada, y comenzó a contabilizar a Enel Brasil S.A. como empresa relacionada, y en consecuencia, pasando a ser consolidada por Enersis.

El 29 de septiembre de 2006, Endesa Chile, ENAP, Metrogas y GNL Chile firmaron el acuerdo que define la estructura del Proyecto Gas Natural Licuado (GNL), en el que Endesa Chile participa con 20% y que forma parte de la estrategia de diversificación de suministro de gas natural frente a la falta del hidrocarburo proveniente de Argentina. El terminal de regasificación de GNL Quintero fue inaugurado el 22 de octubre de 2009.

En marzo de 2007, se constituyó la sociedad Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (HidroAysén), que no es consolidada por Endesa Chile, y cuyo objeto es el desarrollo y explotación del proyecto hidroeléctrico en la Región de Aysén, denominado Proyecto Aysén.

En junio de 2008, entró en operación comercial la minicentral hidroeléctrica de pasada Ojos de Agua, de la filial Endesa Eco (9 MW). Además, Endesa Chile puso en servicio la operación con diesel de la unidad N°1 de la central Taltal, lo que significó 120 MW de capacidad instalada adicional.





El terminal de regasificación de GNL Quintero fue inaugurado en octubre de 2009 e implicó una inversión de US\$1.100 millones, entregando entre 4 y 5 millones de metros cúbicos de gas natural diariamente. Por otro lado, entró en operación comercial la central Quintero con 129 MW de capacidad instalada, para luego agregársele una segunda unidad que aumentaría a 257 MW su potencia bruta. El parque eólico Canel II con 60 MW entró en servicio.

En 2010, la central a Gas Natural San Isidro II aumentó su potencia máxima a 399 MW. Por otro lado, se anunció la inversión de US\$837 millones en la construcción de la central El Quimbo en Colombia. Este mismo año, Fitch Ratings y S&P mejoraron la clasificación internacional de Endesa Chile a BBB+, en tanto que Feller Rate elevó la nota de solvencia local a AA.

En 2011, se inició la construcción de la central El Quimbo en Colombia, la cual abastecería el 8% de la demanda energética del mercado de ese país, y se continuó avanzando en la

construcción de Bocamina II, fuertemente afectada por el terremoto de febrero de 2010 y que finalmente entró en operaciones en octubre de 2012.

Durante 2013 comenzó el proyecto de optimización de la cadena Salaco en Colombia, el cual, a diciembre 2014, contaba con el 100% de las unidades operables, que registraron un total de 145 MW adicionales.

En 2014, Endesa Chile adquirió el control de Gas Atacama por US\$309 millones y alcanza cerca de 1.000 MW de capacidad en el norte del país. La compañía alcanzó el 98% de la controladora de Gas Atacama, central termoeléctrica a gas natural de 781 MW de capacidad instalada en el SING, y del Gasoducto Mejillones-Taltal y del Gasoducto Atacama entre Chile y Argentina. En 2014, se inició la construcción de la central hidroeléctrica Los Cóndores en Chile, la cual contará con capacidad instalada de aproximadamente 150 MW.

El 2 de abril de 2015, la central Bocamina II obtiene la obtención de la Resolución de Calificación Ambiental (RCA), que aprueba el proyecto “Optimización Central Termoeléctrica Bocamina, Segunda Unidad”

El 28 de abril de 2015, el Directorio de Endesa Chile, ha acordado iniciar los estudios de una posible reorganización societaria consistente en la división de Endesa Chile en los negocios de Chile y fuera de Chile, y eventualmente una futura fusión de estos últimos en un sola sociedad.

En julio de 2015, la central Bocamina II queda disponible para el despacho económico por parte del Centro de Operación del CDEC-SIC, después de un periodo de pruebas operacionales iniciadas la primera semana de junio, tras la obtención de las autorizaciones necesarias. A fin del mismo mes queda disponible la central Bocamina I, después de una mantenimiento mayor que afectó la disponibilidad de la central desde el 30 de septiembre de 2014.

En 16 de noviembre de 2015, la central El Quimbo de 400 MW en Colombia entra en operación comercial, luego de cinco años de construcción.

El 18 de diciembre de 2015, la compañía realizó una Junta Extraordinaria de Accionistas, instancia en la cual se aprobó la primera fase de la reorganización societaria, la que divide el negocio de Chile del resto de Latinoamérica.



Política de Inversión y Financiamiento





Inversiones

Endesa Chile coordina la estrategia de financiamiento global de sus filiales, incluyendo los términos y condiciones de los desembolsos, y créditos entre compañías de sus filiales, con el fin de optimizar la administración de deuda y liquidez. Generalmente, las filiales operativas desarrollan sus planes de gastos de capital de manera independiente, que se financian sobre la base de fondos generados internamente o de financiamiento directo. Uno de los objetivos es focalizar en inversiones que proveerán beneficios de largo plazo, tales como proyectos de reducción de pérdidas de energía. Adicionalmente, enfocando en Endesa Chile como un todo y procurando prestar servicios a través del grupo de compañías, se busca reducir el nivel de inversión necesaria al nivel individual de cada filial en áreas como los sistemas de adquisición, telecomunicaciones e informática. Si bien se ha estudiado la forma de financiar estas inversiones como parte del proceso presupuestario de la compañía, no ha comprometido ninguna estructura de financiamiento particular. Las inversiones dependerán de las condiciones de mercado al momento en que se necesite obtener el flujo de caja.

El plan de inversiones de Endesa Chile es suficientemente flexible para adaptarse a las cambiantes circunstancias dando distintas prioridades a cada proyecto de acuerdo a la rentabilidad y a los objetivos estratégicos. Las prioridades de inversión actuales incluyen el desarrollo de proyectos hidroeléctricos y térmicos, medioambientalmente responsables en Chile y Colombia, con el objeto de garantizar adecuados niveles de suministro confiable.

Para el período comprendido entre 2016 y 2019, se espera desembolsar \$1.412 miles de millones en base consolidada en las filiales, relacionados con inversiones actualmente en desarrollo, mantenimiento de la actual capacidad instalada y en los estudios necesarios para desarrollar otros potenciales proyectos de generación.

La tabla que aparece a continuación muestra los gastos de capital esperados para el periodo 2016-2019 y los incurridos por nuestras filiales en los últimos tres años:

Gastos de Capital (en millones de Ch\$)	2016-2019	2015 ⁽¹⁾	2014 ⁽¹⁾	2013 ⁽¹⁾
Chile	786.802	263.905	155.753	85.169
Fuera de Chile	625.671	261.850	265.561	206.848
Total	1.412.473	525.755	421.314	292.017

(1) Las cifras de gastos de capital representan los pagos efectivos para cada año, neto de contribuciones, con excepción de las proyecciones futuras.

Gastos de Capital en los Años 2015, 2014 y 2013

Las inversiones de capital en los últimos tres años están relacionadas principalmente con (i) el proyecto Optimización de la central Bocamina II de 350 MW, en Chile, (ii) el proyecto El Quimbo, de 400 MW, en Colombia, (iii) el proyecto Los Cóndores, de 150 MW, en Chile y (iv) el mantenimiento de la capacidad instalada existente. Bocamina II inició sus operaciones comerciales en octubre de 2012, con 350 MW de capacidad instalada. La central El Quimbo inició sus operaciones en noviembre de 2016, con 400 MW de capacidad.

En diciembre de 2014, la optimización del proyecto Salaco se completó, sumando un total de 145 MW al sistema colombiano. Las inversiones de capital acá mencionadas fueron financiadas de la siguiente forma:

- > **El Quimbo:** Emisión de bonos locales e internacionales.
- > **Optimización Bocamina II:** Fondos generados por la compañía.
- > **Los Cóndores:** Fondos generados por la compañía.
- > **Salaco:** Fondos generados por la compañía.

Proyectos Actualmente en Desarrollo

Proyecto Los Cóndores: Central Hidroeléctrica con 150 MW de potencia, ubicada en la región de El Maule, cuya construcción comenzó en 2014.



Actividades Financieras



Finanzas nacionales

Endesa Chile cuenta, al cierre de 2015, con líneas de crédito comprometidas completamente disponibles por un equivalente a US\$286 millones.

Asimismo, Endesa Chile y sus filiales nacionales cuentan con líneas de crédito no comprometidas disponibles en el mercado nacional por un equivalente a US\$159 millones.

Al cierre de 2015, permanecían sin utilizarse las Líneas de Efectos de Comercio por un monto máximo total de hasta US\$200 millones. Estas Líneas de Efectos de Comercio fueron inscritas en enero de 2009 en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS).

Adicional a los contratos de créditos rotativos y programas de bonos ya señalados, Endesa Chile con sus filiales en Chile, terminaron con una caja disponible de US\$72 millones.

La deuda financiera de Endesa Chile consolidada alcanzó los US\$3.065 millones. Esta deuda está compuesta, principalmente, por deuda bancaria, bonos locales e internacionales. Cabe señalar que la caja consolidada de Endesa Chile registró un saldo de US\$211 millones, con lo cual la deuda neta consolidada alcanzó US\$2.853 millones, a diciembre de 2015.

Durante 2015, se produjo el vencimiento de un yankee bond por un importe de US\$200 millones.

Finanzas Internacionales

El año 2015 para Latinoamérica estuvo marcado por la declinación en la demanda por commodities, explicado en parte por el menor dinamismo de la economía de China. Asimismo, durante el año se evidenció una sobreoferta de petróleo en los mercados internacionales. En este contexto, el cobre y el petróleo sufrieron importantes retrocesos durante el ejercicio, registrando caídas del 26,1% y 35,0% respectivamente. Esta caída ha traído como impacto directo la devaluación relativa del Sol Peruano, Real Brasileño, Peso Chileno y Peso Colombiano en relación al dólar norteamericano.

La situación política, económica y social en algunos países de la región se vio deteriorada, impactando las condiciones financieras locales. Tal es el caso de Brasil - país donde Endesa Chile tiene una significativa participación a través de Enel Brasil - el cual durante el ejercicio 2015 evidenció una crisis institucional y política, acompañada de una recesión económica, que trajo como resultado la baja en la clasificación de riesgo soberana del país por dos de las más importantes clasificadoras de riesgo, bajo el nivel de grado de inversión.

Las economías desarrolladas, y sobre todo Estados Unidos, demostraron en 2015 una creciente recuperación posterior a la crisis financiera de fines de la década pasada. Es por esto que la FED anunció hacia mediados de diciembre de 2015 la primera alza de tasas en una década en 25 puntos base, para quedar en un rango entre 0,25% y 0,50%. Lo anterior, ha venido a apoyar la fortaleza del dólar frente a otras monedas emergentes.

Los mercados financieros se mantuvieron abiertos en los países donde Endesa Chile tiene presencia, lo que permitió a sus filiales extranjeras levantar los recursos necesarios para financiar sus proyectos e inversiones y continuar con el refinanciamiento de su deuda a mayor plazo, cumpliendo con una política que permite tener los riesgos financieros controlados.



Principales Operaciones Financieras Concretadas

Argentina

Durante 2015 se refinanciaron pasivos en Chocón y Costanera, por un total de US\$3,9 millones.

Colombia

Emgesa realizó numerosas actividades de financiación durante 2015, explicadas por el proyecto El Quimbo y necesidades de capital de trabajo. Entre ellas, se cuentan varios créditos bancarios de corto plazo, que en algunos casos fueron refinaciados al mediano plazo, con un saldo al final del año de US\$188 millones. Además, se realizó una refinanciación de deuda con la banca local por un monto total de US\$127 millones.

Perú

Edegel prepagó US\$32,5 millones de un préstamo bancario y refinanció el saldo por US\$21 millones a través de un préstamo bancario. Además, renovó líneas comprometidas con la banca local, por un equivalente a US\$29 millones.

Chinango refinanció un préstamo bancario por US\$28 millones con vencimiento en febrero 2018.

Política de cobertura

Tipo de cambio

La política de cobertura de tipo de cambio de Endesa Chile es en base a flujos de caja y tiene como objetivo mantener un equilibrio entre los flujos indexados a moneda extranjera (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. Como parte de esta política, Endesa Chile contrató forwards por US\$190 millones para

cubrir flujos provenientes de las filiales extranjeras en distintas monedas.

Asimismo, se realizaron coberturas de monedas para proyectos de inversión en Chile.

Tipo de interés

La política de Endesa Chile consiste en mantener niveles de deuda fija y protegida sobre la deuda neta total, dentro de una banda de más menos 10% con respecto a la razón establecida 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 total fue de 68%.

Clasificación de Riesgo

Los actuales ratings de Endesa Chile se sustentan en el diversificado portafolio de activos, la fortaleza de los indicadores financieros, el perfil de vencimientos adecuados y amplia liquidez. La diversificación geográfica de la compañía en Sudamérica permite una cobertura natural frente a las distintas regulaciones y condiciones climáticas. Las filiales de Endesa Chile tienen además una posición de liderazgo en los distintos mercados donde operan.

El 16 de junio de 2015, Fitch Rating ratificó la clasificación en moneda local y extranjera de Endesa Chile en "BBB+", así como también su clasificación de largo plazo en escala nacional en 'AA(cl)', además de las perspectivas estables.

Posteriormente, el 13 de noviembre de 2015, Standard & Poor's confirmó la clasificación internacional para Endesa Chile en "BBB+" con perspectivas estables.

Por su parte, el 15 de diciembre de 2015, Feller Rate confirmó en "AA" la calificación local vigente para los programas de bonos, acciones y efectos de comercio, ratificando las perspectivas estables.

Finalmente, el 31 de diciembre de 2015, Moody's ratificó la clasificación corporativa en Baa2 para Endesa Chile con perspectivas estables.

Seguros

Operacionales

Todas las empresas de Generación del Grupo están adscritas a un Programa Mundial de cobertura de riesgos, tanto en Daños Materiales, Terrorismo, Interrupción de negocios y Responsabilidad Civil liderado por Enel. El proceso de renovación de los contratos de seguros se efectuó a través de una licitación internacional donde se invitó a los principales aseguradores líderes a nivel mundial. Los contratos fueron renovados el 1 de noviembre de 2015 hasta el 31 de octubre de 2016.

Las características de los seguros vigentes para todas las filiales de Generación en Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Perú son:

- > Seguro de Todo Riesgo Bienes Físicos e Interrupción de Negocios, con un límite indemnizable de €1.000 millones por siniestro (Excepto terremoto e inundación con un límite indemnizable de €700 millones por siniestro). Esta medida, con el fin de brindar una mayor protección a las centrales de generación y las principales subestaciones de transformación contra riesgos de terremoto, avalanchas, incendio, explosiones, inundaciones, avería de maquinarias y fallas operacionales. Además, esta póliza contiene la

cobertura contra actos terroristas con límite indemnizable por €150 millones por evento y agregado anual.

- > Seguro de responsabilidad civil extra-contractual hasta la suma de €500 millones anuales, como cobertura a daños que la actividad de la empresa genere a terceros y frente a los cuales tenga obligación de indemnizar.

Las empresas de Generación del Grupo cuentan también con seguros de transporte marítimo, aéreo y terrestre para el traslado de maquinarias, equipos e insumos, seguros de vida y accidentes personales para el personal en viaje y los que la legislación vigente obliga mantener.

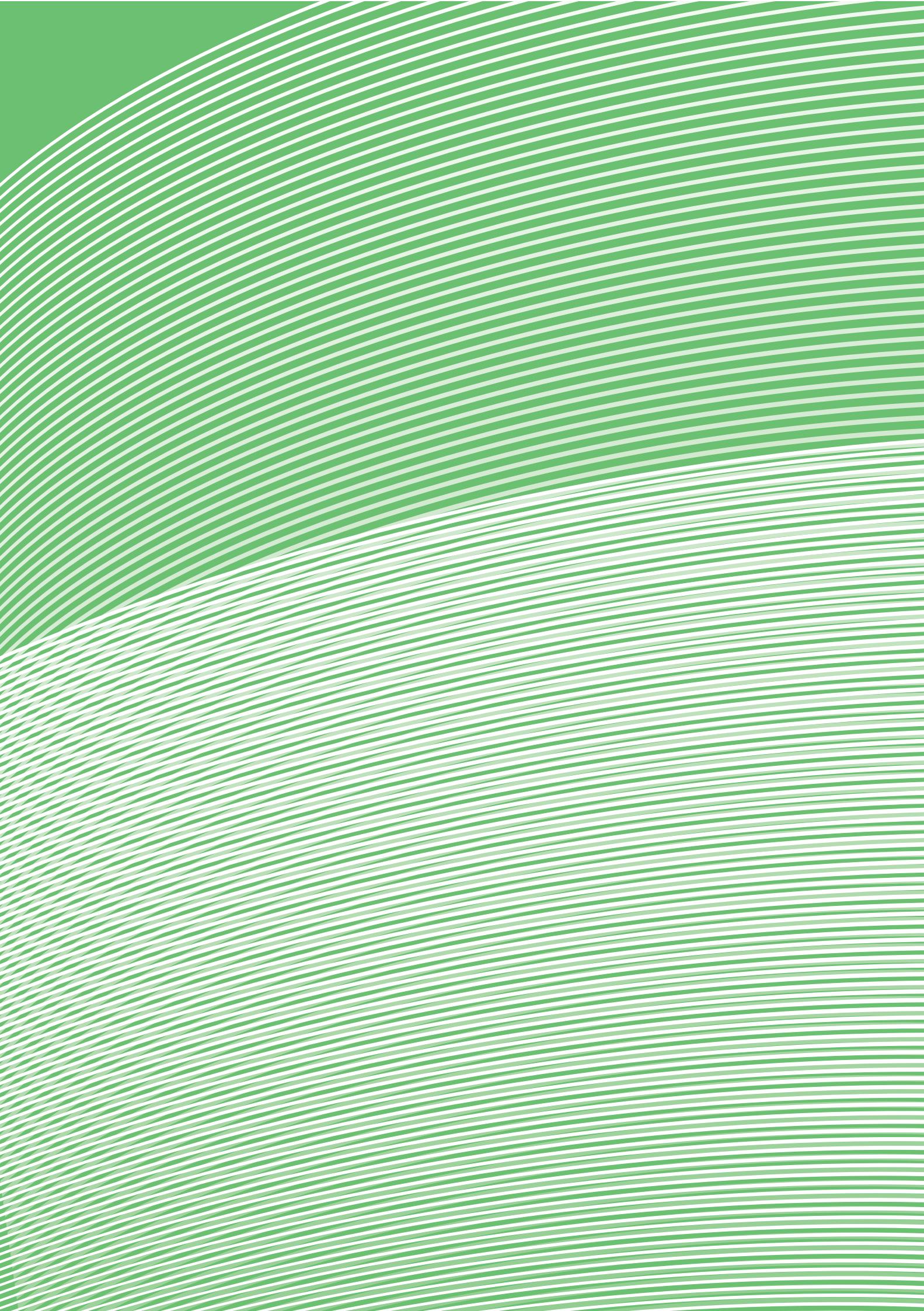
Seguros de obras

Los proyectos de Generación del Grupo mantienen vigente seguros de construcción y retraso de puesta en marcha en todas las obras desarrolladas. Dichos seguros son contratados luego de un proceso de licitación privada a la que son invitados los principales aseguradores.

El programa de seguros establecido para todos los proyectos contempla seguros de todo riesgo para la construcción y montaje, transporte, responsabilidad civil y retraso de puesta en marcha, con límites y deducibles de acuerdo a la política de riesgos de la compañía.

I Factores de Riesgo





■ Factores de Riesgos

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

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

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

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 96% al 31 de diciembre de 2015.

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

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

Posición neta	dic-14%	dic-15%
Tasa de interés fijo	96%	96%
Tasa de interés variable	4%	4%
Total	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 en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- > Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.

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

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



Riesgo de "Commodities"

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

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

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, Endesa Chile 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 2015 se registraron operaciones swap vigentes por 133 mil barriles de petróleo Brent. Al 31 de diciembre de 2014, habían operaciones swap vigentes por 266 mil barriles de petróleo Brent para enero 2015 y 350 mil MMBTU de gas Henry Hub para febrero 2015.

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 ver notas 18, 20 y anexo N° 6, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2015, el Grupo Endesa Chile presenta una liquidez de M\$ 37.425.233 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 142.032.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2014, el Grupo Endesa Chile tenía una liquidez de M\$ 336.628.803 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 179.926.296 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.



Riesgo de Crédito

Endesa Chile realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por Cobrar Comerciales

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

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

Activos de Carácter Financiero

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

Las colocaciones pueden ser respaldadas con bonos del tesoro de Chile 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 nacionales y extranjeras, de manera que todas las operaciones se contratan con entidades de clasificación de riesgo equivalente a grado de inversión.

Medición del Riesgo

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

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

- > Deuda financiera.
- > Derivados de cobertura para Deuda.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible variación de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un día con 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 extrapolación de escenarios futuros (a un trimestre) de los valores de mercado de las variables de riesgo en función de escenarios basados en observaciones reales para un mismo período (trimestre) durante cinco años.

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

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre, de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a M\$ 95.917.431.

Estos valores representan el potencial incremento de la cartera de deuda y derivados, por lo tanto estos valores en riesgo están intrínsecamente relacionados, entre otros factores, al valor de la cartera al final de cada trimestre.

Otros Riesgos

Como es práctica habitual en créditos bancarios y en operaciones de mercados de capital, una porción del endeudamiento financiero de Endesa Chile está sujeta a disposiciones de incumplimiento cruzado.

El no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de deudas de Endesa Chile, cuyo capital insoluto individual excede el equivalente de US\$ 50 millones y cuyo monto en mora también excede el equivalente de US\$ 50 millones, podría dar lugar al pago anticipado de la línea de crédito internacional (a esta fecha no desembolsada). Además, esta línea contiene disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en la compañía, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutorias adversas por un monto superior a US\$ 100 millones, y expropiación de activos, entre otros, podría ocasionar la declaración de aceleración de este crédito.

Por otro lado, el no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier deuda de Endesa Chile o de cualquiera de sus filiales chilenas, con un monto de capital que excede los US\$ 30 millones podría dar lugar al pago anticipado obligatorio de los bonos Yankee. Mientras que para el caso específico del Yankee emitido en abril 2014, con vencimiento en el 2024, el umbral es de US\$ 50 millones.

Por último, en el caso de los bonos locales y las líneas de crédito de Endesa Chile, el pago anticipado de esta deuda, se desencadena sólo por incumplimiento del Deudor. Esta línea se cerró anticipadamente el 18 de enero de 2016, y desde su suscripción, no fue desembolsada. Se está negociando la contratación de la nueva línea de crédito y se espera suscribirla durante febrero 2016 bajo similares condiciones contractuales que las anteriores considerando la nueva estructura societaria.

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.

Los factores de riesgos asimismo pueden extenderse a los siguientes ámbitos:

Una crisis financiera, u otra crisis, en cualquiera región a lo ancho del mundo pueden tener un impacto significati-

vo en los países en los que opera Endesa Chile y, consecuentemente, afectar adversamente las operaciones así como la liquidez

Los países en los que Endesa Chile opera, son vulnerables a los impactos externos, incluyendo eventos financieros y políticos, los cuales pueden causar dificultades económicas significativas y afectar su crecimiento. Si cualquiera de estas economías experimenta un crecimiento económico menor que lo esperado o una recesión, es probable que nuestros clientes demanden menos electricidad. Más aún, algunos de nuestros clientes pueden experimentar dificultades para pagar sus cuentas de electricidad, posiblemente incrementando las cuentas incobrables. Cualquiera de estas situaciones podría afectar de manera adversa nuestros resultados operacionales y condición financiera.

Crisis financieras y políticas en otras partes del mundo podrían afectar de manera adversa al negocio. Por ejemplo, la inestabilidad del Medio Oriente podría tener como resultado mayores precios de los combustibles en el mundo entero, lo que a su vez podría incrementar los costos de combustible para las plantas de generación térmica y afectar de manera adversa los resultados operacionales y la condición financiera.

Adicionalmente, una crisis internacional financiera y su efecto negativo en la industria financiera puede tener un impacto

adverso en la capacidad para obtener nuevos financiamientos bancarios en los términos y condiciones históricos. Esto podría disminuir la capacidad para acceder a los mercados de capital en los países en que Endesa Chile posee activos, así como a los mercados internacionales de capital por otras fuentes de liquidez, o aumentar las tasas de interés disponibles para la Empresa. La liquidez reducida, a su vez, puede afectar los gastos de capital, la inversiones de largo plazo y adquisiciones, las perspectivas de desarrollo y la política de dividendos.

Es probable que las fluctuaciones económicas en Sudamérica afecten las operaciones de la compañía y su condición financiera así como el valor de sus títulos.

Todas las operaciones de Endesa Chile se ubican en Sudamérica. Por consiguiente, los ingresos consolidados son sensibles al desempeño de las economías sudamericanas en su totalidad. Si las tendencias económicas locales, regionales o mundiales afectan de manera adversa la economía de cualquiera de los cinco países en los cuales la compañía tiene inversiones u operaciones, su condición financiera y los resultados operacionales pudieran verse adversamente afectados. Además, la compañía tiene inversiones en países de economía volátil, tales como Argentina, la cual era considerada muy volátil hasta el reciente cambio de gobierno. La generación de caja insuficiente de



las economías volátiles, ha significado, en algunos casos, la incapacidad para cumplir con las obligaciones y la necesidad de pedir dispensas respecto del cumplimiento de condiciones financieras restrictivas. Además, la empresa tiene participación en Enel Brasil, el cual consolida todas las operaciones en Brasil, incluyendo distribución, generación y activos de transmisión. En ese sentido, Endesa Chile está expuesta a la reciente volatilidad del mercado local en dicho país, lo cual ha afectado la condición financiera de sus asociados.

La mayor parte de los resultados operacionales son generados en Chile, Colombia y Perú, y el 95% de nuestros ingresos operacionales provienen de las operaciones en dichos países. Como resultado de lo anterior y considerando que el negocio de la electricidad está fuertemente ligado a las fluctuaciones del PIB, las condiciones financieras y resultados operacionales son fundamentalmente dependientes del desempeño de las economías peruana, colombiana y chilena.

Durante el 2015, la economía chilena se vio afectada por la incertidumbre económica proveniente de la contracción global en el mercado de materias primas, tales como el cobre, lo cual afectó la evolución del tipo del cambio, aumentando la tendencia depreciativa en vigor desde el año 2012, así como las diversas reformas que siguen en discusión por las autoridades chilenas (tributaria, laboral, educacional, entre otras) y la posibilidad de una reforma a la constitución chilena.

Futuros eventos adversos en estas economías pueden dificultar la capacidad de Endesa Chile de llevar a cabo planes estratégicos, lo que podría afectar de manera adversa los resultados operacionales y condición financiera.

Adicionalmente, los mercados financieros y de valores en Sudamérica están influenciados en diferentes grados por las condiciones económicas y los mercados de otros países. Los mercados financieros y de valores en Chile, Colombia y Perú pueden verse adversamente afectados por eventos en otros países, los que pueden afectar el valor de los títulos.

Ciertas economías sudamericanas se han caracterizado históricamente por las frecuentes y, ocasionalmente, drásticas medidas intervencionistas de las autoridades estatales, incluyendo las expropiaciones, lo que

puede afectar de manera adversa el negocio y resultados financieros.

Las autoridades gubernamentales han modificado las políticas monetarias, crediticias, tarifarias, tributarias y otras, con el objeto de influir en el rumbo de las economías de la región. En menor medida, el gobierno de Chile ha ejercido y sigue ejerciendo una importante influencia en muchos aspectos del sector privado, lo cual puede resultar en cambios en la política económica u otras políticas. Por ejemplo, en septiembre de 2014 el gobierno chileno aprobó un aumento progresivo del impuesto sobre la renta corporativa, lo cual puede tener un efecto negativo adicional sobre los accionistas extranjeros o titulares de ADS. Además, el 8 de Febrero de 2016, fue promulgada la ley 20.889, la cual incluye ajustes a esta reforma tributaria. Estas actuaciones gubernamentales, en estos países Sudamericanos han significado la aplicación de controles salariales, tarifarios y de precios y otras medidas intervencionistas, tales como expropiaciones o nacionalizaciones.

Por ejemplo, Argentina congeló las cuentas bancarias e impuso restricciones a los capitales en 2001, nacionalizó el sistema privado de fondos de pensiones en 2008, usó las reservas de la Tesorería Argentina en el Banco Central para amortizar deuda con vencimiento en 2010 y expropió el 51 % de Repsol en YPF en 2012 e impuso control sobre el tipo de cambio, que limitó el acceso argentino a divisas extranjeras. En 2010, Colombia impuso un impuesto al patrimonio para financiar la reconstrucción para reparar los daños producidos por una grave inundación, lo que tuvo como resultado un devengamiento que debió ser contabilizado en enero de 2011, por los impuestos a ser pagaderos en el periodo 2011 – 2014.

Los cambios realizados en las políticas de estas autoridades gubernamentales y monetarias con respecto a las tarifas, los controles cambiarios, las regulaciones y la tributación, podría reducir la rentabilidad de la compañía. La inflación, devaluación, inestabilidad social y otros eventos políticos, económicos o diplomáticos, incluyendo la respuesta de los gobiernos de la región a estas circunstancias, podría también reducir la rentabilidad. Cualquiera de estos escenarios podría afectar de manera adversa los resultados operacionales y la condición financiera.

El negocio eléctrico está expuesto a riesgos que surgen de desastres naturales, accidentes catastróficos y actos

de terrorismo que podrían afectar de manera adversa las operaciones, utilidades y flujo de caja.

Las instalaciones principales incluyen plantas generadoras, activos de transmisión y distribución, gasoductos, terminales y plantas re gasificadoras de GNL, naves contratadas para transportar y almacenar GNL. Las instalaciones pueden sufrir daños por terremotos, inundaciones, incendios y otros desastres catastróficos causados por la naturaleza o accidentes humanos, como también actos de terrorismo. Un evento catastrófico podría ocasionar interrupciones en nuestro negocio, reducciones significativas de nuestros ingresos debido a una menor demanda o costos adicionales significativos no cubiertos por las cláusulas de los seguros por interrupciones del negocio. Puede haber retrasos entre la ocurrencia de un accidente significativo o un evento catastrófico y el reembolso definitivo de las pólizas de seguro, que normalmente contemplan un deducible y están sujetos a montos máximos por siniestro.

Como un ejemplo, el 6 de mayo de 2013, un álate de la turbina a gas n°7 de la central Santa Rosa de Edegel se rompió y produjo un daño catastrófico en la unidad como consecuencia de la combustión del aceite lubricante. La turbina dañada fue calificada como pérdida total y su costo de reposición superó los US\$60 millones en daños materiales y pérdida de beneficios. A pesar de que los costos fueron absorbidos por los seguros contratados por Edegel, la unidad estuvo fuera de servicio por 19 meses, con sus operaciones retrasadas hasta el 5 de diciembre de 2014. Accidentes como ese pueden afectar las operaciones, ganancias y flujos de efectivo.

Por otro lado, el 27 de febrero de 2010, Chile sufrió un terremoto mayor, con una magnitud de 8,8 en la escala de Richter, en la Región del Biobío, seguido de un tsunami muy destructivo. Las plantas generadoras Bocamina y Bocamina II, que están ubicadas cerca del epicentro, experimentaron daños significativos como consecuencia del terremoto. Además, recientemente, el 16 de septiembre de 2015, Chile sufrió un terremoto, con una magnitud de 8,3 en la escala de Richter, en la Región de Coquimbo, seguido por un tsunami, lo cual no generó daños significativos a alguna de las instalaciones de Endesa Chile.

Endesa Chile está sujeta a riesgos de financiamiento, tales como aquellos asociados con el financiamiento de nuevos proyectos y gastos de capital y riesgos relacionados con el refinanciamiento de la deuda por vencer;

también está sujeta al cumplimiento de obligaciones de la deuda, todo lo cual podría afectar adversamente su liquidez

Al 31 de diciembre de 2015, la deuda financiera de Endesa Chile totalizó \$2.177 mil millones.

La deuda financiera tenía el siguiente calendario de vencimientos:

- > \$374 mil millones en 2016;
- > \$208 mil millones en el periodo 2017 – 2018;
- > \$287 mil millones en el periodo 2019 – 2020; y
- > \$1.307 mil millones más adelante.

Abajo se encuentra un desglose por país de la deuda financiera que vence en 2016:

- > \$185 mil millones para Chile;
- > \$110 mil millones para Colombia;
- > \$26 mil millones para Argentina;
- > \$53 mil millones para Perú.

Algunos de los contratos de deuda están sujetos a (1) cumplimiento de ratios financieros, (2) obligaciones de hacer y de no hacer, (3) eventos de incumplimiento, (4) eventos de prepago obligatorio por incumplimiento de condiciones contractuales y (5) ciertas cláusulas de cambio de control y por fusiones o desinversiones significativas, entre otras disposiciones.

Algunos de los acuerdos de deuda extranjera limitan o prohíben transacciones que resulten en un cambio de control en la sociedad, definidas contractualmente caso a caso, o que necesite un mínimo de quórum de los prestamistas. Por lo tanto, en algunos casos se podría necesitar obtener el consentimiento o waivers, según sea el caso.

Una porción significativa del endeudamiento financiero de la compañía está sujeta a condiciones de incumplimiento cruzado, con distintas definiciones, criterios, umbrales de materialidad, y aplicabilidad en términos de las filiales que pueden dar origen a un incumplimiento cruzado.

En el caso que Endesa Chile o sus filiales incumplan en alguna de estas disposiciones significativas, sus acreedores y tenedores de bonos pueden exigir el pago inmediato, y alguna porción de la deuda podría llegar a ser vencida y exigible. Por ejemplo, el 31 de diciembre de 2014, la filial

argentina El Chocón no cumplió con una prueba de ratio de cobertura de gastos financieros (Ebitda /gastos financieros) que tenía como requerimiento en un contrato de préstamo con el Standard Bank, Deutsche Bank e Itaú que vencerá en febrero de 2016. El Chocón ya ha experimentado dificultades para cumplir con este requisito varias veces en el pasado y ha obtenido exenciones del cumplimiento de sus prestamistas. Si los prestamistas deciden declarar un evento por default y acelerar el préstamo, el principal y los intereses serían inmediatamente vencidos y pagadero de este préstamo. Debido a una aceleración cruzada de otros préstamos de El Chocón, una deuda adicional también se aceleraría y El Chocón se declararía en bancarrota.

Es posible que Endesa Chile no tenga la capacidad de refinanciar su endeudamiento o de obtener dicho refinaciamiento en términos que no sean aceptables. En la ausencia de dicho refinaciamiento, la compañía podría verse obligada a enajenar activos con el fin de realizar esos pagos devengados de su endeudamiento bajo circunstancias que podrían ser desfavorables para la obtención del mejor precio para dichos activos. Más aun, es posible que no se pudiese vender los activos lo suficientemente rápido o por montos suficientemente altos como para permitir a la empresa realizar dichos pagos.

Asimismo, podría no tenerse la capacidad de obtener los fondos requeridos para completar los proyectos en desarrollo o en construcción. Las condiciones de mercado existentes en el momento de requerir esos fondos u otros sobre-costos no previstos pueden comprometer su capacidad para financiar estos proyectos e inversiones.

A la fecha del presente informe, Argentina continúa siendo el país con el más alto riesgo de refinaciamiento. Sin embargo, los recientes cambios en el gobierno argentino podría implicar acciones positivas en la administración económica que podría disminuir la perspectiva de riesgo en el país.

Al 31 de diciembre de 2015, la deuda financiera con terceros de las filiales argentinas alcanzó los \$69 mil millones. En la medida que los temas fundamentales que se refieren al sector eléctrico local se mantienen sin solución, Endesa Chile renovará la deuda argentina, pendiente de pago, en la medida que se tenga la habilidad para hacerlo. Si los acreedores de la compañía no estuviesen dispuestos a renovar la deuda al vencimiento y no existiera la posibilidad de refinanciar esas obligaciones, se podría caer en incumplimiento en esa deuda.

La incapacidad para financiar nuevos proyectos o gastos de capital o refinanciar la deuda existente podría afectar de manera adversa los resultados operacionales y condición financiera.

Es posible que la compañía no sea capaz de efectuar inversiones, alianzas o adquisiciones apropiadas

De manera continua la compañía verifica las perspectivas de adquisiciones que puedan aumentar su cobertura de mercado o complementar los negocios existentes, aunque no se puede asegurar que será capaz de identificar y concretar transacciones de adquisiciones apropiadas en el futuro. La adquisición e integración de empresas independientes que no controla es, generalmente, un proceso complejo, costoso, que consume tiempo, y que requiere de importantes esfuerzos y gastos. Si se lleva a cabo una adquisición, podría resultar en que se incurra en deuda importante y asumir obligaciones desconocidas, la potencial pérdida de empleados clave, gastos de amortización relacionados con activos tangibles y la distracción de la administración de otras preocupaciones del negocio. Adicionalmente, cualquier retraso o dificultades encontradas en relación con la adquisición y la integración de operaciones múltiples, podría tener un efecto adverso en el negocio, condición financiera o resultado de las operaciones. Como ejemplo, el 22 de abril de 2014, Endesa Chile adquirió el 50% adicional de la participación en GasAtacama Holding, lo cual implica combinar totalmente GasAtacama Holding y GasAtacama en nuestros estados financieros e incorporar esas compañías a las operaciones regulares de la empresa.

Puesto que el negocio de generación depende en gran medida de las condiciones hidrológicas, las condiciones de sequía pueden perjudicar la rentabilidad

Aproximadamente el 58% de la capacidad instalada de generación consolidada en 2015 fue hidroeléctrica. Por lo tanto, condiciones hidrológicas extremas pueden afectar el negocio y pueden causar un efecto adverso sobre los resultados y condición financiera. En los últimos años, la hidrología regional se ha visto afectada por dos fenómenos climáticos – “El Niño” y “La Niña” – que influencian la regularidad de la lluvia y pueden llevar a sequías.

Por ejemplo, el fenómeno de El Niño ha afectado las condiciones hidrológicas de Colombia desde Mayo del 2015, aumentando el déficit de agua caída y las altas temperaturas, y como consecuencia, aumentando los precios. De acuerdo a

la Administración Oceánica y Atmosférica de los Estados Unidos, este evento podría durar al menos hasta el primer trimestre del 2016. Cada evento de El Niño es diferente y dependiendo de la duración o intensidad, los efectos sociales y económicos pueden ser mayores. Perú también ha experimentado déficits en las lluvias, especialmente a finales del año 2015 y se proyecta una disminución en el flujo natural de las plantas en donde Endesa Chile opera. La situación hidrológica dependerá del nivel de reservas de agua que se tengan hasta finales de abril del 2016. En Chile las contribuciones hidrológicas han estado por debajo del promedio histórico, afectando los resultados. Esta situación no solo reduce la capacidad para operar las plantas hidroeléctricas en su totalidad, sino que también resultan en mayores costos de transporte de agua para el enfriamiento en las operaciones de la planta térmica San Isidro. Mientras que Endesa Chile ha suscrito acuerdos con el gobierno chileno y los agricultores locales sobre el uso de agua para fines de generación hidroeléctrica, especialmente durante períodos de bajos niveles de agua, si las condiciones de sequía persisten o empeoran, se podría enfrentar una mayor presión por parte del gobierno de Chile u otras terceras partes para restringir aún más el uso del agua.

La sequía también afecta la operación de las plantas térmicas, incluyendo las instalaciones que utilizan gas natural, petróleo o carbón como combustibles, de la siguiente manera:

- > Durante períodos de sequía las plantas térmicas son usadas con mayor frecuencia,. Los costos operacionales de las plantas térmicas pueden ser considerablemente mayores a los de las plantas hidroeléctricas. Los gastos operacionales aumentan durante esos períodos. Además, dependiendo de las obligaciones comerciales, se puede tener que comprar electricidad a los precios spot, con el fin de cumplir con las obligaciones de los contratos de suministro y los costos de esas compras de electricidad pueden exceder el precio al cual se vende la electricidad, por lo tanto se pueden producir pérdidas a partir de esos contratos.
- > Las plantas térmicas requieren agua para el enfriamiento y la sequía no sólo reduce la capacidad de agua, sino que también aumenta la concentración de químicos en el agua que se usa para el enfriamiento, aumentando el riesgo de daños a los equipos de las plantas, así como también aumenta el riesgo de incumplimiento de regulaciones ambientales. Como consecuencia, se debe comprar agua de áreas agricultoras que también presentan escasez de agua. Estas compras de agua pueden aumentar

los costos operacionales y también se requiere seguir negociando con las comunidades locales.

- > Las plantas térmicas que utilizan gas generan emisiones de gases, tales como dióxido de azufre (SO_2) y óxido de nitrógeno (NO). Por lo tanto, un mayor uso de plantas térmicas, durante períodos de sequía aumenta el riesgo de producir un mayor nivel de contaminantes.

Además, de acuerdo a ciertos modelos de predicción del tiempo, esta sequía que está afectando a la región donde está localizadas la mayoría de las plantas hidroeléctricas podría seguir en el futuro. Una sequía prolongada podría exacerbar los riesgos descritos anteriormente y tener mayores efectos adversos sobre el negocio, resultados operacionales y la condición financiera.

Las normas gubernamentales pueden afectar adversamente el negocio.

Endesa Chile está sujeta a extensas regulaciones de tarifas que se aplican a los clientes de la compañía y a otros aspectos del negocio, y estas regulaciones pueden tener un impacto adverso en la rentabilidad. Por ejemplo, el Gobierno chileno puede imponer un racionamiento eléctrico durante condiciones de sequía o durante fallas prolongadas en las centrales. Durante el racionamiento, si la compañía no puede generar la electricidad suficiente para cumplir con sus obligaciones contractuales, posiblemente se vería obligada a comprar electricidad en el mercado al precio spot, puesto que incluso una sequía severa no libera de sus obligaciones contractuales como un evento de fuerza mayor. El precio spot puede ser significativamente mayor que los costos de generación eléctrica y puede alcanzar el nivel del "costo de falla" que fija la Comisión Nacional de Energía (CNE). Este "costo de falla" que se actualiza cada seis meses por la CNE, es la cuantificación del precio que pagarían los usuarios finales por un MWh adicional bajo condiciones de racionamiento. Si la compañía no tiene la capacidad de comprar la electricidad suficiente en el mercado spot para satisfacer sus obligaciones contractuales, tendría que compensar a sus clientes regulados por la electricidad que no pudo suministrar al precio racionado. Periodos de racionamiento pueden presentarse en el futuro y consecuentemente, sus filiales generadoras pueden verse obligadas a pagar penalidades regulatorias si esas filiales fallan en la provisión del adecuado servicio de acuerdo a sus obligaciones contractuales. Políticas de racionamiento importantes impuestas por las autoridades regulatorias en cualquiera de los países en los que opera la compañía, podrían afectar de manera adversa el

negocio, los resultados de la operación y la condición financiera.

Las regulaciones eléctricas establecidas por las autoridades gubernamentales en los países en los que opera Endesa Chile puede afectar la capacidad de sus empresas de generación para obtener los ingresos suficientes para atender sus costos.

La incapacidad de una compañía del grupo consolidado de compañías para obtener los ingresos suficientes para cubrir sus costos operacionales puede afectar la capacidad de la compañía afectada para operar como una empresa en marcha y puede, de otra manera, tener un efecto adverso en el negocio, resultados operacionales y las operaciones.

Adicionalmente, a menudo, tanto las autoridades administrativas como legisladores de los países en los que opera la compañía, hacen propuestas de cambio al marco regulatorio. De aprobarse dichos cambios, ellos podrían tener un efecto adverso e importante en nuestro negocio. Por ejemplo, en 2005 hubo un cambio en el Código de Aguas chileno, en el que se estableció el pago de una patente por los derechos de agua concedidos y que no son utilizados.

Además, el gobierno chileno está iniciando una revisión de las actuales políticas de energía a través de la Agenda de Energía presentada en mayo del 2014 y actualizada en diciembre del 2015. Esta estrategia tiene como objetivo mejorar el servicio de electricidad para los sectores más pobres, tener un 70% de la generación nacional de electricidad proveniente de ERNC y tener el 100% de las nuevas construcciones con un sistemas de control de energía y administración inteligente de la energía hacia el 2050. Sin embargo, factores externos, principalmente los precios de las materias primas, los bajos precios de la energía y las restricciones en el sistema de transmisión han obstaculizado el desarrollo de proyectos de Energías Renovables No Convencionales y algunas compañías no relacionadas han puesto a disposición los contratos que fueron adjudicados en las dos últimas ofertas para empresas de distribución. Por ejemplo, se registró una provisión por deterioro de \$2,5 mil millones en diciembre del 2015, relacionado al proyecto eólico Waiwen, con una capacidad de 200 MW, ya que se determinó que bajo las condiciones actuales, la rentabilidad del proyecto es incierta.

Como un ejemplo de regulaciones gubernamentales, el 6 de octubre de 2015, el gobierno colombiano promulgó el decreto NO. 1979/2015, el cual autorizaba la generación de

energía de El Quimbo a partir del 7 de octubre del 2015. El 16 de noviembre de 2015, El Quimbo inició sus operaciones comerciales luego de completar todas las pruebas requeridas. Sin embargo, el 15 de diciembre de 2015, la Corte Constitucional de Colombia declaró inconstitucional el decreto No. 1979/2015 en razón de que la medida cautelar dictada por Tribunal Administrativo de Huila estaba aún en vigor y las razones dadas para autorizar la puesta en marcha de la planta eran incorrectas. Por lo tanto Emgesa debió suspender las operaciones de El Quimbo a partir de la medianoche del 16 de diciembre del 2015. El Quimbo utilizó todos los recursos legales a su alcance con el fin de revertir esta medida cautelar y en el 10 de enero del 2016, en la medianoche, El Quimbo inició nuevamente sus operaciones comerciales.

Estos cambios podrían afectar adversamente al negocio, resultados operacionales y la condición financiera.

El desarrollo y rentabilidad del negocio podrían verse afectado negativamente si se niegan los derechos de agua o si se otorgan concesiones de agua con duración limitada.

Aproximadamente el 54% de la capacidad instalada de la compañía en Chile es hidroeléctrica. Endesa Chile posee derechos de agua para captar el agua desde ríos y lagos cercanos a las instalaciones de la empresa. En Chile, estos derechos están concedidos por la Dirección General de Aguas o DGA, en Argentina por el estado argentino, en Colombia por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial y en Perú por la Autoridad Nacional del Agua. En Colombia, los derechos de agua o concesiones de agua son otorgadas por 50 años, renovables por el mismo período; sin embargo, esas concesiones pueden ser revocadas, por ejemplo por una progresiva disminución o agotamiento del agua. En Colombia, el consumo humano es la primera prioridad antes que cualquier otro uso. Algo similar podría ocurrir en Perú y se podrían perder los derechos de agua, incluso cuando las concesiones son pactadas por períodos indefinidos, debido a una escasez o disminución de la calidad. Bajo las normas chilenas, esos derechos de agua son (i) de duración indefinida (ii) derechos de propiedad absolutos e incondicionales y (iii) no están sujetos a mayores desafíos. Las compañías chilenas de generación deben pagar anualmente una tarifa por los derechos de aguas no utilizadas. Se requieren nuevas instalaciones hidroeléctricas para obtener los derechos de agua, cuyas condiciones pueden afectar el diseño, el tiempo o la rentabilidad de un proyecto.

Por otra parte, en el Congreso chileno se está discutiendo actualmente una reforma al Código de Agua, con el fin de priorizar el uso de agua definiendo el acceso a esta como un derecho humano que debe ser garantizado por el estado. Esta reforma establecerá que el agua para consumo humano, subsistencia doméstica y saneamiento siempre tendrá prioridad, tanto en la concesión como en la limitación de los derechos de explotación. Bajo este propósito (i) las concesiones de uso de agua estarían limitadas a 30 años renovables en la medida que el agua, objeto de esa concesión, esté efectivamente siendo utilizada, a menos que las autoridades demuestren que los derechos de agua no están siendo utilizados efectivamente; (ii) que las concesiones para uso no consumutivo del agua que se otorguen a partir de su publicación, caducarán si dentro de un plazo de ocho años aún no son efectivamente utilizadas (iii) las concesiones existentes para uso no consumutivo del agua y que no han sido utilizadas, podrían expirar dentro de 8 años desde la fecha de promulgación del nuevo Código de Agua; y (iv) a finales del 2015, se añadió un nuevo requerimiento sobre la existencia de un flujo ecológico para actuales y futuros derechos de agua para uso consumutivo y no consumutivo, lo cual podría reducir la disponibilidad de agua para propósitos de generación.

En definitiva, limitaciones en los derechos de agua actuales, la necesidad de derechos adicionales de agua o la de-

rogación del actual régimen jurídico de los derechos de agua podrían tener un efecto adverso material en los proyectos de desarrollo hidroeléctrico y la rentabilidad.

Las autoridades regulatorias pueden imponer multas a las filiales, lo que podría afectar de manera adversa los resultados operacionales y condición financiera.

El negocio eléctrico puede estar sujeto a multas regulatorias en los cinco países en que opera la firma, producto de cualquier incumplimiento de los reglamentos vigentes, incluyendo una falla en el suministro de energía. En Chile, dichas multas pueden ser impuestas hasta por un máximo de 10.000 Unidades Tributarias Anuales (UTA), o \$ 5,4 mil millones, utilizando en cada caso el valor de la UTM, la UTA y las tasas de cambio al 31 de diciembre de 2015. En Perú las multas pueden alcanzar un máximo de 1.400 Unidades Impositivas Tributarias (UIT), o \$ 1.103 millones usando las tasas al 31 de diciembre de 2015; en Colombia, las multas pueden ser impuestas hasta por un máximo de 2.000 Salarios Mínimos Mensuales, o \$ 286 millones usando el Salario Mínimo Mensual y el tipo de cambio al 31 de diciembre de 2015. En Argentina no hay límite máximo para estas multas.

Las filiales de generación están supervisadas por los entes regulatorios locales y pueden quedar afectas a estas multas



si, en la opinión del ente regulatorio, las fallas operacionales que afectan el normal suministro de energía al sistema son de responsabilidad de la compañía. Por ejemplo, cuando los distintos agentes no se coordinan apropiadamente con el operador del sistema. También, las filiales pueden ser requeridas de pagar multas o de compensar a los clientes si esas subsidiarias no son capaces de suministrarles electricidad a ellos, aún si la falla se debe a fuerzas que están fuera de nuestro control.

Por ejemplo, en agosto de 2014, la Superintendencia de Medio Ambiente multó a Endesa Chile con 8.640 Unidades Tributarias Anuales (aproximadamente \$4.5 mil millones) por presuntos daños medioambientales relacionados con la planta Bocamina II. Por otro lado, en abril del 2013, Edegel, la empresa de generación en Perú, fue multada por \$73,9 millones por el Osinergim, autoridad reguladora de electricidad de Perú, por la falta de disponibilidad en muchas ocasiones de algunas de sus unidades en el 2008. Edegel pagó dos de las cuatro multas y apeló a las otras, las cuales aún siguen en disputa.

Para cumplir con las obligaciones de pago se depende en parte de los pagos de las filiales, empresas de administración conjunta y afiliadas.

Para pagar sus obligaciones Endesa Chile depende en parte del efectivo que reciba de parte de sus filiales, y asociadas, por concepto de dividendos, amortización de créditos, pagos de interés, reducciones de capital y otros pagos. La capacidad de las filiales y asociadas para el pago de dividendos, pagos de intereses y de créditos y entregar otras distribuciones, está sujeta a limitaciones legales, tales como restricciones de dividendos, deberes fiduciarios, restricciones contractuales y controles cambiarios que se pueden imponer en cualquiera de los cinco países que cuales ellas operan.

Históricamente la compañía ha sido capaz de acceder a los flujos de caja de sus filiales chilenas, pero no siempre ha tenido la capacidad de acceder al flujo de caja de sus filiales no chilenas, debido a regulaciones gubernamentales, consideraciones estratégicas, consideraciones económicas y restricciones de crédito.

Los resultados operacionales futuros fuera de Chile pueden continuar estando sujetos a mayor incertidumbre económica y política que aquella que se ha experimentado en Chile, reduciendo por lo tanto la probabilidad de ser capaces de

confiar en los flujos de efectivo de las operaciones de aquellas entidades para el pago de la deuda.

Límites sobre los dividendos y otras restricciones legales. Algunas de las filiales fuera de Chile están sujetas a exigencias de reservas legales y otras restricciones para el pago de dividendos. También, otras restricciones legales como control de divisas pueden limitar la capacidad de las filiales y asociadas para pagar dividendos, y hacer amortizaciones de créditos u otras distribuciones a la compañía. Adicionalmente, la capacidad de cualquiera de las filiales que no son de propiedad exclusiva para entregarnos efectivo puede verse limitada por los deberes fiduciarios de los directores de dichas filiales frente a los accionistas minoritarios. Más aún, algunas de las filiales pueden verse obligadas por autoridades locales a disminuir o eliminar el pago de dividendos. Como consecuencia de dichas restricciones, cualquiera de las filiales podría, en ciertas circunstancias, verse impedida para entregar efectivo a la compañía.

Restricciones contractuales. Restricciones para la distribución de dividendos incluidos en algunos convenios de crédito de las filiales Endesa Costanera y El Chocón, pueden impedir el pago de dividendos u otras distribuciones a los accionistas si no están en cumplimiento de ciertos ratios financieros. En general, los convenios de crédito prohíben hacer cualquier tipo de distribución si hay en curso un evento de incumplimiento.

Resultados operacionales de las filiales. La capacidad de las filiales y asociadas para pagar dividendos, amortizaciones de créditos o efectuar otras distribuciones a Endesa Chile está limitada por sus resultados operacionales. En la medida en que las necesidades de caja de cualquiera de las filiales de la firma superan su caja disponible, dicha filial no podrá disponer de efectivo para entregar.

Cualquiera de las situaciones descritas anteriormente podría afectar de manera adversa los resultados operacionales y condición financiera.

Los riesgos cambiarios pueden afectar adversamente los resultados y el valor en dólares de los dividendos a pagar a los titulares de ADS.

Las monedas de los países sudamericanos en que Endesa Chile y sus filiales opera ha estado sujeta a grandes depreciaciones y apreciaciones con respecto al dólar y pueden

tener importantes fluctuaciones en el futuro. Históricamente, una parte importante de la deuda consolidada de la compañía ha estado denominada en dólares. Aunque una parte sustancial de sus ingresos está vinculada al dólar, generalmente ha estado y continuará estando expuesto de manera importante a las fluctuaciones de las monedas locales respecto al dólar, por causa de desfases temporales y otras limitaciones para ajustar las tarifas de la compañía al dólar.

En los países donde los flujos de caja operacionales están denominados en la moneda local, la compañía procurará mantener la deuda en la misma moneda, pero, debido a las condiciones del mercado puede que no sea posible hacerlo.

Debido a esta exposición, la caja generada por las filiales puede disminuir sustancialmente cuando las monedas locales se devalúan respecto del dólar. La volatilidad futura de las tasas de cambio de las monedas en que la compañía recibe los ingresos o en las que incurre en gastos, puede afectar las condiciones financieras y los resultados operacionales.

Al 31 de diciembre de 2015, la deuda consolidada de Endesa Chile era de \$2.177 mil millones (neta de instrumentos de cobertura cambiaria). De este monto, \$1.170 mil millones, o el 54%, estaba denominado en dólares. Al 31 de diciembre de 2015, la deuda consolidada en moneda extranjera (distinta de los dólares y los pesos chilenos) incluía el equivalente de:

- > \$899 mil millones en pesos colombianos;
- > \$ 64 mil millones en pesos argentinos; y
- > \$129 mil millones en soles peruanos.

Litigios

En la actualidad, la compañía está involucrada en varios litigios que podrían concluir en decisiones desfavorables o multas financieras, y continuará estando sujetos a litigios futuros que podrían tener consecuencias adversas sustanciales para el negocio.

Por ejemplo, en el año 2001, los habitantes de Sibaté (parte del Departamento de Cundinamarca, Colombia), demandó a Emgesa y a otras dos partes no relacionadas, por la posible contaminación de la Reserva El Muña, pidiendo a los demandados pagar CP\$3 mil millones por daños (aproximadamente \$675 mil millones). Los demandantes argumentaron que la contaminación era consecuencia del bombeo de agua contaminada desde el Río Bogotá. Por otro lado, Emgesa argumen-

tó que no era responsable dado que la compañía había recibido el agua contaminada y solicitó la inclusión, como demandados adicionales en los procesos judiciales, a numerosas entidades públicas y privadas que descargan material contaminante al río o a quienes fueran responsables por la administración medioambiental de la cuenca del río. Esta solicitud fue originalmente aceptada por la corte, pero en junio del 2015, la decisión de la corte fue revocada y las nuevas partes fueron excluidas como demandadas. Emgesa apeló a esa determinación y el caso actualmente está pendiente.

Las condiciones financieras o resultados operacionales podrían verse adversamente afectados si es que no se tiene éxito en este litigio o si otras demandas son puestas en contra de la Empresa.

Los valores de los contratos de suministro de energía a largo plazo de las filiales de generación están sujetas a fluctuaciones de los precios de mercado de ciertas materias primas y a otros factores.

Endesa Chile tiene una exposición económica a las fluctuaciones de precio de mercado de ciertas materias primas por causa de los contratos de ventas de energía a largo plazo que ha celebrado. La compañía y sus filiales tienen obligaciones importantes en virtud de contratos de venta de electricidad a largo plazo a precio fijo. Los precios de estos contratos están indexados al precio de diferentes materias primas, tasas de cambio, inflación y al precio de mercado de la electricidad. Cambios adversos de estos índices podrían reducir las tarifas que Endesa Chile aplica en razón de estos contratos de venta de electricidad a largo plazo a precio fijo, lo cual podría afectar de manera adversa los resultados operacionales y situación financiera.

Los accionistas controladores pueden tener conflictos de interés relacionados con nuestro negocio

Enel es dueña del 60,6 % del capital accionario de Enersis Américas, y Enersis Américas es dueña del 60,0 % del capital accionario de Endesa Chile. Los accionistas controladores de Endesa Chile tienen la autoridad de determinar el resultado de la mayor parte de los temas importantes que requieren el voto de los accionistas, tales como la elección de la mayoría de los directores y, sujeto a ciertas restricciones contractuales y legales, la distribución de los dividendos. Enel también puede ejercer influencia sobre las operaciones y estrategia de negocio de Endesa Chile. Sus intereses pueden en algunos casos diferir de los intereses de los otros

accionistas de Endesa Chile. Enel realiza sus actividades comerciales en el ámbito de las energías renovables en Sudamérica a través de Enel Green Power S.p.A., en el que Endesa Chile no tiene participación accionaria. Cualquier conflicto de interés que afecte a Enel podría ser resuelto en contra de los mejores intereses de Endesa Chile en esas materias. Por lo tanto, el crecimiento de Endesa Chile podría verse potencialmente limitado y los negocios y resultados operacionales podrían verse adversamente afectados.

La regulación ambiental en los países en los que opera Endesa Chile y otros factores pueden causar retrasos o impedir el desarrollo de nuevos proyectos así como aumentar los gastos de explotación y gastos de capital

Las filiales operativas están sujetas a la regulación ambiental, la cual, entre otras cosas, exige que se realicen estudios de impacto ambiental para proyectos futuros y que se obtengan permisos de las entidades regulatorias tanto locales como nacionales. La aprobación de estos estudios de impacto ambiental puede tomar tiempos más largos que los originalmente planeados, y también puede ser retenida por las autoridades gubernamentales. Comunidades locales, étnicas o activistas medioambientales, entre otros, pueden intervenir en el proceso de aprobación para retrasar o impedir el desarrollo de los proyectos. Ellos pueden también procurar actuaciones judiciales u otras acciones, con consecuencias negativas.

Las regulaciones medioambientales para la capacidad de generación actual y futura pueden llegar a ser más estrictas, requiriendo mayores inversiones de capital. Por ejemplo, el Decreto N°13 del Ministerio del Medioambiente chileno, promulgado en enero de 2011, y publicado en junio de 2011, definió estándares de emisión para las plantas térmicas más estrictos que deben ser cumplidos entre 2014 y 2016 y estándares más estrictos para nuevas instalaciones o capacidad adicional en las existentes. Esta regulación también exige el establecimiento de un sistema continuo de monitoreo de las emisiones, por lo tanto las plantas termoeléctricas deben implementar un sistema de monitoreo acorde a las directrices y protocolos establecidos por la Superintendencia de Medio Ambiente de Chile. Fallas en la implementación de dicho sistema de monitoreo puede resultar en sanciones para la empresa. En septiembre de 2014, el gobierno chileno promulgó la Ley N°20.780, que estableció un impuesto anual a las emisiones de contaminantes producidos por fuentes fijas que usen calderas y turbinas, para instalaciones a partir de 50MW térmicos de capacidad. La ley, que aplica a prácticamente a

toda la generación convencional térmica del país, entrará en vigencia en el año 2018.

En cumplimiento con esas regulaciones medioambientales, se espera que todas las plantas termoeléctricas presenten un incremento en la inversión con el fin de cumplir con las nuevas regulaciones a mediante la instalación de sistemas de control de las emisiones. Cualquier retraso en la implementación podría constituir un incumplimiento a las regulaciones, las cuales establecieron límites a la emisión, efectivas el 23 de junio de 2015 o el 23 de junio de 2016, dependiendo de la ubicación de la planta.

Además de los temas medioambientales, hay otros factores que pueden afectar adversamente la capacidad de construir nuevas instalaciones o para completar a tiempo los proyectos actualmente en desarrollo, incluyendo retrasos en la obtención de las autorizaciones de los entes regulatorios, escasez o incrementos en los precios de los equipos, materiales o de la obra de mano, huelgas, condiciones climáticas adversas, desastres naturales, accidentes y otros eventos imprevistos. Tales dificultades podrían impactar negativamente nuestros resultados de operaciones y condición financiera.

Como ejemplo, para responder a las preocupaciones de los residentes que viven cerca del Lago Neltume, se debió rediseñar la descarga al lago. Como consecuencia de eso, se debió incurrir en una pérdida por deterioro de \$2.7 mil millones en los estados financieros del año 2015. El estudio de impacto ambiental original fue retirado y hay estudios para presentarlo de nuevo. Esto no está relacionado con el proyecto de línea de transmisión, el cual continúa como estaba previsto.

Retrasos o modificaciones a cualquiera de los proyectos propuestos o en las leyes y reglamentos pueden cambiar o ser interpretados de tal forma que pudiera afectar de manera adversa a las operaciones o los planes para las compañías en las cuales Endesa Chile tiene inversiones, lo que podría afectar de manera adversa los resultados de operaciones o condición financiera.

El negocio puede ser adversamente afectado por decisiones judiciales sobre resoluciones de calificación ambiental para proyectos eléctricos en Chile

Los plazos de las resoluciones de calificación ambiental para proyectos de generación y transmisión eléctrica en Chile se

han más que duplicado, debido primariamente a las decisiones judiciales contra esos proyectos, oposición medioambiental y crítica social, lo cual despierta dudas respecto de la capacidad de estos proyectos de obtener esas aprobaciones e incrementa la incertidumbre para invertir en proyectos de generación y transmisión en el país. Esa incertidumbre está forzando a las compañías a reevaluar sus estrategias de negocios dado que el retraso en la construcción de los proyectos de generación y transmisión eléctrica puede resultar en problemas de abastecimiento en los próximos cinco o seis años. Si una planta dentro del sistema deja de operar de forma imprevista, la compañía puede experimentar disminuciones en el suministro del sistema, lo que podría llevar a cortes de energía. Tales dificultades podrían impactar negativamente los resultados de operaciones y condición financiera.

Los proyectos de centrales generadoras pueden encontrar oposición significativa de distintos grupos lo que puede retrasar su desarrollo, aumentar costos e implicar un daño en la reputación de la empresa frente a distintas partes relacionadas, incluidos sus accionistas.

La reputación de Endesa Chile es el fundamento de la relación con los accionistas principales y otros grupos de apoyo. Si la compañía no tiene la capacidad de administrar efectivamente o percibir problemas que pudieran afectar negativamente la actitud de la opinión pública, sus resulta-

dos la operación y su condición financiera podrían verse afectados.

El desarrollo de nuevas centrales generadoras puede encontrar oposición de parte de diversos grupos interesados, tales como grupos étnicos, grupos medioambientalistas, propietarios de tierras, granjeros, comunidades locales y partidos políticos, entre otros, los cuales podrían afectar la reputación de la compañía y su nombre. Por ejemplo, el proyecto hidrológico El Quimbo, en Colombia, enfrentó constantes demandas por parte de la ciudadanía las cuales retrasaron la construcción e incrementaron los costos. Desde el 27 de abril de 2014 hasta el 12 de mayo de 2014, una huelga nacional agrícola involucró a las comunidades cercanas, bloqueando caminos y ocupando terrenos aledaños. Otras protestas durante el 2014 bloquearon la entrada a la construcción del viaducto Balseadero y la cuenca del embalse. Por otro lado, desde diciembre 2013 el proyecto Bocamina II ha encontrado importante oposición de parte de los sindicatos de pescadores locales que afirman que es perjudicial para la vida marina y provoca la contaminación, que se tradujo en el cierre temporal de la planta de energía. El 1 de julio de 2015, la planta Bocamina II volvió a operar, luego de la aprobación de la nueva RCA en abril del 2015. También, entre el 23 de septiembre de 2015 y el 7 de enero de 2016, un nuevo grupo de pescadores interfirió en el normal funcionamiento de esta planta, ocupando ilegalmente



la primera torre de alta tensión, propiedad de Transelec, que soporta circuitos de 154 kV y 220 kV y que sirve a la planta. Esto impidió la transmisión de energía producida por la planta termoeléctrica Bocamina hacia el Sistema Interconectado Central de Chile (SIC). Este grupo de personas exigía recibir los mismos beneficios que se le entregaron al resto de los pescadores de la zona. Los efectos financieros de esta ocupación ilegal que se tuvieron que asumir durante la interrupción de la transmisión de energía eléctrica, alcanzaron US\$3,8 millones, disminuyendo el margen de contribución entre el 23 de noviembre de 2015 hasta el 7 de enero del 2016. A nivel del sistema eléctrico, esta situación impactó en el aumento global de los costos de suministro, aumentando los precios spot y generando un anticipado uso de las reservas hidroeléctricas, las cuales no estarán disponibles en los meses siguientes.

La operación de las actuales centrales térmicas también puede afectar el nombre frente a grupos de apoyo debido a las emisiones tales como material particulado, dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, los que podrían afectar adversamente el medioambiente.

El perjuicio a la reputación de la compañía puede ejercer una presión considerable sobre los reguladores, acreedores, y otros grupos de interés, y, en último término, llevar a que los proyectos y las operaciones no se desarrollen de manera óptima, ocasionar una caída del valor de las acciones, y provocar dificultades para atraer o retener a buenos empleados, todo lo cual puede resultar en un perjuicio.

Endesa Chile podría estar expuesto a responsabilidades y gastos adicionales con respecto al Asbesto.

Muchas de las instalaciones de Endesa Chile tienen presencia de asbestos, de acuerdo a los estándares de construcción de la época. Existe una política con respecto al control del asbestos y saneamiento, el cual incluye un detallado plan de acción para detectar la presencia de asbestos, medir la calidad del aire, asegurando el cumplimiento de los requerimientos de salud, así como también un plan para monitorear la salud de los trabajadores. Desde 1998, Costanera ha estado removiendo asbestos detectables en esta planta. En total, Costanera ha removido aproximadamente 500 toneladas de asbestos. Por otro lado, Edegel ha removido aproximadamente 303 toneladas de asbestos desde el 2013. Esos planes deben continuar en el futuro. En abril del 2015, se completó la remoción de asbestos detectables en la planta Bocamina I. Endesa Chi-

le aplica los más altos estándares internacionales, más de lo exigido por la norma local.

Se podría incurrir en costos adicionales para remediar e implementar la política de control de asbestos y saneamiento, o ser sujeto de acciones legales en contra de la empresa, las cuales podrían transformarse en efectos adversos al negocio, resultados operacionales y la condición financiera.

El negocio puede experimentar consecuencias adversas si la compañía no tiene la habilidad de alcanzar acuerdos satisfactorios en los convenios de negociación colectiva con los trabajadores sindicalizados.

Un gran porcentaje de los empleados de Endesa Chile y sus filiales son miembros de sindicatos que tienen convenios de negociación colectiva, los que necesitan ser renovados de manera regular. El negocio, condición financiera y resultados operacionales podrían verse adversamente afectados en caso de no alcanzar acuerdos con cualquiera de los sindicatos que representan tales empleados, o por un acuerdo con un sindicato de trabajadores que contenga condiciones que la compañía considere desfavorables. Las leyes de varios de los países en los que opera la compañía establecen mecanismos legales para que las autoridades judiciales impongan un convenio laboral si las partes no son capaces de alcanzar un acuerdo, lo cual puede incrementar costos más allá de lo presupuestado.

Adicionalmente, algunos de los empleados tienen habilidades altamente especializadas y ciertas acciones tales como huelgas, abandono de funciones, suspensiones, por estos empleados podrían impactar negativamente el desempeño operacional y financiero, así como la reputación de la empresa.

La interrupción o falla de los sistemas de tecnología de la información y sistemas de comunicaciones o ataques externos o invasiones a estos sistemas podrían tener un efecto adverso en las operaciones y resultados.

La compañía depende de los sistemas de tecnología de la información, comunicación y procesos (colectivamente, "sistemas IT") para operar nuestros negocios, la falla de los cuales podría afectar adversamente la condición financiera y resultados operacionales.

Los sistemas IT son todos vitales para que las filiales de generación puedan monitorear la operación de las plantas,

mantener el desempeño de la generación y de las redes, generar adecuadamente las facturas a los clientes, alcanzar la eficiencia operacional y cumplir con los objetivos y estándares de servicio. Fallas operacionales temporales o de larga duración de cualquiera de estos sistemas IT podría tener un efecto material adverso en los resultados operacionales. Adicionalmente, ataques cibernéticos pueden tener un efecto adverso sobre la imagen de la compañía y su relación con la comunidad.

En los últimos años se han intensificado los ataques cibernéticos globales sobre los sistemas de seguridad, las operaciones de tesorería y los sistemas IT. La compañía está expuesta a ataques de terroristas cibernéticos que apuntan a dañar los activos a través de las redes computacionales, espionaje cibernético en procura de información estratégica que puede ser beneficiosa para terceras partes, y robo cibernético de información confidencial y reservada, incluyendo información de los clientes. En 2014, la compañía sufrió dos ataques cibernéticos que han perpetrado por un grupo ciberterrorista, incidiendo en sitios web públicos en Chile, Argentina, Colombia y Perú. En uno de los casos, el ataque dio lugar a una interrupción del servicio de 90 minutos.

Endesa Chile confía en los sistemas de transmisión eléctrica que no son de su propiedad ni controla. Si estas instalaciones no proveen un servicio de transmisión adecuado, puede impedir la entregar la energía a los clientes finales.

Para entregar la electricidad que vende, Endesa Chile depende de sistemas de transmisión de propiedad de otra empresa no relacionada y operada de forma independiente. Esta dependencia expone a la compañía a severos riesgos. Si la transmisión se interrumpe o la capacidad de transmisión es inadecuada, se puede quedar impedido de vender y entregar la electricidad. Si la infraestructura de transmisión de energía en una región es inadecuada, pueden hacerse insuficientes la recuperación de los costos de venta y la utilidad. Si se impone una norma de regulación de precios de transmisión restrictiva, las compañías de transmisión sobre las que se apoya Endesa Chile, pueden no tener incentivos suficientes para invertir en la expansión de infraestructura de transmisión, lo cual podría afectar adversamente las operaciones y resultados financieros. En la actualidad, la construcción de nuevas líneas de transmisión está tomando más tiempo que en el pasado, principalmente, debido a nuevas exigencias

sociales y ambientales que están creando incertidumbre acerca de la probabilidad de completar los proyectos. Además, el aumento de proyectos de Energía renovable y no convencional está congestionando el sistema de transmisión actual debido a que esos proyectos pueden ser construidos relativamente rápidos, mientras que los nuevos proyectos de transmisión pueden tomar un largo tiempo en ser construidos. En Mayo del 2014, el gobierno de Chile anunció la Agenda de Energía, en la cual se establece un plan para crear y ejecutar políticas de energía a largo plazo, las cuales incluyen ajustes a los aspectos legales relacionados a los sistemas de transmisión eléctrica, principalmente a la interconexión entre el SIC y el SING.

El 24 de septiembre de 2011, cerca de diez millones de personas localizadas en la zona central de Chile experimentaron un apagón (que afectó a más de la mitad de los chilenos), debido a una falla en la subestación Ancoa de Transelec. La falla produjo la interrupción de la línea de 500 kV, de doble circuito del SIC (Sistema Interconectado Central de Chile), y la subsecuente falla del sistema computacional de recuperación remota usada por el CDEC para operar la red. Esta interrupción del servicio, que se extendió por dos horas, dejó en evidencia la fragilidad del sistema de transmisión y la necesidad de aumentar las inversiones en la expansión de la red para hacer mejoras tecnológicas para aumentar la confiabilidad del sistema de transmisión.

Cualquiera de esas fallas podría interrumpir el negocio, lo que podría afectar de manera adversa los resultados operacionales y condición financiera.

La relativa falta de liquidez y la volatilidad de los mercados de valores chilenos podrían afectar negativamente el precio de las acciones ordinarias y de los ADS.

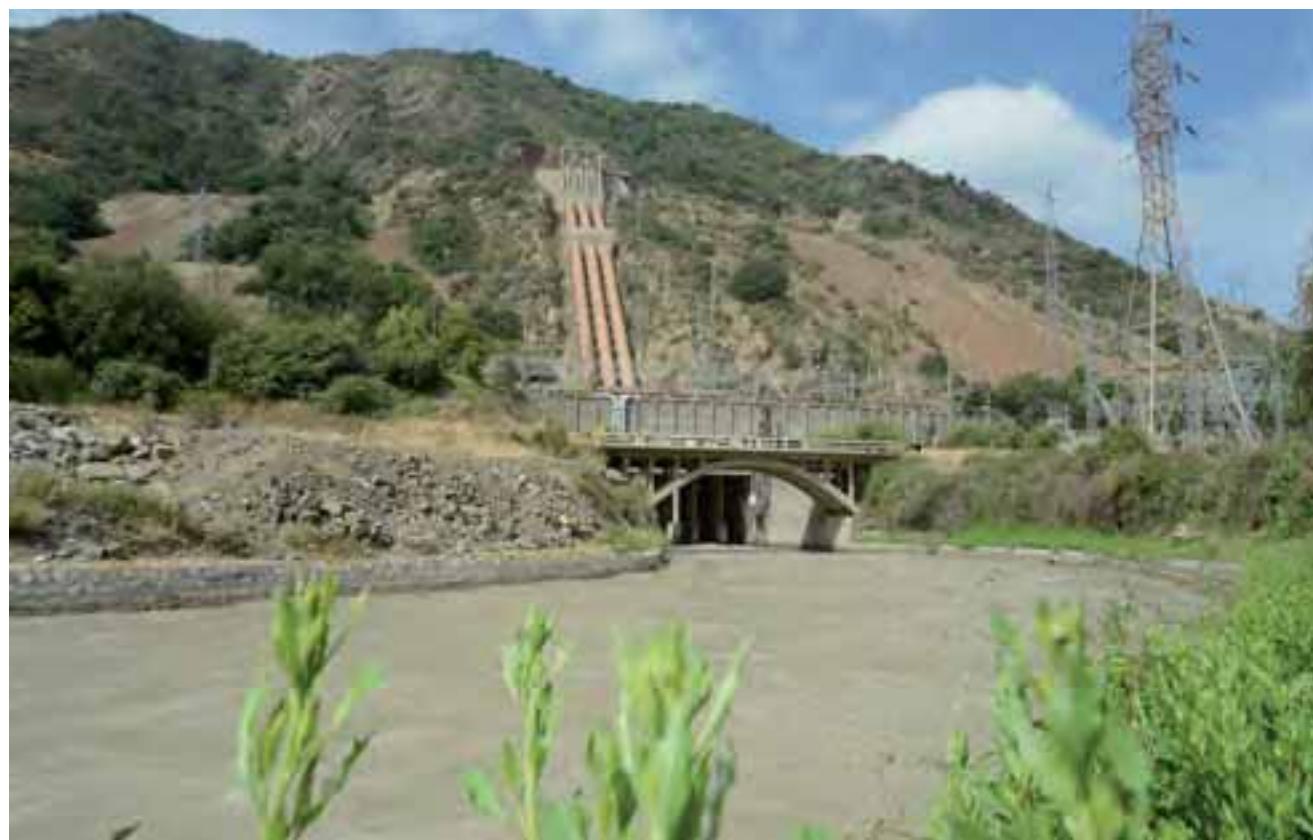
Los mercados de valores chilenos son sustancialmente más pequeños y menos líquidos que los principales mercados de valores en los Estados Unidos. Adicionalmente, los mercados de valores chilenos pueden verse afectados significativamente por eventos en otros mercados emergentes. La escasa liquidez del mercado chileno puede perjudicar la capacidad de los titulares de ADS de vender en el mercado chileno las acciones ordinarias retiradas del programa ADS, en la cantidad, precio y momento en que quisieran hacerlo. También, la liquidez y el mercado para las acciones y ADS podría verse afectado por un número de factores incluyendo variaciones en el tipo de cambio, al depreciación o volatilidad

de los mercados de valores similares y cualquier otro cambio que podría afectar la liquidez, condición financiera, solvencia, resultados y la rentabilidad.

Las demandas presentadas en contra de Endesa Chile fuera de los países de Sudamérica o los reclamos en contra que se basan en conceptos legales extranjeros pueden no tener éxito.

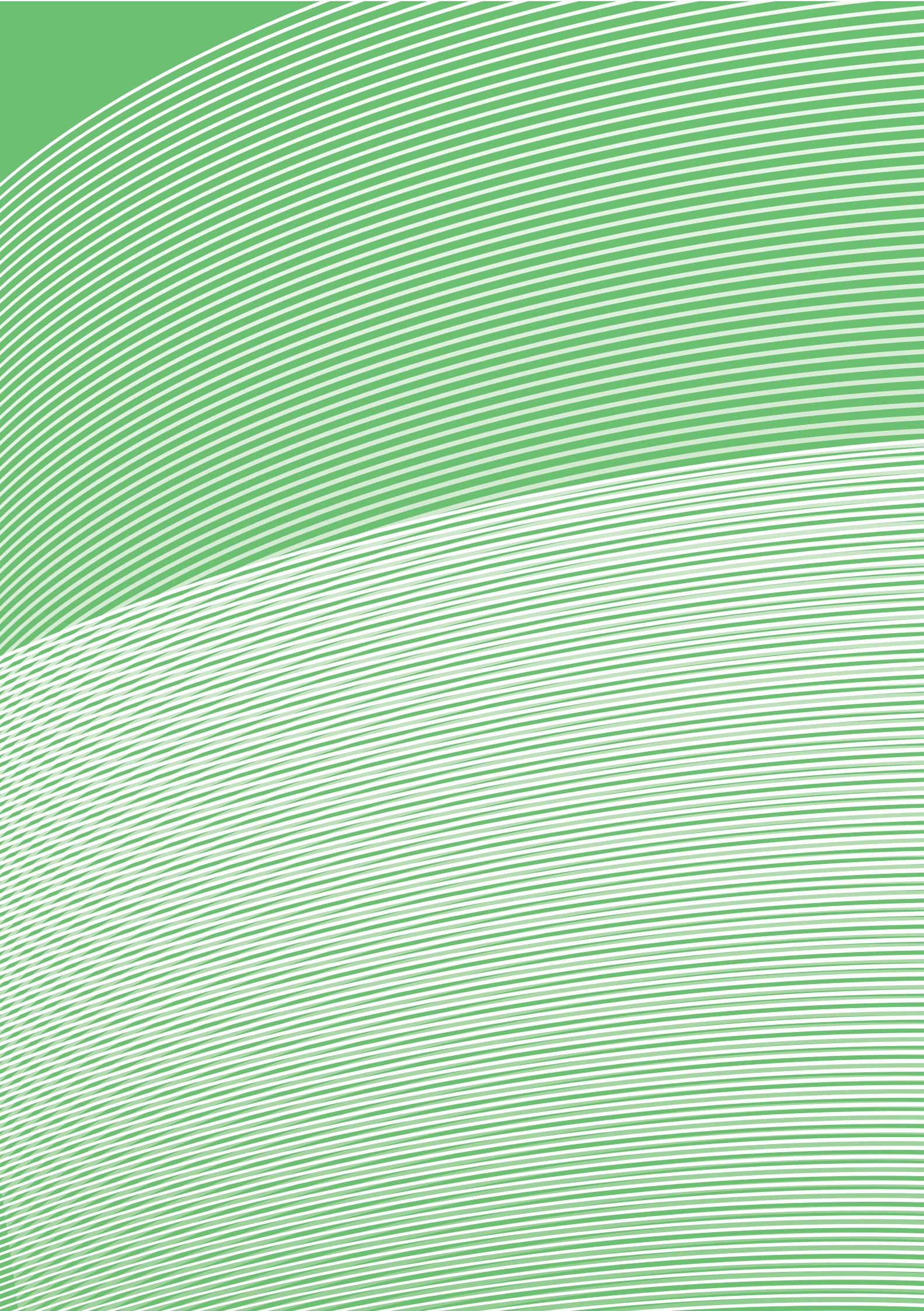
Todos los activos de Endesa Chile se ubican fuera de los Estados Unidos. Todos los directores salvo uno y todos los ejecutivos superiores están domiciliados fuera de los Estados Unidos y la mayor parte de sus activos se encuentran también fuera de los Estados Unidos. Si cualquier accionista

fuera a presentar una demanda en los Estados Unidos en contra de los directores, ejecutivos superiores o expertos, puede ser difícil para ellos llevar a cabo un proceso legal dentro de los Estados Unidos en contra de estas personas y puede ser difícil para ellos hacer cumplir, en los tribunales de los Estados Unidos o de Chile, una sentencia dictada en los Estados Unidos basada en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales sobre valores de los Estados Unidos. Adicionalmente, existen dudas respecto de si pudiese levantarse una acción con éxito en Chile con respecto a la responsabilidad, basada únicamente en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales de valores de Estados Unidos.



Reorganización Societaria





Reorganización Societaria

La propuesta de Reorganización de Enersis (matriz de Endesa Chile) y de Endesa Chile, se inició en abril de 2015, cuando el Directorio de Enersis comunicó a la compañía su intención de analizar un proceso de reordenación, con la finalidad de separar las actividades de generación y distribución eléctrica desarrolladas en Chile, de las del resto de los países. Los directorios de Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile) y Chilectra, S.A. (Chilectra) acordaron, también en abril de 2015, iniciar los estudios para analizar la posible reorganización, y que determinaría la división de Endesa Chile y Chilectra respectivamente.

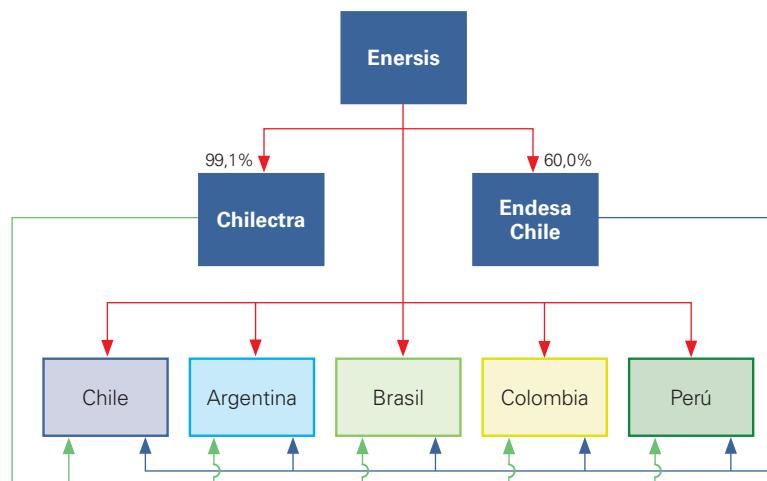
Tanto el Directorio como el Comité de Directores de Endesa Chile revisaron los antecedentes y resolvieron, por mayoría, que la operación de reorganización, como fue planteada, sí contribuye al interés social de la compañía.

La Reorganización tiene, básicamente dos etapas: primero la separación de las actividades Chilenas de la del resto de los países mediante la división de Endesa Chile y Chilectra, creándose dos sociedades nuevas (Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A.). En esa primera fase se crearía igualmente por división de Enersis una nueva sociedad denominada Enersis Chile .S.A (Enersis Chile), cambiando la actual Enersis su denominación por Enersis Américas S.A. (Enersis Américas).

Posteriormente, en una segunda fase, estas tres sociedades con activos fuera de Chile se fusionarían por incorporación de las dos nuevas en Enersis Américas S.A.

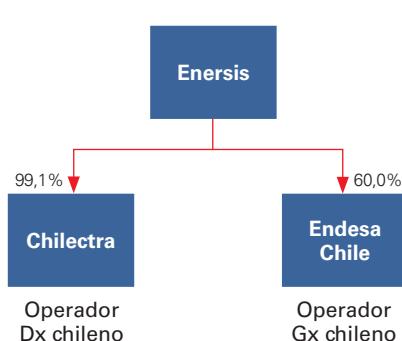
La siguiente figura muestra resumidamente la estructura corporativa antes y después de la Reorganización propuesta.

Estructura actual

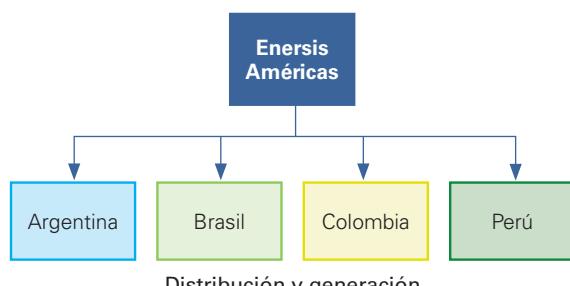


Estructura propuesta

Operador chileno puro



Vehículo chileno de inversión en Latinoamérica





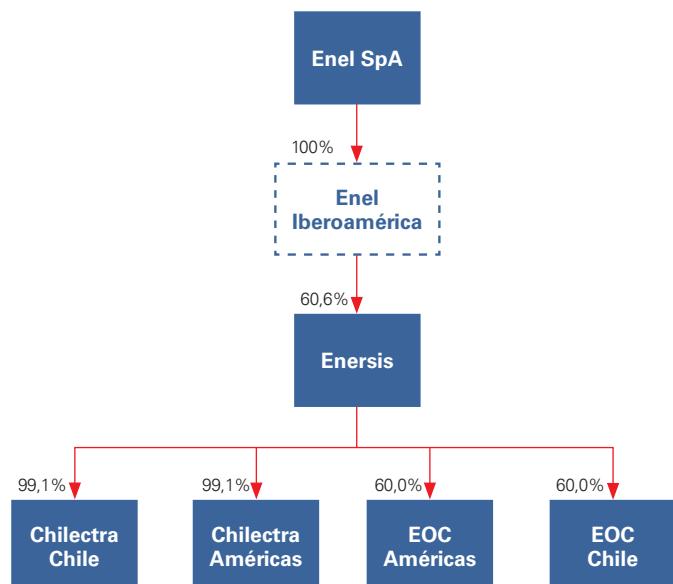
Las Divisiones

Tras un proceso de análisis y trabajos de más de nueve meses, el 18 de diciembre de 2015, la Junta Extraordinaria de Enersis, Endesa Chile y Chilectra acordaron con una amplia mayoría de sus accionistas, la separación de las actividades Chilenas de la del resto de los países, completándose la primera fase de la reorganización.

Así, con efectos 1 de marzo de 2016, tanto Endesa Chile, como Chilectra, se han dividido, dando lugar a:

- (i) una nueva sociedad de la división de Endesa Chile (Endesa Américas), a la que se le asignaron las participaciones societarias y otros activos y pasivos asociados que Endesa Chile tiene fuera de Chile.
- (ii) una nueva sociedad de la división de Chilectra (Chilectra Américas), a la que se le asignaron las participaciones societarias y otros activos y pasivos asociados que Chilectra tiene fuera de Chile.

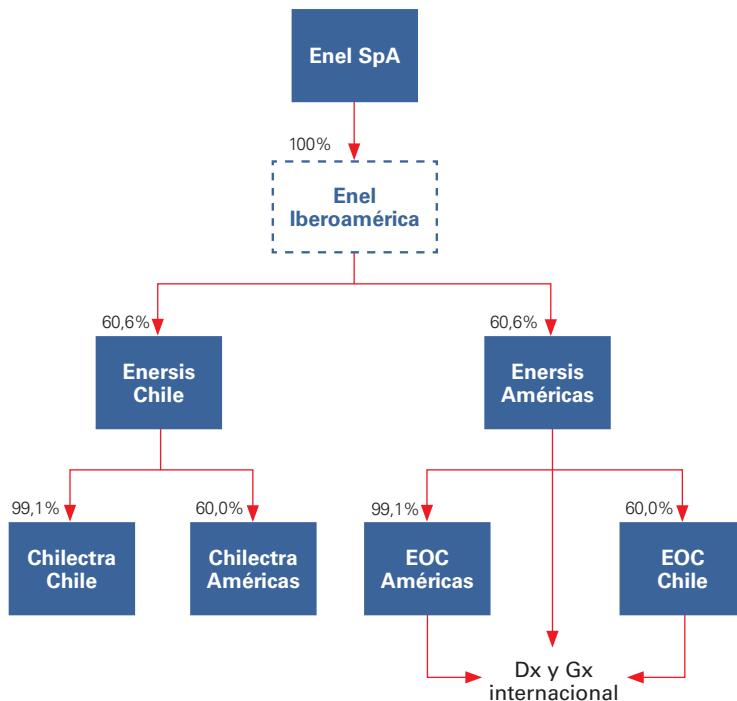
Por su parte, cada una de las sociedades que se dividen conservan la totalidad del respectivo negocio que actualmente desarrolla en Chile la sociedad original dividida, incluyendo la parte del patrimonio conformada, entre otros, por los activos, pasivos y autorizaciones administrativas que cada una de las sociedades escindidas tiene actualmente en el país.



Del mismo modo y con la misma fecha de efectos, Enersis se ha dividido, surgiendo una nueva sociedad (Enersis Chile), que ha recibido las participaciones societarias, activos y pasivos asociados de Enersis en Chile, incluyendo las participaciones de Chilectra y Endesa Chile divididas. Permanece en la sociedad escindida, Enersis Américas, las participaciones societarias de Enersis fuera de Chile, incluyendo las que tiene en Chilectra Américas y Endesa Américas, y los pasivos vinculados a ellas.

Endesa Chile tomaron conocimiento de otros antecedentes que sirven de fundamento a la Reorganización considerada en su conjunto y de los términos estimativos de la futura fusión.

Así, entre otros aspectos, se informó de: (a) un ratio de intercambio estimativo de 2.8 de Enersis Américas por cada acción de Endesa Américas (que deberán ser sometidos a la consideración de la Junta de la Fusión), (b) las condiciones



Otras consideraciones referidas a la Junta Extraordinaria de Accionistas en relación con el proceso de Reorganización.

En cumplimiento de lo ordenado por la Superintendencia de Valores y Seguros mediante Oficio Ordinario N° 15.452 de 20 de julio de 2015, en la referida junta, los accionistas de

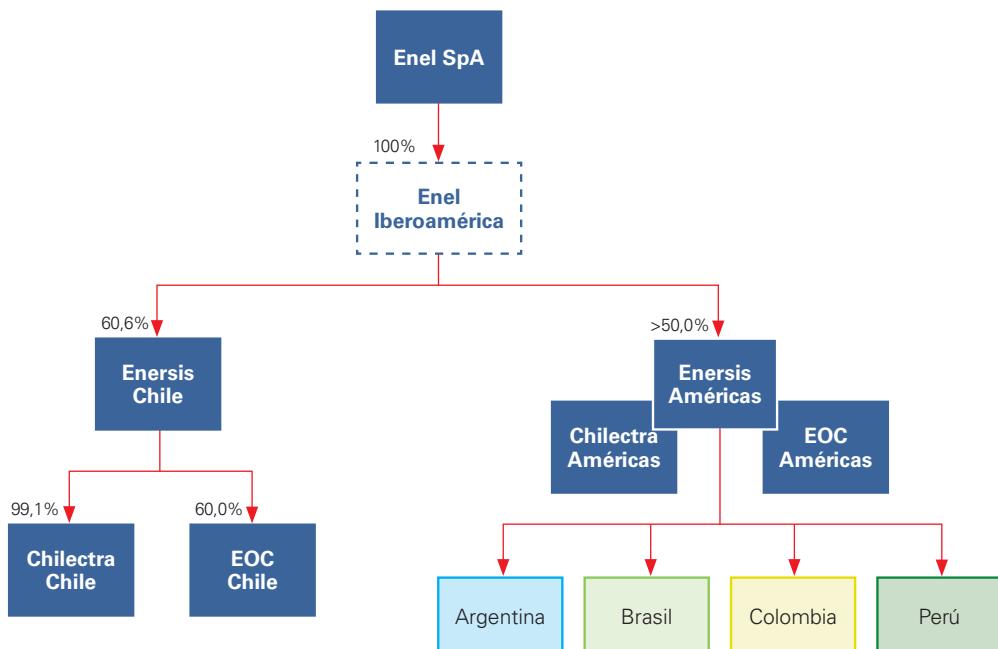
del derecho de retiro con un límite del 10,0%, 7,72% y 0,91% del capital de Enersis América, Endesa América y Chilectra Américas, respectivamente y (c) la oferta pública de compra de acciones de Endesa Américas por parte de Enersis Américas a un precio de Ch\$ 285 pesos por acción (que estará condicionada al éxito de la Fusión).

Segunda etapa: La Fusión

De acuerdo con los antecedentes puestos a disposición de los accionistas en las Juntas de 18 de diciembre, en una segunda fase de la Reorganización, Enersis Américas absorbería por incorporación a Endesa Américas y Chilectra Américas, las que se disolverían sin liquidación, sucediéndolas en todos sus derechos y obligaciones, incorporándose los accionistas de Endesa Américas y Chilectra Américas, directamente como accionistas de Enersis Américas según la relación de canje que se acuerde, salvo aquellos accionistas disidentes que ejerzan su derecho a retiro en conformidad a la ley.

Según se ha anticipado, está previsto que para que la fusión produzca efectos, se sujetaría a la condición suspensiva de que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas con motivo de la fusión, no exceda el 10,0%, 7,72% y 0,91% del capital, respectivamente.

Una vez que las nuevas sociedades queden registradas y cotizando en los mercados donde lo hacían las tres sociedades originarias, se iniciará el proceso para la fusión descrita, de forma que se estima que la Reordenación quede completada en todas sus fases durante el segundo semestre de 2016.



Pronunciamiento de la Corte de Apelaciones

El día 22 de marzo de 2016, la Corte de Apelaciones de Santiago acogió parcialmente el reclamo de ilegalidad interpuesto por AFP Habitat en contra de la SVS. Dicho reclamo argumentaba que la operación debió haber sido declarada como Operación Entre Partes Relacionadas (OPR) por parte de la SVS, lo cual no ocurrió. La Corte de Apelaciones determinó que la primera parte de la operación, es decir, la división que fue aprobada por una amplia mayoría de los accionistas de las sociedades involucradas en la Junta de Accionistas del 18 de

diciembre, no correspondía a una OPR, por lo que se rechaza el recurso de reclamación en cuanto a declarar la ilegalidad de la división de las empresas, confirmando así todas las actuaciones realizadas hasta la fecha. Sin perjuicio de ello en lo que se refiere a la anunciada fusión de las sociedades, la sentencia establece que en la misma deben aplicarse tanto la normativa del título XVI de la ley de sociedades anónimas, que regula "las operaciones con partes relacionadas en las sociedades anónimas abiertas y sus filiales" como a los preceptos del título IX de la misma norma, que se refiere a fusiones entre sociedad anónimas comunes.

Marco Regulatorio de la Industria Eléctrica





Argentina

Estructura de la industria

El sector eléctrico argentino se rige, entre otras, por la Ley N°15.336 de 1960 y la Ley N°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 Ener-

gía 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 y fue actualizado mediante Resolución SE N° 529 y N° 482 en 2014 y 2015 respectivamente.

La transmisión funciona en condiciones de monopolio y está compuesta por varias compañías a los 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 prórrogas y en función de la última, aprobada mediante la Ley N°26.896, tuvo 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, Empresa Distribuidora de Energía del Sur, S.A. (Edesur), en 2006 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, 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.

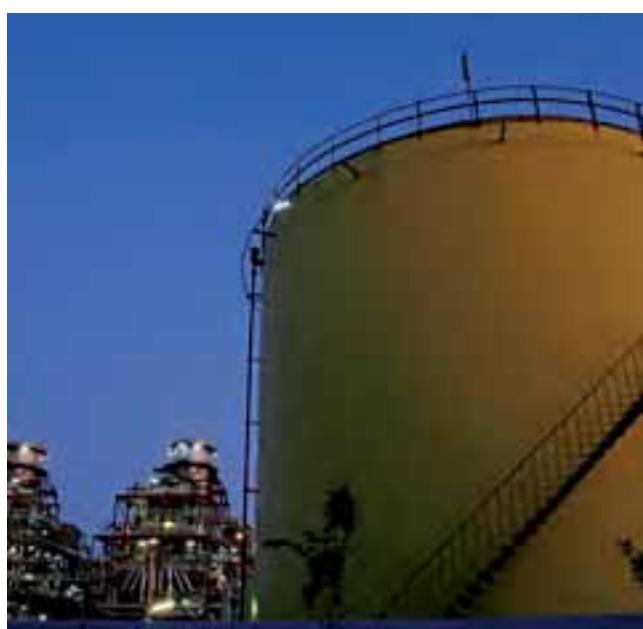
El 16 de diciembre, mediante Decreto 134/2015 se declara la emergencia energética nacional con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017, instruyéndose al Ministerio de Energía a elaborar y poner en vigencia acciones en generación, distribución y transmisión, con el fin de adecuar la calidad del servicio y seguridad de suministro; e instruyendo a la administración pública nacional a realizar un programa de racionalización de consumo de los respectivos organismos.



Regulación en empresas de generación

La regulación de las empresas de generación ha sufrido importantes variaciones desde su puesta en marcha por la Ley N°24.065 hasta la Resolución S.E N°482/2015. 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 originalmente 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 con-



trario se aporta al mismo. Desde 2002, la Secretaría de Energía en la práctica ha mantenido el precio estacional promedio, sin grandes 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, sobre la base de las disposiciones de la Ley de Emergencia, el pago por capacidad se redujo de 10 dólares 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 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, previéndose el cierre como ciclo combinado para octubre de 2016.

A esta nueva obra se dedicaron también parte de sus créditos por la energía vendida entre 2008 y 2011.

En 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 de 2012, 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 siete años. El acuerdo también contempla el pago de las obligaciones del contrato de mantenimiento (Long Term Service Agreement –LTSA–) de los ciclos combinados de la central.

Posteriormente, 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 costos fijos, variables y una remuneración adicional. Se remunera los costos 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 costos 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 cubre a los generadores, cogeneradores y autogeneradores, salvo las centrales que entraron en funcionamiento a partir de 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. La resolución SE N° 529/2014 principalmente actualiza los valores de la resolución SE N° 95 e incorpora la remuneración de mantenimiento no recurrente para las centrales térmicas.

La Secretaría de Energía mediante la Resolución N° 482/2015, actualizó la remuneración de los generadores que

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

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 períodos de concesión están divididos en "períodos 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 fue-



ron 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% 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 tarifa 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 Resolución, el 6 de noviembre, la Secretaría de Energía publicó la Nota 6852 en la que autorizó 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.

Durante 2014, mediante la Nota S.E. N° 4012 y la Nota ENRE N° 112606 se autorizó nuevamente la compensación MMC-PUREE para el periodo octubre 2013-marzo 2014. Adicionalmente, mediante las Notas de la S.E. N°486 y N° 1136 se autorizó la compensación MMC-PUREE para el periodo abril-agosto 2014 y luego para el periodo septiembre-diciembre 2014. Los efectos contables de dichas compensaciones afectan positivamente los resultados financieros de la compañía. 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 facilita 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.

El 13 de marzo de 2015 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 32/2015, la que implicó el reconocimiento contable de ingresos por \$2.339 millones. Entre los puntos más importantes, dicha resolución: (i) aprueba un aumento transitorio sobre los ingresos de Edesur con vigencia a partir del 1 de febrero de 2015 destinado exclusivamente al pago de la energía que se adquiere al mercado eléctrico, de salarios y de provisiones de bienes y servicios. Dicho aumento, a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) cuya fecha de realización no está definida, surge de la diferencia entre un cuadro tarifario teórico y el cuadro tarifario vigente para cada categoría de usuarios, de acuerdo con los cálculos del ENRE, y no se trasladará a tarifa sino que será cubierto mediante transferencias de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMESA) con fondos del Estado Nacional; (ii) considera a partir del 1 de febrero de 2015 a los fondos del PUREE como parte de los ingresos de Edesur, también a cuenta de la RTI; (iii) reitera el procedimiento de reconocimiento y compensación de ciertos mayores costos incurridos en la pres-

tación del servicio de distribución de energía eléctrica de la Resolución SE N° 250/2013 hasta el 31 de enero de 2015; y (iv) instruye a CAMMESA a emitir liquidaciones de ventas con fecha de vencimiento a definir (LVFVD) por los montos que hubiere determinado el ENRE en virtud de los mayores costos salariales de la sociedad originados por la aplicación de la resolución N° 836/2014 de la Secretaría de Trabajo. Adicionalmente, prevé la cancelación de saldos remanentes a favor del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) mediante un plan de pagos a definir.

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

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

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 8% de participación de mercado para las energías renovables en un plazo de 10 años.

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

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.

Brasil

Si bien Endesa Chile no posee filiales en Brasil, la compañía posee inversiones de capital a través de Enel Brasil (ex Endesa 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 Nº 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 trasmitida.

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 subsistemas: 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 em-

presas 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, independiente 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 (20-25 años para las plantas térmicas y 30 para las hidroeléctricas) 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 pro rata 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 Ener sis 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, entre otros), durante 2013 y 2014 las empresas distribuidoras han sufrido un desequilibrio entre la demanda regulada y la oferta de energía, siendo así expuestas involuntariamente al precio del mercado spot para cubrir sus necesidades de energía.

En 2014, para cubrir el sobrecosto de energía el gobierno ha creado la cuenta ACR a través de préstamos bancarios a abonar dentro de dos años por la tarifa. Hasta el 31 de diciembre de 2014 los distribuidores utilizaron un monto aproximado de 18 mil millones de reales de la cuenta ACR, sin embargo, no fue suficiente para cubrir todo el déficit el cual tendrá que ser recuperado en la tarifa través de los mecanismos de CVA's.

El 25 de noviembre de 2014, ANEEL aprobó los nuevos límites del PLD para 2015. Se cambiaron los límites máximo (disminución de 823 para 388 R\$/MWh) y mínimo (aumento

de 16 para 30 R\$/MWh). La decisión fue resultado de un amplio debate, que comenzó con la Consulta Pública N° 09/2014 y más tarde la Audiencia Pública N° 54/2014.

El principal efecto del nuevo límite es reducir el impacto financiero de las distribuidores a posibles riesgos futuros de exposición contractual de energía al mercado spot, donde en 2014 el precio spot estuvo al máximo en gran parte del año. Desde el punto de vista de generación el nuevo precio máximo también resulta en mitigación de riesgos de exposición económica y financiera no recuperable, cuando la producción está por debajo de los valores contractuales. Por otro lado se reduce la posibilidad de vender energía libre con mayores precios, los generadores hoy pueden dividir su energía libre entre los meses del año (sazonalización) de modo de poder potenciar sus ingresos poniendo más energía en los meses donde se prevé mayores precios, con la bajada del techo.

Anualmente, Aneel ratifica vía resolución los valores mínimos y máximos del PLD. Para el año 2016, el máximo y mínimo de PLD están fijados en R\$422,56/MWh y R\$30,25/MWh, respectivamente. Dichos PLDs consideran la estimación de costes de la mega central hidroeléctrica de Itaipú, la cual tendrá – en 2016 - una tarifa de 25,78 USD/kW.

En búsqueda de una solución para los impactos incurridos por la sequía, ANEEL en noviembre, aprobó las condiciones para una renegociación del riesgo hidrológico con los agentes de generación participantes del Mecanismo de Reasignación de Energía (MRE) que hasta entonces estaba pendiente. Sin embargo, queda pendiente la aprobación de la Medida Provisoria por parte del Senado. Actualmente, hay una gran parte de generadores con decisiones judiciales preliminares que limitan su riesgo y transfieren parte de los costes para los consumidores.

Respecto de las subastas de energía en régimen regulado, con el objetivo de recomponer la oferta de energía, hasta el momento se han realizado en Brasil 6 subastas con energía asignada:

- > 1 subasta A-1: 1.954 MW-medios, asignados a Hidro (94%), Biomasa (4%) y Gas (2%); desde 1 a 3 años de suministro de energía.
- > 4 subastas A-3:
 - 97 MW-medios, asignados a las Eólicas (30%) y Biomasa (70%), a un precio promedio 200 R\$/MWh;
 - 233 MW-medios, asignados al Solar a un precio promedio 301,8 R\$/MWh;

- 314,3 MW-medios, asignados a las Eólicas (72%), Hidro (15%), Gas (7%) y Biomasa (6%) a un precio promedio 189 R\$/MWh.
 - 508 MW-medios, asignados a las Eólicas (52%) y Solar (48%), a un precio promedio 249 R\$/MWh.
- > 01 subasta A-5, con 1.160 MW-medios, asignados a Gas (73%), Hidro (20%) y Biomasa (7%) a un precio promedio 259,2 R\$/MWh.

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

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 Repositionamiento 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 gerenciables por el distribuidor, también denominados "Parcela A," y (ii) costos gerenciables 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.

Los mecanismos regulatorios aseguran la creación de activos regulatorios, cuya recomposición tarifaria para los déficits en 2014, ocurrió a partir de los reajustes tarifarios en 2015 (marzo para Ampla y abril para Coelce). Dicho mecanismo existe desde 2001, y se llama Cuenta de Compensación de Valores de la Parcela A (CVA). Su objetivo es mantener constantes los márgenes operacionales para el concesionario por la vía de permitir ganancias tarifarias debido a los costos de la Parcela A.

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

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

En 2014, Brasil continuó con condiciones de sequía. En noviembre el sistema alcanzó el máximo riesgo de racionamiento de energía. Los niveles promedios de los embalses alcanzaron un 1% debajo del último racionamiento.

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

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

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

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

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

Sin embargo, sigue en discusión entre Aneel, Agentes y Sociedad el perfeccionamiento del mecanismo de las banderas, a través de una audiencia pública iniciada el 15 de diciembre de 2015. El principal cambio es que Aneel propone subdividir la bandera roja en dos niveles a partir de febrero de 2016.

Reajustes y revisiones de 2015 (Ampla, Coelce y CIEN)

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

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

En virtud de su contrato de concesión, Ampla recibió un aumento de la tasa el 15 de marzo de 2015. El incremento de las tarifas promedio fue de 42,19%, según lo aprobado en la Resolución N°1.861/2015 y fue revisada el 8 de abril, debido a la ampliación del plazo para el pago de los fondos cuenta ACR. Con esta nueva aprobación, la Resolución N°1.869/2015, las nuevas tarifas tienen un efecto promedio para los consumidores regulados de 37,34%.

Aneel aprobó el resultado de la primera revisión periódica de CIEN. Desde el 1 de julio de 2015, las tasas se ajustaron por -7,49%, según lo aprobado en la Resolución N°1.902/2015.

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 tam-

bien este derecho, sujeto a que ellos cumplen con ciertos requerimientos técnicos y legales. El libre acceso está garantizado por la Ley y supervisado por la 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 Remuneración 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 termoeléctricas, 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. 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, 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 tendrá 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, el que en noviembre de 2014 fue reemplazado por el Centro Nacional para la Innovación y Fo-

mento de las Energías Sustentables (CIFES). La ley establece, además, un Panel de Expertos que tiene por función primordial resolver las discrepancias que se produzcan entre los distintos agentes del mercado eléctrico: empresas eléctricas, operador del sistema, regulador, etc.

Desde un punto de vista físico, el sector eléctrico chileno está dividido en seis sistemas eléctricos: El Sistema Interconectado Central (SIC), el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), y cuatro sistemas medianos aislados: Aysén, Magallanes, Isla de Pascua y Los Lagos. 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 de generación y transmisión que operan en un sistema eléctrico interconectado con capacidad instalada igual o superior a 200 MW deben coordinar sus operaciones en forma eficiente y centralizada a través de un ente operador denominado Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), con el fin de preservar la seguridad y operar el sistema a mínimo costo. 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 cuya función es coordinar la operación de un sistema eléctrico. Los sujetos de esta coordinación son las empresas generadoras, transmisoras, subtransmisoras y clientes libres.

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 de transacción entre generadores para los déficits o exceso de energía en una base horaria respecto de sus obligaciones contractuales, para lo cual se consideran tanto las inyecciones en el sistema como los retiros o compras para abastecer a sus clientes.

En enero de 2015 fue promulgada la Ley 20.805 según la cual los generadores deben participar en licitaciones de energía para el mercado regulado por un periodo de hasta 20 años. Las licitaciones se realizan considerando los requerimientos futuros de las demandas de los clientes regulados atendidos por las empresas distribuidoras con una antelación mínima de 5 años 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 por una parte del precio utilizado, cuyo cálculo actualiza la Comisión Nacional de Energía cada cuatro años y que tiene como objetivo remunerar el desarrollo de una turbina de gas, como la unidad marginal para aportar potencia a la demanda del sistema. Y por otra, del monto de potencia de cada planta generadora que es reconocido para efectos de este pago por capacidad, que determina centralizadamente cada CDEC en forma anual y que es utilizada para efectos del balance entre generadores por este concepto. El cargo por capacidad de cada central es independiente de su despacho y remunera la disponibilidad y contribución al margen de reserva del respectivo sistema que coordina cada CDEC.

El 30 de diciembre de 2015, la Presidenta de la República Michelle Bachelet, firmó el Decreto Supremo que aprueba la nueva estrategia de largo plazo para el sector energía, y que se encuentra detallada en el documento "Energía 2050 Política Energética de Chile", elaborado por el Ministro de Energía con los lineamientos a llevar a cabo en los próximos años.

Como parte de esta agenda de largo plazo, se ha contemplado diversas modificaciones a la normativa que aplica al sector. Entre ellas, una ley que modificó el esquema de licitaciones para clientes regulados promulgada a comienzos de 2015 y la adecuación al actual marco regulatorio tanto del segmento de transmisión como el operador del sistema, que la que al cierre del año 2015, se tramitaba en el Congreso Nacional.

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.

Los consumidores se clasifican de acuerdo al tamaño de su demanda en clientes regulados, cuya capacidad conectada es inferior o igual a 500 kW; y clientes libres o no regulados, aquellos con una capacidad conectada superior a 5.000 kW, nuevo límite establecido por la Ley N°20.085. Los clientes cuya capacidad conectada está en el rango de 500 a 5.000 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.

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

A partir de enero de 2015, con la promulgación de la Ley N°20.805, las empresas distribuidoras deben disponer del suministro permanentemente para el total de su demanda proyectada a cinco años, para lo cual se deben realizar licitaciones públicas de largo plazo de hasta veinte años.

Los procesos de fijación de tarifas de distribución son realizados cada cuatro años con el objeto de establecer el denominado Valor Agregado de Distribución (VAD). Tanto la CNE como la empresa representativa del área típica en que opera encargan estudios a consultores independientes para fijar el respectivo VAD 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 esté dentro del rango establecido de 10 por ciento con una margen del ±4 por ciento.

El modelo de distribución chileno es un modelo consolidado, ya que a la fecha cuenta con ocho fijaciones tarifarias realizadas desde la privatización del sector. El siguiente proceso se llevará a cabo en 2016.

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 las grandes redes de 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 a la distribución, que corresponde a diversos servicios no contemplados en la determinación del VAD, y que deben ser proveídos por las empresas de distribución en su zona de concesión.

Regulación en transmisión

El segmento de transmisión o transporte de electricidad 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. Las instalaciones de transmisión clasificadas por la autoridad como troncal o de subtransmisión son de acceso abierto, no así las instalaciones definidas como adicionales. Las empresas de transmisión reciben una renta por el servicio de transmisión que otorgan sin discriminación a cualquier usuario que lo solicite, a través del pago de peajes regulado conforme a la legislación vigente.



El 8 de enero de 2014 se aprobó el proyecto de ley que faculta al Gobierno para promover interconexiones eléctricas entre sistemas en el proceso de planificación anual. En virtud de este nuevo marco legal, el 21 de abril de 2015 se publicó en Diario Oficial el Decreto N° 158 del Ministerio de Energía que fija como obra de expansión la Interconexión de los sistemas SING y SIC, la que debiera estar en operaciones hacia finales del año 2018.

Regulación medioambiental

La regulación medioambiental vigente, obedece a un completo rediseño que se hizo en 2010, y que parte por la creación de nuevas instituciones ambientales: el Ministerio de Medio Ambiente, que diseña y aplica políticas, planes y programas en materia ambiental, el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), a cargo de la administración del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental y la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA), con funciones de fiscalización. Adi-

cionalmente, la institucionalidad se complementa con tres Tribunales Ambientales.

En materia de normativa regulatoria se distinguen la Ley N°19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente, de 1994 y actualizada en 2010, la Ley N°20.417, que Crea el Ministerio de Medio Ambiente, el Servicio de Evaluación y la Superintendencia del Medio Ambiente (de 2010) y el Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, de 2012.

Energías renovables no convencionales

En materia de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), en octubre de 2013 se promulgó la Ley N° 20698 que incentiva el uso de las ERNC, estableciendo que al año 2025 el 20% de la energía comercializada por las empresas generadoras deberá ser producida por medios de generación no convencionales. Esta ley reemplaza una ley anterior que establecía una meta de 10% al año 2024.



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 públicos; la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que es el organismo regulador en energía eléctrica, gas natural, gas licuado de petróleo (GLP) y combustibles líquidos; la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), que es la responsable del planeamiento y expansión de la red y la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) que es la autoridad nacional para temas de protección de la competencia.

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 de Energía 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 del despacho central 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 que participan del despacho central, deben declarar la disponibilidad comercial de sus recursos de generación y ofertar el precio al que desean venderla. Esta energía es despachada de manera centralizada por el Centro Nacional de Despacho (CND) con criterios de optimización económica y respetando las restricciones eléctricas y operativas del sistema.

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 red, 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 Ley 142 de 1994, que estableció el régimen legal de los servicios públicos domiciliarios y Ley 143 de 1994, enfocada en particular el servicio de energía eléctrica, determinó los tipos de entidades autorizadas para prestar servicios públicos domiciliarios, en este sentido se creó la "empresa de servicios públicos", como el vehículo fundamental para dicha prestación.

En el mercado de energía de corto plazo, operativamente el CND recibe cada día las ofertas de precios y la declaración de disponibilidad comercial 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 restricciones eléctricas y operativas del sistema, así como otras condiciones necesarias para satisfacer la demanda de energía esperada para el siguiente día de manera segura, confiable y económica, desde el punto de vista del costo. A diferencia del resto de países en los que el despacho es centralizado con base en 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 para los nuevos agentes interesados en desarrollar proyectos de generación, 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 veinte años. La OEF es un compromiso de parte de la empresa generadora, respaldada por sus recursos físicos, que la respaldan 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, se realiza un balance de cumplimiento del agente, donde se verifica en el despacho ideal si el agente cubrió sus OEF con recursos propios, entregó excedentes u otro agente cubrió sus OEF, en cuyo caso se balancean las diferencias valoradas 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 -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.

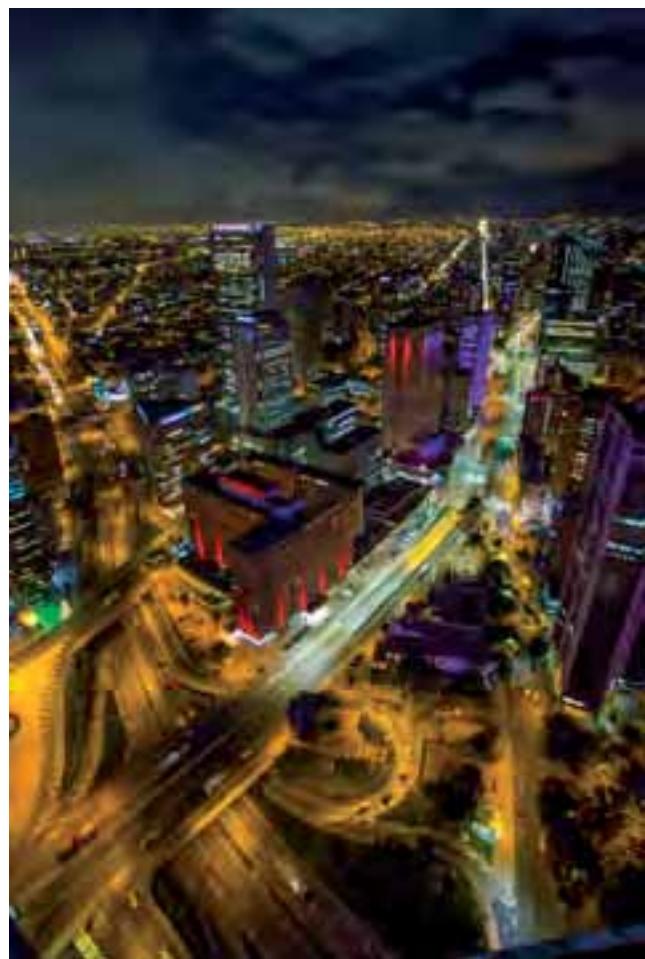
Los cargos de distribución son fijados por la CREG basado en el valor nuevo de reemplazo de los activos de distribución existentes, el costo de capital, los activos no eléctricos, así como los costos operacionales y de mantenimiento para cada compañía, y se definen para cuatro niveles de voltaje diferentes, así: Nivel 1 menor a 1 kV, Nivel 2 mayor o igual a 1 kV y menor a 30 kV, Nivel 3 mayor o igual a 30 kV y menor a 57,5 kV y Nivel IV hasta mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 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, los cuales son fijados para un periodo de cinco años, y actualizados mensualmente de acuerdo al índice de precios al productor. En la actualidad está en curso el proceso de revisión de los cargos de distribución para el quinquenio 2015 a 2019. 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. Para las pérdidas de energía la regulación establece una senda de índices de pérdidas reconocidas a incluir en tarifa.

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 libre-

mente 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. Los cargos de comercialización vigentes se encuentran en proceso de revisión, con lo cual se espera la aplicación de nuevos cargos en 2016.

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 y usen el recurso hídrico, 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.

En 2011, el Decreto 3.570 estableció la nueva estructura del sector medioambiental, creando el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (previamente, las funciones del Ministerio de Ambiente estaban establecidas junto con las funciones del Ministerio de Vivienda). Ese mismo año, el Decreto 3.573 creó la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales como entidad responsable del otorgamiento y seguimiento de licencias, permisos y trámites ambientales de competencia del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

En los últimos años, la regulación medioambiental para el sector eléctrico ha estado enfocada a regular aspectos relacionados con: i) las emisiones de las plantas; ii) la formulación, expedición e implementación de la Política Nacional para la Gestión Integral del Recurso Hídrico, la actualización de la normativa asociada a vertimientos, la reglamentación de una metodología para el cálculo del caudal ambiental, y el ordenamiento y manejo de cuencas hidrográficas); iii) la expedición del manual de compensaciones por pérdida de biodiversidad para proyectos sujetos a licenciamiento ambiental; iv) la actualización del marco regulatorio de licenciamiento ambiental y la reglamentación del régimen sancionatorio ambiental.

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. En 2014, se expidió la Ley 1.715, por medio de la cual se regula la integración de las ERNC al Sistema Energético Nacional, con el objetivo de promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía y fomentar la gestión eficiente de la energía.

En 2015, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 2.143 de 2015, que define los lineamientos para la aplicación de los incentivos fiscales y tributarios establecidos en la Ley 1.715. A partir de este, se están diseñando los procedimientos para acceder a los beneficios propuestos en la mencionada ley.

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 normas reglamentarias.

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) define las políticas de energía aplicables a nivel nacional, regula conjuntamente con el Ministerio del Ambiente las cuestiones ambientales aplicables al sector de la energía y es la autoridad competente para el otorgamiento y la caducidad de las autorizaciones y concesiones para las actividades de generación, transmisión y distribución.

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) es la entidad reguladora que controla y fiscaliza el cumplimiento de las normas legales y técnicas relacionadas con las actividades de electricidad, hidrocarburos y minería, y hace cumplir las obligaciones establecidas en los contratos de concesión. Por su parte la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de Osinergmin (GART) es la autoridad competente para la determinación de las tarifas reguladas. Osinergmin también controla y supervisa los procesos de licitación requeridos por las empresas distribuidoras para comprar energía a los generadores.

Por su parte, el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) adscrito al Ministerio del Ambiente, es responsable de la supervisión y fiscalización de las obligaciones ambientales contenidas en los instrumentos ambientales aprobados.

El Comité de Operación Económica del Sistema (COES) es el Operador del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), coordina el despacho de las unidades de generación en función del mínimo costo, prepara diversos estudios que sirven de base para los cálculos anuales de los precios de barra, administra el mercado de corto plazo y elabora el Plan de Transmisión del Sistema Garantizado. En el COES, están representadas las empresas de generación, transmisión y distribución, así como los Grandes Usuarios (clientes libres con consumo superior a 10 MW).

En zonas rurales existen pequeños sistemas eléctricos aislados que suministran electricidad en áreas específicas, los



cuales representan menos de 7% de la producción total nacional.

Las principales características de la industria eléctrica en Perú son: (i) la separación de las tres actividades: generación, transmisión y distribución; (ii) libre mercado para el suministro de energía a clientes no regulados; (iii) un sistema de precios para el mercado regulado, basado principalmente en un régimen de licitaciones de largo y corto plazo.

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 definitiva otorgada por el MINEM.

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

Los generadores pueden vender su energía directamente a distribuidoras y clientes libres y liquidar sus diferencias en el mercado spot a costo marginal. 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 el caso, los cargos por el uso de las redes de distribución.

La Ley de Concesiones Eléctricas permite la suscripción de contratos bilaterales a un precio no mayor que la tarifa de barra,

en el caso de clientes regulados, o a un precio acordado por las partes 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 supervisado por Osinergmin. 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 ente regulador y que puede tener una duración de hasta veinte años.

A raíz de la introducción del mecanismo de licitaciones, la mayor parte de los contratos para vender energía a las empresas de distribución para la atención de sus clientes, derivan de estas licitaciones. Sólo una pequeña parte de la electricidad comprada por las empresas de distribución, se mantiene bajo el esquema de contratos bilaterales.

Otra norma que impactó sobre el mercado eléctrico fue el Decreto de Urgencia N°049-2008, que introdujo el denominado

"Costo Marginal Idealizado", éste supone que para efectos del despacho económico los costos marginales de corto plazo del SEIN se determinan considerando que no existe restricciones de gas natural (producción o transporte), ni de transmisión de electricidad; y que los costos marginales no podrán ser superiores a un valor límite definido por el Ministerio de Energía y Minas. Dicho Decreto de Urgencia tiene vigencia hasta el 31 de diciembre de 2016.

En Perú existe pago por capacidad, determinado por el monto que remunera el desarrollo de una turbina de gas, como la unidad marginal para aportar la demanda del sistema. Al igual que en Chile el cargo por capacidad es independiente de su despacho y remunera la disponibilidad y contribución al margen de reserva objetivo señalado por las autoridades competentes.

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.

En septiembre de 2015 fue publicado el Decreto Legislativo N°1221, a través del cual se establece que la fijación del VAD (Valor Agregado de Distribución) se efectuará cada cuatro años y será calculado para cada empresa (antes se calculaba el VAD para una empresa que era representativa de un grupo o sector típico y este VAD se aplicaba a todas las empresas que conformaban ese grupo respectivo). Además, se reconocerá un cargo adicional en la tarifa para los proyectos de innovación tecnológica y eficiencia energética previamente aprobados por el Osinergmin, se otorgará incentivos por mejora de calidad de servicio y la posibilidad de ampliar las zonas de concesión de las distribuidoras asumiendo zonas rurales aledañas a sus zonas de concesión.

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 determinadas tomando como base los resultados del estudio contratado por la empresa, corregido según las observaciones del Osinergmin. Las tarifas preliminares son comprobadas para asegurar que la tasa interna de retorno es de 12%, con una variación cercana al 4%. Además, las tarifas están indexadas al tipo de cambio y al precio de commodities como el cobre y el aluminio, con lo cual las tarifas no tienen riesgo cambiario.

Durante el último proceso de fijación de tarifas OSINERGMIN definió las tarifas de Edelnor para el periodo noviembre de 2013 a octubre de 2017.

Regulación en transmisión

Las actividades de transmisión se encuentran bajo regímenes distintos: las instalaciones construidas antes de 2006 se dividen en Sistema Principal que es para uso común y permite el flujo de energía a través de la red nacional y el Sistema Secundario que son redes de flujo mayormente unidireccional y que sirven para evacuar energía desde una planta gene-

radora o para llevar energía a un consumidor final. Por su parte, las instalaciones construidas a partir de 2006 se dividen en Sistema Garantizado que son líneas para uso común, que son parte del Plan de Transmisión que elabora el COES y cuyo peaje es pagado por toda la demanda del sistema y el Sistema Complementario, que son aquellas líneas que conectan a una central eléctrica o a un usuario con el sistema y que son pagadas por el beneficiario.

El Plan de Transmisión, elaborado por el COES y aprobado por el MINEM, determina el desarrollo de las líneas del Sistema Garantizado, las cuales son licitadas mediante un esquema BOOT con un plazo de 30 años. Las concesionarias de transmisión del sistema garantizado reciben un ingreso anual fijo derivado de dichas licitaciones.

Las líneas del sistema complementario se desarrollan mediante planes de inversión presentados por los agentes y aprobados por Osinergmin, entidad que calcula el costo medio anual a remunerar por cada instalación, considerando costos estándares de inversión, operación y mantenimiento, una tasa de actualización de 12% antes de impuestos y una vida útil de 30 años.

Normativa medioambiental

El marco legal medioambiental aplicable a las actividades relacionadas con la energía en el Perú está estipulado en la Ley General del Ambiente (Ley N° 28.611) y en el Reglamento de Protección Ambiental para las 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 Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Dicho Decreto estipula que hasta el 5% de la demanda del SEIN puede ser suministrada con la utilización de ERNC. Este tope del 5% podría ser revisado por las autoridades competentes en función del Plan Nacional de Energías Renovables. Las tecnologías consideradas como recursos renovables son: biomasa, eólica, mareomotriz, geotérmica, solar y mini-hidroeléctrica (hidroeléctrica menor a 20 MW).

En la actualidad este porcentaje de ERNC alcanza al 2,1% de la demanda del SEIN, con la reciente licitación convocada por el Gobierno se alcanzaría el tope del 5%.

■ Negocios de la Compañía





■ Descripción del negocio Eléctrico por país

Operaciones en Argentina

Capacidad Instalada, Generación y Ventas de Energía

Capacidad instalada (MW) ⁽¹⁾	2014	2015
Costanera		
Costanera (turbo vapor)	1.138	1.138
Costanera (ciclo combinado)	859	859
Central Buenos Aires (ciclo combinado)	327	327
Total	2.324	2.324
 El Chocón		
El Chocón (hidroeléctrica)	1.200	1.200
Arroyito (hidroeléctrica)	128	128
Total	1.328	1.328
Total Argentina	3.652	3.652
 Generación de energía eléctrica (Gwh) ⁽²⁾		
Costanera	6.972	8.167
El Chocón	2.632	3.239
Total generación en Argentina	9.604	11.406
 Ventas de energía eléctrica (Gwh)		
Costanera	7.051	8.168
El Chocón	3.391	3.801
Total ventas en Argentina	10.442	11.968

(1) Potencias calculadas de acuerdo a la norma operativa de Endesa Chile N°38 “Norma para definición de potencia máxima en centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de Endesa Chile” a 31 de diciembre de cada año.

(2) Corresponde a la generación total, descontados los consumos propios, las pérdidas de transmisión y otros consumos no facturados.

Actividades y proyectos

Endesa Chile participa en la generación de energía eléctrica en Argentina a través de Costanera e Hidroeléctrica El Chocón, en las cuales controla, directa e indirectamente, 75,68% y 65,37% de la propiedad, respectivamente.

Estas empresas poseen en conjunto 3.652 MW de capacidad instalada. Dicha potencia representó a fines de 2015, 10,9% de la capacidad instalada del SIN argentino.

La generación eléctrica de dichas sociedades alcanzó al 31 de diciembre de 2015, los 11.406 GWh, 8,3% de la generación total de dicho país.

Costanera e Hidroeléctrica 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 (FONINVEMEN), con 5,33% y 18,85% de la propiedad, respectivamente.

Respecto del proyecto Vuelta de Obligado S.A. (VOSA), que contempla la instalación de un Ciclo Combinado del orden de 800 MW, Costanera e Hidroeléctrica El Chocón, durante 2015, continuaron cumpliendo con las obligaciones que les caben respecto al proyecto de generación VOSA, fruto del acuerdo que se firmó entre la Secretaría de Energía y las principales empresas de generación de energía eléctrica, el cual fuera suscripto por ambas sociedades. La central comenzó a operar en Ciclo Simple las dos turbo gas de 270 MW cada una. Para octubre de 2016 está programada la entrada en servicio de la totalidad de las instalaciones de la nueva central que están conformadas por un Ciclo Combinado de 2 Turbinas de Gas y 1 Turbina de Vapor.

Una vez puesto en funcionamiento el ciclo combinado se iniciará la devolución de la deuda que mantiene CAMMESA con las empresas generadoras que aportaron a dicho proyecto 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 Alícura, Sadesa, Capex, Petrobras, Pampa Generación y Pluspetrol.

Proyecto motogeneradores

El cronograma de montaje y puesta en marcha del proyecto prevé la entrada en servicio comercial de los 4 motogeneradores a partir del 1 de junio de 2015.

Al iniciar 2015 la marcha de la obra experimentaba cierto grado de atraso, sin que ello comprometiera la fecha para el servicio comercial.

En marzo de 2015, por los atrasos del contratista de montaje Ingeniería Ronza, se debió elaborar un plan de contingencia para la puesta en marcha de los motores tratando de mantener la fecha comprometida. A pesar de las medidas adoptadas, Ingeniería Ronza no pudo entregar la obra para el inicio del commissioning por parte de Wärtsilä, previsto para el 30 de abril de 2015.

En consecuencia, se debió fijar una nueva fecha para la puesta en marcha el 31 de julio de 2015 y extender los trabajos de Wärtsilä con mayores costos por € 364.000.

En noviembre se realizó el commissioning con gas oil de los 4 motogeneradores, ensayos de puesta en marcha y verificación de valores garantizados, sin novedad.

A principios de diciembre se solicitó la habilitación comercial a Cammesa con la presentación de los Estudios de Etapa II, según los procedimientos para la conexión de nueva generación.

Considerando los mayores costos y trabajos adicionales registrados en el desarrollo de la obra los montos resultaron inferiores a los US\$43,5 millones (IVA incluido) autorizados para el proyecto.

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 2015, la generación neta fue de 8.167 GWh y la energía vendida alcanzó los 8.168 GWh.

A nivel de sistema, la demanda de energía eléctrica aumentó 4,4% respecto de 2014.

Durante 2015, CAMMESA realizó el despacho del SADI, según las resoluciones establecidas por la Secretaría de Energía, en dicho contexto, ha priorizado el despacho de las unidades térmicas más eficientes con Gas Natural y el de las unidades turbovapor consumiendo Fuel Oil (FO).

Con respecto del Gas Natural utilizado para el despacho del MEM, el mismo resultó de considerar la disponibilidad de Gas Natural Nacional e importado según cuota asignada al sector usinas.

Al igual que en años anteriores se realizó un programa de mantenimiento, las tareas más importantes del mismo se centraron en el aporte de personal propio para la realización de las obras complementarias del Proyecto de Rehabilitación de las Unidades Turbovapor, por una parte, y en mantener el resto de las unidades en servicio por otra.

En lo referente a la rehabilitación de las Unidades Convencionales, cabe citar que durante el transcurso de 2015 se concluyó la rehabilitación de las unidades N° 2 y N° 4 con muy buenos resultados.

La rehabilitación de las unidades restantes se espera finalicen en el transcurso del próximo año.

Con respecto a los Ciclos Combinados, destaca el positivo desempeño del Ciclo Combinado Mitsubishi (CCII) con una generación superior a los 5.000 GWh netos.

En otro orden, con respecto a la metodología a aplicar para compatibilizar las remuneraciones de la Resolución SE N° 95/2013 y los Contratos de Disponibilidad de Ciclos Combinados y Turbovapor (TV's) y en adición a lo informado el año anterior, cabe mencionar que luego de negocia-

ciones con la Secretaría de Energía, se logró el Acuerdo con el Gobierno para el tratamiento del solapamiento de ingresos por los contratos de disponibilidad de Endesa Costanera mediante la nota SSEE N° 476/15. El 3 de julio de 2015 se firmaron las adendas I y III de los contratos Ciclos Combinados y TV's.

Para Costanera, la implementación de la Resolución 482/15 produjo un incremento en la remuneración de los Cargos Fijos del orden de 28% para los Ciclos Combinados y para las Turbinas de Vapor. La remuneración de los Cargos Variables aumentó un 23%. El concepto de Remuneración Adicional incrementó un 25%, mientras que el concepto remuneratorio para mantenimiento no recurrentes fue incrementado en un 17,5%. Adicionalmente, se incorporaron los recursos para las inversiones del Foninvemem 2015-2018 y los incentivos a la producción de energía y la eficiencia operativa que se aplican solo si está vigente el Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2015-2018.

En julio de 2015, se solicitó al Subsecretario de Energía Eléctrica -mediante la nota GG1380/15- la inclusión de trabajos complementarios dentro del Contrato de Disponibilidad de Ciclos Combinados. Los trabajos a incluir son: extensión de vida útil del CC Siemens por US\$7,94 millones; finalización de la obra de inyección de agua para control de emisiones de Nox en CC Siemens por US\$2,92 millones; repuesto para generador de la unidad TV CC MHI por US\$2,25 millones; y modernización del sistema de control CC MHI por US\$3,00 millones. La compañía se encuentra a la espera de la respuesta correspondiente. Se está gestionando ante CAMMESA un adelanto de fondos a cuenta para afrontar el anticipo solicitado por el proveedor Siemens para poder llevar a cabo el mantenimiento programado del ciclo.

En el plano de las finanzas, durante el 2015 se continuó con la estrategia financiera adoptada ya en ejercicios 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 relación con la reestructuración efectuada en 2014 del pasivo más importante de la compañía con Mitsubishi Corporation, cabe destacar que el 15 de diciembre de 2015, se abonó la cuota de US\$3,0 millones de acuerdo al cronograma establecido.

Hidroeléctrica El Chocón

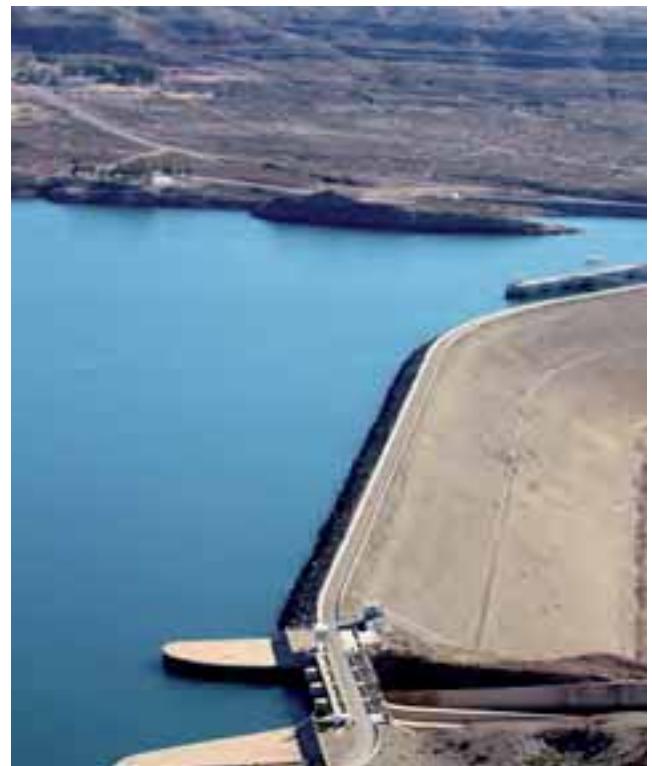
Hidroeléctrica El Chocón S.A. (HECSA) es una compañía de generación de energía hidroeléctrica, que opera los aprovechamientos El Chocón y Arroyito, ubicados sobre el río Limay. Se ubica en las provincias de Neuquén y Río Negro. El complejo hidroeléctrico tiene una capacidad instalada total de 1.328 MW, 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 km aguas abajo.

El año hidrológico iniciado el 1 de abril de 2015 se ha caracterizado como año seco después de 5 años secos consecutivos. Por lo tanto, los aportes hidrológicos de las cuencas de los ríos Limay y Collón Curá fueron similares a los registrados en años anteriores, por tal razón 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 el mantenimiento y leve disminución de las reservas energéticas del Comahue, respecto a las de 2014.

Como resultado del despacho del embalse de El Chocón al cierre del ejercicio 2015, la generación neta del complejo El Chocón/Arroyito fue de 3.235 GWh, alcanzando la cota del embalse los 379,78 m.s.n.m. al 31 de diciembre de 2015. La reserva de energía en los embalses del Comahue era de 6.582 GWh, de los cuales 2.512 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 2015 del complejo El Chocón-Arroyito fue de 97,89%, habiéndose cumplido en forma satisfactoria el Mantenimiento Programado para ambas Centrales. También se complementó la Modernización del Sistema de Protecciones, Excitación y Secuencia de Arranque/Parada de las uni-



dades números 3 y 4 y el transformador principal T3CH de la Central El Chocón.

Cabe destacar que en 2015, Hidroeléctrica El Chocón avanzó en el proyecto de reemplazo del aceite mineral por biodegradable en 2 de las 6 compuertas de toma de la Central El Chocón, lográndose una importante mejora desde el punto de vista Medioambiental. Se prevé completar el reemplazo en las 4 compuertas restantes en 2016.

A mediados de 2015 se habilitaron 3 separadores de hidrocarburos instalados en la Central Arroyito para evitar que eventuales pérdidas de aceite en los intercambiadores agua/aceite de los cojinetes de turbina pudieran llegar al río Limay.

Para Hidroeléctrica El Chocón S.A., la implementación de la Resolución 482/15 produjo un incremento de la remuneración variable del orden del 23% y para los costos fijos superior al 27% para Hidros Grandes y del 64% para Hidros Medianas. La remuneración adicional no presentó cambios y se incorpora a su remuneración el concepto por "Remuneración de Mantenimiento no Recurrente". Adicionalmente, se incorporaron los efectos positivos de los recursos para las inversiones del Foninvemem 2015-2018 y los inventivos a la producción de energía y la eficiencia operativa.

Con referencia al costo de transporte eléctrico, la Resolución 482/15 otorga el reconocimiento del mismo a las centrales hidroeléctricas.

En el desarrollo de las actividades de personal propio y contratistas, en 2015, 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.

En el ámbito de las finanzas, la Sociedad canceló todos los vencimientos del año correspondientes al préstamo sindicado de pesos por Arg\$58,3 millones y también los vencimientos del préstamo bilateral con Deutsche Bank AG, Standard Bank Plc e Itaú BBA Securities por US\$14,8 millones.

Con referencia al préstamo por US\$6,89 millones 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, y en adición a lo informado el año anterior, cabe mencionar que al 31 de diciembre de 2015, el importe total recibido bajo dicho concepto ascendió a Arg\$35,1 millones.

Los principales proyectos de inversión que se prevé realizar en 2016 son: i) Realizar los Mantenimientos Mayores de los interruptores principales de 5 máquinas. ii) Reemplazar los Reguladores de Velocidad/ carga de las turbinas de la Central El Chocón.



Esquema de Remuneración de Costos de Generación – Resolución S.E. N°482/15

El 17 de julio de 2015 fue publicada la Resolución SE N° 482/2015 del Registro de la Secretaría de Energía, que reemplaza la Resolución SE N°529/2014 y que adecúa la remuneración de los distintos componentes de la estructura de costos de los agentes del MEM tipo térmico convencional o hidráulico nacional para los bloques de energía que no sean comercializados mediante contratos de energía regulados por la Secretaría de Energía. Esta resolución comprende la incorporación de distintos mecanismos tendientes a asegurar el abastecimiento de energía eléctrica a precios razonables compatible con el sostenimiento de la competitividad económica local promoviendo un desarrollo sustentable al sector. Con el objetivo de incrementar la potencia disponible y la eficiencia operativa de las unidades generadoras de energía eléctrica, se adecuan las metodologías de remuneración de la generación térmica, estableciendo mecanismos de ajuste de la remuneración de los costos variables (no combustibles) en función del factor de despacho de las unidades de generación y de la eficiencia de su consumo real de combustibles frente a los valores adoptados como referencia en ese fin. Se incluyen a la norma recursos adicionales destinados a las inversiones a ser desarrolladas en el FONINVEMEM 2015-2018.

Lo definido en esta resolución es de aplicación a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero 2015 para los generadores que hayan adherido a la Resolución N° 95/13 de la SE.

Con esta nueva resolución, la SE resuelve lo siguiente:

- (i) Reemplazo de los ANEXOS I, II, III, IV, y V de la Resolución N° 529/14 por los ANEXOS I, II, III, IV y V de la Resolución 482/2015 que actualiza los valores remunerativos de costos fijos, variables, remuneración adicional y mantenimiento no recurrente.
- (ii) Exceptúa el pago de la recaudación variable por transporte de energía y potencia a las centrales hidroeléctricas y/o renovables.
- (iii) Incorporación, a partir de las transacciones económicas del mes de febrero 2015 hasta el mes de diciembre de 2018, inclusive, de un nuevo esquema de aportes específicos denominado “Recursos para Inversiones de FONINVEMEN 2015-2018, en adelante Recursos para Inversiones asignados a aquellos generadores

participantes de los proyectos de inversión aprobados o a aprobarse por la SE, se determinarán mensualmente y su cálculo será en función de la energía total generada. Se instruye a CAMMESA a asignar en forma retroactiva el nuevo cargo una vez firmados los contratos de suministro y construcción del proyecto. La Secretaría establecerá la metodología para tal fin.

En caso de incumplimiento de los compromisos dentro de los contratos referidos, la Secretaría podrá modificar el destino de los recursos sin que implique derecho a reclamo por parte de los generadores.

- (iv) En un plazo no mayor a 10 años a partir de la habilitación comercial de cada unidad de generación construida en el marco del FONINVEMEM 2015-2018 una Remuneración Directa FONINVEMEM 2015-2018 igual al 50% de la Remuneración Adicional Directa.
- (v) Se incorpora un nuevo esquema de Incentivos a la Producción de Energía y la Eficiencia Operativa
- (vi) Se establece como únicos valores a reconocer a los agentes generadores los esquemas y conceptos de remuneración establecidos en esta resolución y a aquellos con extinguida la vigencia de un Contrato regulado por la SE (Res 220, etc.).
- (vii) Se establece la aplicación de esta resolución retroactiva a febrero 2015.

El 5 de junio de 2015, la Sociedad y otros generadores del MEM firmaron el "Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2015-2018", en adelante, FONINVEMEM 2015-2018 y se adhiere a todos los términos establecidos en dicho acuerdo el 2 de julio 2015. La adhesión comprende el compromiso irrevocable de participar en la conformación del FONINVEMEM 2015-2018, comprometiendo, de acuerdo al punto 3.2.v del Acuerdo, las LVFVD y/o las acreencias devengadas o a devengarse durante todo el periodo comprendido entre febrero 2015 y diciembre 2018 inclusive no comprometidas previamente en programas similares junto con todas aquellas acreencias, no utilizadas para destinarlas al proyecto. Tanto la Secretaría como los agentes generadores que adhieren al Acuerdo se reservan el derecho de dar por resuelto de pleno derecho este Acuerdo si en los 90 días indicados en punto 9 del Acuerdo, no se suscriben los acuerdos complementarios respectivos.

Mediante la adhesión de dicho Acuerdo, la Sociedad participaría, en conjunto con otros Agentes Generadores, en la construcción de un Ciclo Combinado de alrededor de 800



MW +/- 15% y generará tanto con gas natural como con gasoil y biodiesel. El nuevo ciclo combinado se licitará para ser habilitado en no más de 34 meses a partir de la adjudicación de la obra. A la fecha de emisión de los presentes Estados Contables, no ha habido mayores avances en la suscripción de los acuerdos complementarios previamente mencionados, con lo cual se entiende que el citado Acuerdo no está vigente.

Terrenos Reservados para Futuros Proyectos

En Argentina, actualmente, no existen terrenos reservados para futuros proyectos.

Operaciones en Brasil

Enel Brasil

En 2005, se constituyó el holding Endesa Brasil S.A, actualmente Enel Brasil, surgido del aporte de los activos existentes en ese país de Endesa Latinoamérica (actualmente Enel Latinoamérica), Enersis, Endesa Chile y Chilectra. De ese modo, Endesa Chile dejó de consolidar a Cachoeira Dourada, y Enersis comenzó a consolidar Enel Brasil S.A. Endesa Chile cuenta con una participación de 37,14% en Enel Brasil S.A.

Enel Brasil S.A. controla las siguientes empresas:

Cachoeira

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

La generación neta durante 2015 fue de 2.057 GWh, mientras que las ventas alcanzaron los 3.215 GWh.

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 Termoeléctricidad (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 2014 fue de 2.342 GWh, mientras que sus ventas alcanzaron los 3.326 GWh.

Cien

La Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN) es una empresa de transmisión de energía de Brasil. Su com-



plejo 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 100% del capital.

El sistema de interconexión consiste de dos líneas de transmisión, con extensión total de 1.000 km, y la Estación Conversora 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 I y II) 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% del territorio del Estado del Río de Janeiro, lo que corresponde a un área de 32.188 km². La población alcanza a aproximadamente 8 millones de habitantes, repartidos en 66 municipios, de los cuales destacan: Niterói, São Gonçalo, Petrópolis, Campos y Cabo Frío.

Durante 2015, Ampla entregó servicio de energía eléctrica a 2.996.676 clientes, un 4,2% más que en 2014. Del total, 90% corresponden a clientes residenciales, 6% a comerciales, y 4% a otros usuarios.

Las ventas de energía en 2015 alcanzaron un total de 11.547 GWh, que representó una disminución de 1,1% en relación a 2014, con importante participación de clientes residenciales que representan 41% de las ventas físicas, seguido por clientes comerciales con 19% de ventas, luego clientes libres con 14%, clientes industriales 8%, otros clientes representan el 19% de las ventas. Desde 2003, Ampla actúa con gran énfasis en el combate al hurto de energía con reducción de 3,5 puntos porcentuales en este indicador (de 23,64% a 20,11%). 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 nuestros proyectos.

Sin embargo, hoy en día las pérdidas de energía siguen representando uno de los principales desafíos de Ampla. El año 2014 cerró con un aumento respecto año anterior de 0,75 puntos porcentuales, pasando de 20,11% a 20,86% logrando contener en parte la fuerte agresividad del mercado, el cual ha aumentado las zonas de riesgo en la zona de concesión de la empresa.

Coelce

Es la compañía de distribución eléctrica del Estado de Ceará, en el noreste de Brasil, y abarca una zona de concesión de 148.921 km². La empresa atiende a una población de más de 9 millones de habitantes.

Las ventas de energía en 2015 fue de 11.229 GWh, aumentando un 0,6% con respecto al año 2014. En estas ventas, participaron clientes residenciales con un 35%, comerciales con un 19%, seguido por clientes industriales y clientes libres con un 11% cada uno. Otros clientes representaron un 24% de las ventas de energía.

El número de clientes, al cierre de 2015, aumentó a 3.757.651 lo que significa un 3,7% de variación en comparación al cierre del ejercicio de 2014. La clasificación por tipo de clientes indica que el 76,2% son residenciales, el 6,2% son comerciales, un 0,2% clientes industriales, mientras que otros clientes representan un 17,4%.

Operaciones en Chile

Endesa Chile y sus filiales, en Chile, cuentan con un parque generador compuesto por 103 unidades distribuidas a lo largo del Sistema Interconectado Central (SIC), y 8 unidades en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

Centrales Generadoras de Endesa Chile y Filiales

Central	Compañía	Tecnología	Capacidad instalada (Mw) ⁽¹⁾	
			2014	2015
Los Molles	Endesa Chile	Hidráulica	18	18
Rapel	Endesa Chile	Hidráulica	377	377
Sauzal	Endesa Chile	Hidráulica	77	77
Sauzalito	Endesa Chile	Hidráulica	12	12
Cipreses	Endesa Chile	Hidráulica	106	106
Isla	Endesa Chile	Hidráulica	70	70
Abanico	Endesa Chile	Hidráulica	136	136
El Toro	Endesa Chile	Hidráulica	450	450
Antuco	Endesa Chile	Hidráulica	320	320
Ralco	Endesa Chile	Hidráulica	690	690
Palmucho	Endesa Chile	Hidráulica	34	34
Taltal	Endesa Chile	Fuel/Gas Natural	245	245
Diego de Almagro	Endesa Chile	Fuel/Gas Natural	24	24
Huasco TG	Endesa Chile	Fuel/Gas Natural	64	64
Bocamina	Endesa Chile	Carbón	478	478
San Isidro	Celta	Fuel/Gas Natural	379	379
San Isidro 2	Celta	Fuel/Gas Natural	399	399
Quintero	Endesa Chile	Fuel/Gas Natural	257	257
Ojos de Agua	Celta	Hidráulica	9	9
Pehuenche	Pehuenche	Hidráulica	570	570
Curillínque	Pehuenche	Hidráulica	89	89
Loma Alta	Pehuenche	Hidráulica	40	40
Pangue	Celta	Hidráulica	467	467
Canela	Celta	Eólica	18	18
Canela II	Celta	Eólica	60	60
Tarapacá TG	Celta	Fuel/Gas Natural	24	24
Tarapacá carbón	Celta	Carbón	158	158
Atacama ⁽²⁾	Gas Atacama	Diesel/Gas Natural	781	781
Total			6.351	6.351

(1) Estos valores resultan de las potencias máximas determinadas por la norma operativa de Endesa Chile N°38 "Norma para definición de potencia máxima en centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de Endesa Chile", al 31 de diciembre de cada año. Corresponden a los de la potencia máxima de diseño de las unidades generadoras, en su mayoría, corroboradas con las pruebas de satisfacción de garantías contractuales realizadas por el proveedor de dichos equipos de generación. En algunos casos, los valores de potencia máxima pueden diferir del valor de la potencia declarada a los organismos reguladores y clientes de cada país, en función de los criterios definidos por dichas entidades y a satisfacción de los marcos contractuales correspondientes.

(2) Gas Atacama consolida en Endesa Chile a partir de mayo de 2014

Las ventas de energía eléctrica de Endesa Chile y de sus empresas filiales en el SIC alcanzaron 21.129 GWh, en 2015. Este volumen representa una participación de 43% 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 83%, a clientes libres 15%, y 2% correspondió a operaciones netas en el mercado spot. Asimismo, las ventas de energía eléctrica en el SING alcanzaron a 2.429 GWh en 2015, que representaron una participación de 14% en las ventas totales de dicho sistema eléctrico.

Capacidad Instalada, Generación y Ventas de Energía de Endesa Chile y Filiales

Capacidad instalada (MW) ⁽¹⁾	2014	2015
Endesa Chile	3.757	3.757
Pehuenche S.A.	699	699
Celta S.A.	1.115	1.115
Gasatacama ⁽²⁾	781	781
Total	6.351	6.351

Generación ⁽³⁾	2014	2015
Endesa Chile	10.092	10.450
Pehuenche S.A.	2.902	2.959
Celta S.A.	4.553	3.624
Gasatacama ⁽²⁾	516	1.270
Total	18.063	18.294

Ventas	2014	2015
Ventas a clientes finales		
Endesa Chile	18.438	20.490
Pehuenche S.A.	293	281
Celta S.A.	1.007	981
Gasatacama ⁽²⁾	165	189
Ventas mercado spot	1.253	1.618
Total	21.156	23.558

(1) Estos valores resultan de las potencias máximas determinadas por la norma operativa de Endesa Chile N°38 "Norma para definición de potencia máxima en centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de Endesa Chile", al 31 de diciembre de cada año. Corresponden a los de la potencia máxima de diseño de las unidades generadoras, en su mayoría, corroboradas con las pruebas de satisfacción de garantías contractuales realizadas por el proveedor de dichos equipos de generación. En algunos casos, los valores de potencia máxima pueden diferir del valor de la potencia declarada a los organismos reguladores y clientes de cada país, en función de los criterios definidos por dichas entidades y a satisfacción de los marcos contractuales correspondientes.

(2) Gas Atacama consolida en Endesa Chile a partir de mayo de 2014

(3) Corresponde a la generación total, descontados los consumos propios y las pérdidas de transmisión.



Actividades y Proyectos Principales Clientes y Proveedores

Los principales clientes de Endesa Chile son: CGE, Saesa, Chilquinta, Emel, Chilectra, Collahuasi, Compañía Minera del Pacífico, Teck Carmen de Andacollo Grupo Chilquinta, SCM Minera Lumina Copper, CAP Chile y Minera Valle Central.

Por su parte, los principales proveedores de la Compañía son: Ferrovial Agroman Chile S.A., Salfa S.A. Empresa de Montajes, Inerco Ingeniería y Tecnología, Akeron-CAF Servicios Industriales Ltda., Mitsubishi Corporation, Voith Idro Ltda. GNL Chile (BG y GNLQ), Endesa Generación (España) y Transelec.



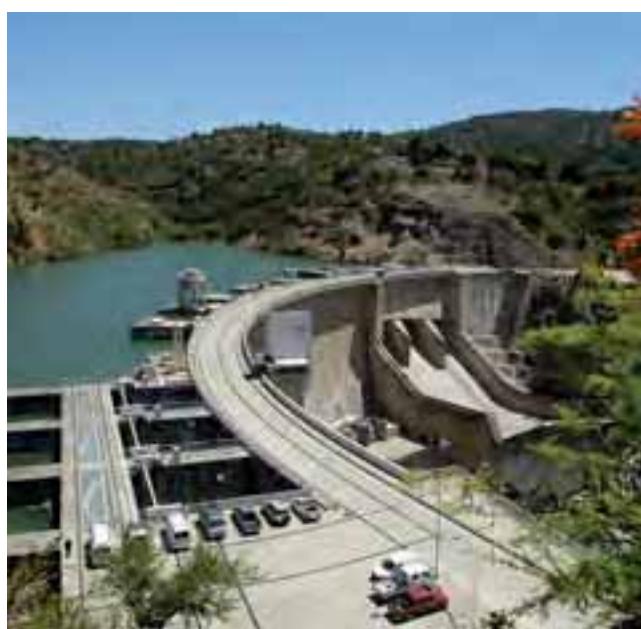
Los principales competidores de Endesa Chile son: Colbún, AES Gener y E-CL (Engie).

Respecto de cada uno de los clientes y proveedores de Endesa Chile, no existe un grado de dependencia que pudiera considerarse relevante.

Escenario Operacional y Comercial

Escenario General de actividad operacional y comercial

El Sistema Interconectado Central (SIC) presentó una situación hidrológica promedio similar a 2014, pero con diferencias marcadas entre el primer y segundo semestre, registrándose una condición muy seca el primer semestre, con una importante mejoría durante el segundo. Acorde con lo anterior, los costos de producción siguieron la misma tendencia entre ambos períodos, aunque en promedio resultaron menores a los del ejercicio anterior.



En tal contexto, los mayores costos de abastecimiento del primer semestre se explican por una prolongación de la sequía que ha afectado al país en los últimos 5 años y particularmente durante los primeros meses de 2015, que fueron de los más secos que se tengan registro, con una ausencia casi total de precipitaciones en la zona centro-sur del país. También impactó estos costos la ausencia de producción de Bocamina I, que fue detenida para realizar faenas destinadas

a cumplir requerimientos ambientales y la Central Bocamina II, que estuvo paralizada por orden judicial.

Durante el segundo semestre, los costos de suministro y por ende los precios de la energía eléctrica disminuyeron significativamente debido a la sustancial mejoría que presentó la condición hidrológica del SIC que tendió a una condición de normalidad en esta época del año.

Los menores costos promedio de abastecimiento respecto de 2014 se explican adicionalmente por una baja generalizada de los costos de los combustibles, la entrada de nueva oferta al sistema y el retorno, durante el segundo semestre, de las unidades Bocamina I y II a la producción del sistema. Contribuyó también a la reducción de los precios de la energía, el menor nivel de dinamismo que presentó el consumo eléctrico, cuya tasa de crecimiento fue del orden de 1,0%, que representa una fuerte reducción respecto del crecimiento del 2,5% observado el 2014 y más aún frente al incremento promedio anual del 4,5% del período 2010-2014.

Principales eventos que influyeron en el desempeño operacional y comercial

Un hecho importante fue el reintegro, a partir de junio, de la central Bocamina II a la operación del SIC, cuya generación se encontraba suspendida desde mediados de diciembre de 2013 por razones judiciales. En efecto, la resolución de la Corte Suprema emanada en noviembre de 2014, permitió a Endesa Chile desarrollar el proyecto de optimización de la central a objeto de garantizar el cumplimiento de las exigencias medio ambientales que se consignaron en el fallo judicial. El proyecto, que cuenta con la aprobación de la Autoridad Ambiental,⁽¹⁾ contempla entre sus principales mejoras técnico - ambientales: la cobertura de canchas de acopio de carbón, instalación de filtros de tecnología avanzada en la succión de agua para refrigeración y monitoreo en línea de la calidad del aire. Al comprometer estas actividades de optimización, la compañía obtuvo la autorización para reiniciar la operación de la central, las que sumadas a las diversas actividades comunitarias que se desarrollan en la zona (Plan Social con la comunidad de Coronel), constituye un hito signifi-



cativo para consolidar la sustentabilidad de esta instalación y afianzar el aporte que hace esta central al margen operacional de la compañía.

Por otra parte, durante 2015, Endesa Chile estableció acuerdos la Dirección de Obras Hidráulicas (DOH) dependiente del Ministerio de Obras Públicas, como autoridad garante de la administración de embalses, y con agrupaciones gremiales de agricultores regantes para la operación de los embalses ubicados en la cuenca del Laja y en la cuenca del río Maule. Estos acuerdos permiten flexibilizar las extracciones en los períodos más críticos.

Las ventajas de ambos acuerdos se traduce en un uso más eficiente de las aguas embalsadas y de los derechos que existen en cada zona, con beneficios directos para riego y generación. Además, permite reducir las posibles situaciones de conflicto producto de la sequía que ha sufrido el país en el último tiempo.

Los eventos enfrentados por Endesa Chile en el periodo 2015, como en ejercicios anteriores, caracterizados ellos por presentar una persistente secuencia de años secos y otras condiciones desfavorables, permiten constatar la fortaleza que posee Endesa Chile para desplegar sus actividades operacionales y

(1) Resolución de Calificación Ambiental RE N° 128 del 2 de abril de 2015, Servicio Evaluación Ambiental Región del Bío Bío y Resolución de la Superintendencia de Medio Ambiente, del 20 de mayo 2015.

comerciales con un alto desempeño, lo que se debe a que la compañía posee atributos en este ámbito que merecen destacarse:

- i) Cuenta con un parque generador con una gran capacidad instalada, tecnológicamente variado, competitivo en su producción y con una alta disponibilidad operacional, el cual compuesto principalmente por centrales hidroeléctricas y térmicas eficientes, lo que le permite conseguir un nivel de bajos costos promedio de operación;
- ii) Su política comercial ha sido desarrollada coherente con las características de producción de su parque generador y con las condiciones que le impone un mercado competitivo y exigente en su normativa eléctrica. En tal ámbito, dicha política ha tenido como objetivo armonizar una rentabilidad atractiva con una posición de baja exposición al riesgo hidrológico, condicionando para ello aspectos como: su nivel de energía contratada, la diversificación de su cartera de clientes y su política de precios;
- iii) La política de explotación ha tenido siempre como meta que sus instalaciones operen con un alto estándar de calidad y disponibilidad, para lo cual ha aplicado permanentemente los procedimientos de operación y los planes de mantenimiento y de modernización necesarios para cumplir íntegramente con las exigencias técnicas y ambientales dispuestas por la regulación eléctrica.

Condición hidrológica en el SIC

En 2015 comenzó con un deshielo de características muy secas y sin precipitaciones, situación que se prolongó hasta fines de mayo. A partir del mes de junio, las precipitaciones fueron de características normales para el periodo, configurando así un año 2015 de características semi-seco. Los dos primeros trimestres fueron los más secos, con probabilidades de excedencia acumulada de afluentes de 95% y 85%, respectivamente. Esta condición mejoró durante el tercer trimestre, dejando como resultado una recuperación de los niveles en los embalses estacionales, lo que significó registrar para ese trimestre una probabilidad de excedencia de 52%. En el último trimestre, correspondiente al periodo de deshielo, se registró una hidrología semi-seca del orden 70%, cuyo efecto sumado al de los trimestres anteriores, redundó en definitiva en la probabilidad de excedencia acumulada promedio de afluentes de 75% para 2015, porcentaje similar al de 2014.

Generación y costos de suministros en el SIC

La condición hidrológica, que en promedio fue similar a la de 2014, se reflejó también en un abastecimiento eléctrico muy semejante al de ese ejercicio, cuyo valor total alcanzó en el SIC los 52.900 GWh, con 49% de origen térmico (ligeramente inferior al 52% de 2014), con 45% (similar a 2014) proveniente de la generación hidroeléctrica y el 6% restante aportado por la generación ERNC de tipo solar y eólica. La generación hidroeléctrica tuvo su mayor participación durante el segundo semestre con 61% del total hidroeléctrico. Respecto de la generación térmica, el carbón mantuvo su predominio con 27% de la generación total del SIC, ligeramente inferior al 30% de 2014, seguido por el GNL con un 16% del total y la biomasa con 4% que desplazó al diesel que representó un 2% del total.

Durante 2015, la generación eléctrica de Endesa Chile tuvo una participación de un 34% del total del SIC, similar al 33% del año anterior. Su contribución a la generación hidroeléctrica se mantuvo en 23%, con un aporte físico del orden 12.000 GWh, cifra semejante a los 11.900 GWh de 2014. Por su parte, la generación térmica de Endesa Chile fue del orden de 5.900 GWh con un 11% del total del SIC, cifra superior a los 5.100 GWh (10%) de 2014, debido en parte al aporte de generación la central Bocamina que reingresó a la operación durante el segundo semestre de 2015 y a una mayor generación con GNL. En efecto, su generación con GNL fue de 4.930 GWh con una participación de 9,3%, cifra que supera el aporte de 4.550 GWh (9%) de 2014. En carbón, su producción alcanzó los 956 GWh, esto es un 2% del total, considerando no obstante la ausencia de la central Bocamina durante el primer semestre. En petróleo, la generación de Endesa Chile fue de apenas 35 GWh, equivalente a menos del 0,5%.

En relación a la generación eléctrica por insumo, es importante destacar que Endesa Chile mantuvo su primacía en la producción hidroeléctrica con una participación del 51% del total generado con ese insumo y también en la generación con GNL, tuvo una participación de 59% del total de la energía eléctrica producida con dicho combustible. Su generación eólica alcanzó los 144 GWh y representó el 8% del total eólico del SIC.

Durante el presente ejercicio, se registraron disminuciones importantes en los precios de los combustibles respecto de los de 2014. En el caso del carbón, el principal combustible

de 2014, su precio promedio tuvo una reducción del orden de -16%, desde un valor promedio anual de 111 US\$/Ton el 2014 a 93 US\$/Ton en 2015. En el caso del GNL, el siguiente en participación en el SIC y el principal utilizado por Endesa Chile, su precio promedio tuvo una disminución cercana al 33%, de 365 US\$/Dm³ a 246 US\$/Dm³ en 2015. El precio del resto de los combustibles líquidos, de menor preponderancia en la generación del SIC, como el diesel y el IFO N° 6 también tuvieron un descenso significativo, del orden de 40% respecto a la tendencia mundial observada en el mercado internacional del crudo. Así, el efecto de la reducción de los precios de los insumos antes señalada, sumada a una hidrología más aliviada registrada en 2015 en comparación a los años muy secos que persistieron hasta el 2013, ha permitido reducir el costo de generación de la compañía, con un impacto positivo en su margen operacional.

En el contexto de lo indicado anteriormente, tanto el costo promedio de generación como el precio promedio de la energía del 2015 disminuyeron respecto al año anterior. En el caso del precio de la energía, si tomamos como referencia los valores del mercado spot en un nudo de consumo relevante como lo es Alto Jahuel 220 kV, se observa una baja importante, de un 32%, frente al registrado en el ejercicio anterior. Esto es, desde un valor promedio anual de 135 US\$/MWh en 2014 se disminuye a 92 US\$/MWh en 2015, consistente con la reducción del precio de los combustibles. No obstante, es importante señalar que los precios durante 2015 fueron muy distintos entre el primer y segundo semestre, con valores promedio registrados de 135 US\$/MWh y 48 US\$/MWh, respectivamente. Cabe destacar que precios como el del segundo semestre no se observaban desde el año 2006 debido a una condición hidrológica húmeda que se registró ese año.

La importancia del gas natural licuado (GNL)

Durante febrero de 2015 se inició la operación comercial de la primera expansión del Terminal de GNL, en la Región de Valparaíso, con lo cual se aumentó la capacidad de regasificación de la planta en 4,8 MMm³/día, permitiendo al Terminal alcanzar una capacidad total de 14,4 MMm³/d.

En dicha expansión, Endesa Chile contrató capacidad adicional de regasificación por un volumen equivalente a 2,1 MMm³/d, alcanzando en total 5,4 MMm³/d (37% de la capacidad del Terminal), lo que le permitirá abastecer los requerimientos de regasificación para sus centrales y desarro-



llar nuevos proyectos de generación y comercialización basados en gas natural en la zona centro.

Desde el punto de vista de la comercialización de gas, durante 2015 se marcaron hitos significativos. Por un lado, en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se concretó con GNL Mejillones la firma de un Contrato de Uso del Terminal (TUA, por su acrónimo en inglés) que permitió la descarga del primer embarque de GNL de Endesa Chile en el norte. Esta operación permitió la suscripción de Contratos de Compraventa de gas con clientes industriales del norte del país y el uso de dicho combustible en las unidades de Endesa conectadas a la red de gasoductos del norte (Taltal y GasAtacama), lo que ha conducido a que Endesa Chile sea hoy el principal comercializador industrial de gas en el Norte del país.

Por otra parte, y en relación con la comercialización de GNL por camiones, durante 2015 se inició la construcción de cuatro plantas satélites de regasificación (PSR), bajo contratos de suministro de largo plazo que Endesa Chile suscribió con las empresas distribuidoras de gas GasValpo (para suministrar en La Serena-Coquimbo, Los Andes y Talca) e Intergas (para suministrar a Temuco). La primera de estas plantas fue inaugurada en octubre en Talca, convirtiéndose en la primera PSR del país destinada a la gasificación de una ciudad del país no vinculada a la red de gasoductos.

También, en el ámbito del trading de GNL, Endesa Chile realizó su segunda operación internacional, vendiendo a través de Endesa Energía un embarque de GNL a un comprador en Argentina.

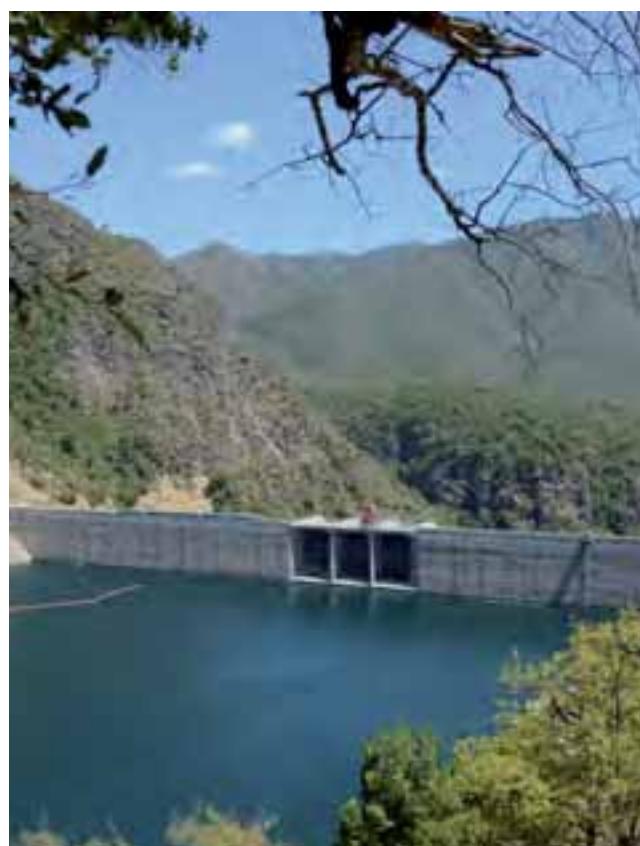
Durante 2015, el Terminal de Quintero descargó 39 embarques, con un contenido de 3.130 MMm³ de gas natural, de los cuales 1.200 MMm³ correspondieron a Endesa Chile. Cabe señalar que unos 660 MMm³ de gas de otros socios del Terminal también fueron destinados a producción eléctrica, a través de su venta a otros generadores del SIC.

Políticas del Gobierno que tienen incidencia directa en el sector eléctrico

De acuerdo con lo consignado en la Agenda de Energía, a mediados de abril, el Ministerio de Energía publica los resultados de la primera etapa del estudios de cuencas del país efectuado en conjunto con la Universidad Católica de Chile y el consorcio Teco Group. Consciente de la importancia de desarrollar proyectos con recursos propios del país como los hidroeléctricos y de la dificultad para realizarlos en la actualidad, este estudio tiene como objetivo dar una mayor certeza tanto a los desarrolladores de proyectos como a la comunidad, respecto de la forma en que se avan-

zará con el desarrollo hidroeléctrico, de modo de establecer procesos más claros, que permitan conseguir una mayor simetría de información entre los actores implicados, de modo de lograr los acuerdos necesarios para su realización. Dentro de esta dinámica, la Agenda de Energía plantea llevar a cabo una planificación territorial energética para el desarrollo hidroeléctrico futuro basado en criterios técnicos, ambientales, económicos y socioculturales, para lo cual esa Agenda se compromete también a realizar un mapeo y análisis global de las cuencas del país, que es el objetivo de este estudio, con la finalidad de identificar, mediante un proceso participativo, las cuencas que tienen prioridad.

Como resultado del estudio, en las 12 cuencas principales ubicadas entre Maipo, (Región Metropolitana) y Yelcho (X Región) el potencial hidroeléctrico es de casi 11.000 MW. En las tres cuencas de la región de Aisén, el potencial resultante es del orden de 4.500 MW. En este contexto, el programa se compromete a continuar el análisis con más detalle de estas cuencas para una segunda etapa y establece para ello una prioridad de las cuencas que se incluirán en esta fase, a saber: río Biobío, río Yelcho, río Maule, río Toltén, río Puelo, río Valdivia y río Bueno, las que suman un total de 8.200MW. Se contempla que esta segunda fase concluiría hacia fines del primer semestre de 2016.



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

Dentro del contexto de la Ley de Interconexión Eléctrica de Sistemas Eléctricos Independientes (Ley N° 20.726) de 2014, se da inicio a la construcción del proyecto de interconexión eléctrica entre los sistemas SIC y SING, proyecto que está desarrollando la empresa E-CL, que contempla la construcción de una línea de doble circuito, de 500 kV, con capacidad de 1.500 MW, que unirá el SING desde la S/E Los Changos, ubicada en Mejillones, con el SIC en S/E Nueva Cardenes, que se localiza en las cercanías de Copiapó. Este proyecto se da inicio dentro de lo dispuesto en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal, periodo 2014-2015, elaborado por la CNE. Se prevé su puesta en servicio hacia el segundo semestre de 2018.

El 29 de enero de 2015 se publica la Ley 20.805, que modifica el proceso de licitaciones para el suministro de las empresas de distribución (EEDD), cuya finalidad es perfeccionar el sistema de licitaciones, destubar las inversiones en el sector, aumentar competitividad y disminuir los precios de suministro. La principal modificación incluida en esta ley consiste en que el estado (CNE) asume la responsabilidad de licitar y asegurar el suministro de los clientes regulados de las EEDD. Si bien las licitaciones se conciben para suministro de largo plazo, la CNE puede realizar licitaciones de corto plazo para resolver problemas de suministro de EEDD sin contratos. También contempla tratamientos especiales para el caso de licitaciones que se respalden con nuevos proyectos de generación y por tipo de tecnologías de generación (ERNC). Dentro del marco de esta ley, en el mes de abril la CNE publica el Informe Técnico definitivo de Licitaciones, el cual contiene un análisis de las proyecciones de demanda de las concesionarias de servicio público de distribución sujetas a la obligación de licitar para el período 2015-2030; además incluye el análisis de la situación esperada de la oferta potencial de energía eléctrica en ese período relevante y una proyección de los procesos de licitación de suministro que deberían efectuarse dentro de los próximos cuatro años. Como resultado de este estudio, la CNE elabora y publica bases de licitación para dos procesos de suministro a empresas de distribución. El primero durante el mes de mayo, por un suministro total de 13.750 GWh/año destinados a consumos regulados que se inician una parte el 2021 y la

otra, el año 2022, en ambos casos por un período de 20 años y que se licitará en abril de 2016. Las bases para el otro proceso se publicó en el mes de junio por un suministro de 1.200 GWh/año, con una estructura de oferta de bloques horarios muy ajustada a las necesidades de los generadores ERNC, cuyos consumos se inician el 2017 por un periodo de 20 años, el cual se adjudicó en octubre de 2015, con un precio promedio que bordeó los 79 US\$/MWh.

En junio ingresó al Congreso para su trámite legislativo el proyecto de ley de Equidad Tarifaria, el cual plantea un mecanismo para acortar la brecha entre los clientes residenciales que pagan cuentas con tarifas altas y los que pagan con tarifas bajas. El proyecto ingresado propone que la cuenta más alta no sea superior a un 10% de la cuenta promedio a nivel nacional. El objetivo es que las rebajas serán financiadas por todos los clientes regulados excepto en el caso de los clientes residenciales en el que sólo concurrirán a este financiamiento los consumos por sobre 180 kWh/mes con cuentas bajo el dicho promedio. También propone establecer un descuento en las tarifas reguladas para las comunas intensivas en generación eléctrica acorde con su capacidad instalada y número de clientes, rebajas que serían absorbidas por comunas no intensivas en generación. De acuerdo con lo definido en este proyecto, la generación no participará en dicho sistema de compensaciones. Al cierre del ejercicio, el proyecto se encuentra en el Primer Trámite Constitucional (Senado) con una aprobación general del Senado en el mes de octubre.

En línea con el compromiso asumido en la Agenda de Energía, en el mes de agosto ingresa al congreso para su trámite legislativo el proyecto de ley que establece Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional. Para el caso de la transmisión eléctrica, el proyecto considera una nueva definición funcional de los sistemas de transmisión que reemplaza las actuales definiciones de Troncal, Sub transmisión y Adicional por las de Nacional, Zonal y Polos de Desarrollo y Dedicada, cuyo objetivo declarado es fomentar que se ejecute la capacidad de transmisión suficiente a nivel nacional y zonal, que permita para facilitar el desarrollo de la generación según su localización y tecnología; además propone un nuevo esquema de remuneración de la transmisión en base a cargos fijos pagados por la demanda. En el caso del Coordinador Independiente, el proyecto modifica su estructura actual, disponiendo lo siguiente: i) -Se modifica la estructura del Directorio por un Consejo Directivo, compuesto por 7 miembros y elegido por un Comi-



té especial de Nominaciones (6 miembros, provenientes principalmente de organismos del estado) y ii).- Mantiene su responsabilidad actual de coordinar la operación del sistema y determinar las transferencias del mercado spot y agrega como nuevas funciones la de monitorear la competencia y garantizar la cadena de pago y iii).- Supone la interconexión SIC-SING, por cuanto se propone un organismo para ambos sistemas. Además esta Ley incluye una regulación de los Servicios Complementarios y un sistema de Planificación Energética que se realiza cada 5 años para un horizonte de treinta años, que incluirá definición de escenarios de largo plazo, identificación de polos de desarrollo, participación ciudadana en esta actividad y otros. Una característica de este proyecto es que aumenta en forma importante las atribuciones técnicas de la CNE.

Cabe mencionar que dicho proyecto de Ley ha sido sometido a un proceso de discusión pública por la CNE, en el cual Endesa Chile ha tenido una participación activa ya sea en forma directa integrando algunos comités organizados por la CNE o en forma indirecta a través de la Asociación Gremial de Generadoras de Chile, de la cual Endesa Chile es miembro.

Acciones de Endesa Chile durante 2015

Para Endesa Chile ha sido una preocupación permanente mantener los elevados estándares de disponibilidad, eficiencia y seguridad en la operación de sus centrales, con la finalidad de mantener su posición de liderazgo en la industria eléctrica. Su excelente nivel operativo se puede constatar, entre otros factores, por los siguientes hechos ocurridos durante el año 2015:

- > Todo el parque generador está certificado en las normas ISO14.001 y OHSAS 18.001, excepto Bocamina II, respecto de la cual está proyectado para el año 2016 la integración de estos sistemas de gestión para el Complejo Bocamina. Además, seis de las centrales generadoras también están certificadas en la norma ISO 9.001.
- > En el contexto de la modernización de las unidades, en específico respecto al telecontrol de las unidades hidráulicas, durante 2015 las centrales Cipreses, Isla y Ojos de Agua pasaron a ser telecontroladas desde el Centro de Explotación Nacional (CEN) de Endesa Chile.. Estas centrales se sumaron a las centrales Pehuenche, Curillínque, Loma Alta, Rapel, El Toro, Antuco, Abanico, Los Molles, Sauzal y Sauzalito que ya estaban siendo telecontroladas desde el CEN. Esto significa que se controla de manera remota, desde el edificio corporativo en Santiago, 2.280 MW de generación hidráulica, que constituye aproximadamente el 66% de las centrales hidráulicas de Endesa, o un 35% de la potencia instalada de centrales hidráulicas en el país.
- > En concordancia con la política de mejoramiento de los estándares de disponibilidad y de aseguramiento de la vida útil de las unidades generadoras, en julio se cambió el bobinado estatórico del generador de la unidad N°1 de central Isla.
- > Durante 2015, se continuó con la práctica de certificar anualmente la capacidad de partida autónoma de las unidades generadoras que tienen esa particularidad. Durante el año se certificaron 27 unidades de las 33 que tienen la capacidad de partida autónoma.
- > En mayo se terminó el overhaul del generador de la unidad 1 de central Bocamina, el cual incluyó el reemplazo del bobinado del estator, de los anillos de retención del rotor y del sistema de excitación del generador incluyendo el transformador de excitación. Adicionalmente, se reemplazaron las válvulas de cierre rápido de la turbina y todos los tubos del condensador de la turbina.
- > Durante el segundo semestre se realizaron overhaul a las turbinas de gas y de vapor de los dos ciclos combinados de central San Isidro y se desarrolló un programa de inspección mediante técnicas de ensayos no destructivos a las dos calderas recuperadoras (HRSG) y al piping de las turbinas a vapor.
- > En diciembre, en el contexto de utilizar los más avanzados medios disponibles para el mantenimiento y seguridad de obras tan importantes como las presas de embalses, se efectuó la inspección de la presa Ralco con un ROV, robot que opera bajo el agua y que es operado remotamente desde la superficie. Esta presa es la más alta de Endesa Chile en Chile significó que el ROV se

sumergiera hasta más de 110 metros de profundidad, constatando que la presa Ralco se encuentra en buenas condiciones de conservación y seguridad.

- > En el contexto del proyecto de eliminación de asbestos presente en las centrales generadoras, en marzo de 2015 se dio término al retiro en la central Bocamina, declarándola libre de asbestos. Adicionalmente, se iniciaron los estudios orientados a retirar durante 2016 el asbestos presente en otros centros de explotación de la compañía.
- > En el contexto del Plan Social y Técnico del complejo Bocamina, se instalaron filtros de alta tecnología en las tomas de agua de mar para la refrigeración de ambas unidades, con el propósito de minimizar la aspiración de biota desde el medio marino.
- > En el primer semestre finalizaron las obras asociadas a la modificación y reemplazo de equipos de la unidad N°1 de central Bocamina que permitieron cumplir con los límites de emisiones de NOx que establece la nueva norma de emisiones. El proyecto consistió principalmente en reemplazar los quemadores originales por quemadores de bajo NOx, modificaciones en los molinos de carbón, en los precalentadores de aire, en el sistema de distribución de aire y la implementación de un nuevo sistema de control e instrumentación de la caldera.
- > Durante el primer semestre 2015, también finalizó el montaje del sistema de desulfuración de gases de escape de la unidad N°1 de central Bocamina. Este desulfurizador contempló la instalación de un equipo para absorber desde los gases de caldera el SO2 mediante lechada de cal pulverizada, siendo extraído como un sólido que es almacenado en tolvas para su disposición posterior.
- > Durante 2015, se iniciaron los trabajos de montaje de equipos del sistema de desulfuración de central Tarapacá, en el norte del país. La puesta en servicio del desulfurizador está programada realizarse durante la parada de planta planificada para abril de 2016



tión comercial interna. Las acciones principales realizadas se indican a continuación.

Respecto de la gestión de contratos con clientes se alcanzó acuerdo y firma de nuevos contratos de suministro de electricidad, Inchalam, Masisa planta Mapal, con CGED para algunos de sus clientes libres y ACF Minera. Por otra parte, y de acuerdo con lo que estaba previsto contractualmente durante 2015 finalizaron los siguientes suministros, todos el 31 de diciembre de 2015: Compañía Minera del Pacífico; Compañía Siderúrgica Huachipato, Compañía Exploradora de Minas; y Contrato con CGED para algunos de sus clientes libres.

En otro ámbito se logró acuerdos por el suministro de gas natural a Codelco, Soquimich y Altonorte, alcanzando Endesa Chile la primera posición del mercado industrial en el Norte Grande. Asimismo, durante 2015 se inició el suministro de agua desmineralizada a Molyb, filial de Codelco, en Mejillones.

Respecto de las gestiones de fidelización, en septiembre, se realizó una visita con clientes a la central Rapel. Durante diciembre, se realizó la encuesta de satisfacción de clientes 2015 cuyo resultado arrojó un Índice de Satisfacción del Cliente de 16,8, lo que indica que mantienen una percepción favorable del servicio, incluso mejor que durante 2014 cuyo resultado fue de 16,6. Los aspectos mejor evaluados, al igual que en años anteriores, fueron los que se refieren al staff comercial lo cual indica una buena opinión respecto de los ejecutivos de clientes y el proceso de facturación que cada vez se torna más complejo

En el ámbito comercial

Las acciones comerciales efectuadas por Endesa Chile durante 2015 estuvieron ordenadas con su política comercial, cuyo propósito fue armonizar 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 2015 para el SIC, cumplir con la acciones de su política permanente de fidelización con clientes y lograr una mayor eficiencia en la ges-

Proyectos en Construcción y Optimización de Endesa Chile

Proyecto Los Cóndores

El proyecto Los Cóndores, central hidroeléctrica ubicada en la comuna de San Clemente, provincia de Talca, Región del Maule, consiste en la construcción de una central de potencia nominal de aproximadamente 150 MW, a través de 2 unidades pelton de eje vertical, con un caudal máximo de 28 m³/s, factor de planta del 48% y con una energía media anual esperada de 642 GWh. El proyecto considera un túnel de aducción de 12 km, una chimenea de equilibrio (127 m), un pique vertical (470 m), un túnel inferior en presión (1,7 km) y una caverna de máquinas, donde se alojarán los equipos de generación. La central se conectará al Sistema Interconectado Central (SIC) mediante una línea de transmisión de 87 Km (2x220kV) en la S/E Ancoa.

Durante julio de 2015, se llevaron a cabo en el laboratorio de la firma Voith Hydro en la ciudad de Heidenheim en Alemania, las pruebas del modelo reducido de las turbinas. Los resultados obtenidos fueron satisfactorios y permitió liberar el diseño hidráulico, dándose inicio a los diseños de detalle de los equipos de generación principal, proceso que tomará aproximadamente ocho meses.

En agosto de 2015 Endesa Chile participó de las pruebas de armado en fábrica de la tuneladora (Tunnel Boring Machine), que se utiliza para realizar la construcción del túnel de aducción del proyecto y que ha sido fabricada por Robbins (Ohio, EE.UU.), bajo la supervisión del contratista de obras civiles Ferrovial Agroman. Hacia fines del 2015 llegó al sitio de obra la totalidad de los componentes de la tuneladora, encontrándose la preparación de ingreso en pleno desarrollo.

Respecto de la línea de transmisión, actualmente se dispone de acuerdos de servidumbres firmadas para un equivalente a 218 estructuras que es igual al 73,6% del total de estructuras. Además, se dio inicio al proceso de notificación y publicación de la Concesión Eléctrica Definitiva (CED) luego de que el 9 de diciembre de 2015, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) emitiera la resolución otorgando la admisibilidad de la concesión presentada por Endesa Chile.



Los principales avances del proyecto en 2015 fueron:

- > Enero de 2015 se finalizaron los primeros 10 metros del Túnel Ventana Lo Aguirre.
- > Abril de 2015 terminó la excavación del Túnel de Acceso a la Caverna de Máquinas (390 m longitud).
- > Julio de 2015 se efectuaron las pruebas del modelo reducido de las turbinas.
- > Agosto de 2015 finalizó la excavación de la Galería Auxiliar al Túnel de Descarga (141 m longitud).
- > Septiembre de 2015 finalizaron las excavaciones de los túneles de descarga de ambas unidades generadoras que conectan la Caverna de Máquinas con el Túnel de Descarga principal de la central.
- > Noviembre de 2015 se dio término a la excavación de la Caverna de Máquinas.
- > En diciembre de 2015 se completó el montaje, en el exterior del túnel, del escudo completo de la tuneladora, con lo que se da inicio a los preparativos de la logística para ingresar el equipo al interior del túnel.
- > Diciembre de 2015 se han completado 70 fundaciones para estructuras de la línea de transmisión, con un avance en la construcción de 13,55% y suministros de 55,8%.

Optimización Central Bocamina Segunda Unidad

El proyecto Optimización Central Bocamina, segunda unidad, ubicado en la comuna de Coronel, provincia de Concepción, Región del Biobío, consiste en la instalación de una unidad térmica a carbón de 350 MW, contigua a la actual central Bocamina, que utiliza como combustible carbón pulverizado bituminoso. La nueva unidad se conecta al Sistema Interconectado Central (SIC), mediante el enlace con la S/E Lagunillas que ha desarrollado Transelec.

El 30 de enero de 2015 se ingresó al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) la Adenda N°2 del proyecto "Optimización Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad" y el 2 de abril de 2015, el SEA publicó la Resolución de Calificación Ambiental (RCA), aprobada el 16 de marzo de 2015 por la Comisión de Evaluación Ambiental de la Región del Biobío.

Posteriormente, luego de una resolución emitida el veinte de mayo de 2015 por la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA), donde se pronunció positivamente sobre la solicitud de calificar la solución de filtros y mallas en la succión de las aguas de refrigeración, Endesa Chile comenzó con el proceso de reinicio de operaciones del complejo Bocamina.

Durante mayo y junio finalizan los trabajos de terminaciones en la Central correspondientes a los contratos "Término de pendientes Mecánicos y Eléctricos de Comisionamiento", adjudicado a la empresa Mavitec, y "Término de Pintura y Aislación Bocamina II", adjudicado a la empresa Akeron Caf.

El 30 de junio de 2015, la Segunda Unidad de la Central Bocamina se declaró en operación comercial y quedó disponible para el despacho por parte del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC), después de un periodo de pruebas operacionales que se iniciaron la primera semana de junio.

En tanto, en enero de 2015, Endesa Chile aprobó el acuerdo realizado con el Consorcio Tecnimont-SES, mediante el cual se pone término al arbitraje interpuesto en la Cámara de Comercio Internacional (CCI), por el cumplimiento de las obligaciones pactadas en el contrato "Proyecto Ampliación Central Bocamina".



Proyectos en Desarrollo

En Endesa Chile, se analizan continuamente diferentes oportunidades de crecimiento en los países en los que participamos. Durante 2015, la compañía reformuló su portfolio de proyectos de modo de tener opcionalidad en la decisión de inversión. El foco está puesto en una cartera formada por proyectos con una visión sostenible, considerando en ello la perspectiva técnica, ambiental, social y económica. La fecha esperada para la puesta en servicio de cada proyecto es continuamente revisada y es definida sobre la base de las oportunidades comerciales y de la capacidad de la compañía para materializar estos proyectos. Los proyectos en curso son los siguientes:



Proyectos en estudio

Proyecto Hidroeléctrico Neltume

El proyecto Neltume contempla su ubicación la Región de Los Ríos en la parte alta de la cuenca del río Valdivia. El proyecto Neltume consiste en una central hidroeléctrica de pasada de 490 MW de potencia instalada, que se conectaría al SIC a través de una línea de transmisión de 42 kilómetros en 220 kV desde Neltume hasta Pullinque.

La compañía retiró el 29 de diciembre de 2015 el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de la central, el que se encontraba en evaluación ambiental en el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de la Región de Los Ríos. Esta decisión compete sólo al proyecto central Neltume y no al proyecto de transmisión, el que sigue su curso de tramitación en el SEA.

El nuevo diseño para un posible proyecto requerirá una serie de estudios técnicos y ambientales adicionales, proceso que se llevará adelante generando espacios de colaboración y visiones comunes, en todo lo posible, con las comunidades y autoridades locales. El propósito de Endesa Chile es lograr un desarrollo del proyecto de un modo armónico con el entorno territorial, social y ambiental, en línea con los requerimientos energéticos de la región y del país.

En el área social, Endesa Chile ha establecido un modelo de trabajo permanente con las comunidades y localidades donde se ubican sus plantas y proyectos, apoyando mesas y promoviendo fondos concursables para que sea la propia comunidad y sus integrantes quienes definan qué proyectos desarrollar, sobre la base de sus intereses y necesidades.

Proyecto Termoeléctrico Ciclo Combinado de Taltal

El proyecto consiste de la instalación de una turbina a vapor para convertir la planta de ciclo abierto de Taltal a gas en una planta de ciclo combinado, lo que permitirá usar el vapor generado por las emisiones de calor de las turbinas a gas para producir energía, mejorando considerablemente su eficiencia. La planta Taltal está ubicada en la Región de Antofagasta (II Región). Actualmente la planta existente de Taltal dispone de dos turbinas a gas de 120 MW (capacidad

neta) cada una. La potencia adicional que se agregaría a la turbina a gas sería de aproximadamente 130 MW y, por lo tanto, la central Taltal podría alcanzar una potencia total de 370 MW (neta). La energía producida sería entregada al SIC a través de la línea existente de 220 kV, doble circuito, Diego de Almagro – Paposo.

En diciembre de 2013 se entregó al SEA, para su aprobación, una Declaración de Impacto Ambiental ("DIA") por un proyecto optimizado. La principal modificación se refiere al cambio del sistema de refrigeración, el cual originalmente estaba diseñado como un sistema húmedo (utilizando agua de mar) y está siendo modificado hacia un sistema de refrigeración seco. Durante el segundo trimestre de 2015 se ingresó al SEA la Adenda No. 2, en respuesta a la ronda de consultas levantada por dicho organismo tras el ingreso de la primera Adenda. En el tercer trimestre el SEA emitió su tercer set de observaciones (únicamente tres) cuya respuesta (Adenda No. 3) Endesa Chile ha decidido posponer hasta fines de 2016, de modo de generar espacios e instancias de diálogo y trabajo colaborativo en conjunto con la comunidad y así construir una relación colaborativa y transparente, que permita avanzar en acuerdo con las comunidades.

El proyecto está siendo financiado con recursos generados internamente.

Terrenos Reservados para Futuros Proyectos

A diciembre de 2015, Endesa Chile mantiene bienes inmuebles (terrenos) por una superficie total de 250 ha aproximadamente, destinados a ser utilizados en proyectos termoeléctricos e hidroeléctricos. Estos bienes se ubican en la Región de Atacama (208,9 ha) y en la Región de Los Lagos (42 ha).



Operaciones en Colombia

Capacidad Instalada, Generación y Ventas de Energía

Capacidad instalada (MW) ⁽¹⁾	2014	2015
Emgesa		
Guavio (hidroeléctrica)	1.213,0	1.213,0
Guaca (hidroeléctrica)	324,6	324,6
Paraíso (hidroeléctrica)	276,6	276,6
Cartagena (termoeléctrica)	208,0	208,0
Termozipa (termoeléctrica)	235,5	235,5
Darío Valencia (hidroeléctrica) (2) (4)	150,0	150,0
Charquito (hidroeléctrica)	19,5	19,5
Limonar (hidroeléctrica) (5)	18,1	18,1
Tequendama (hidroeléctrica)	19,5	19,5
San Antonio (hidroeléctrica) (2)	0	0
Salto II (2) (4)	35,0	35,0
Laguneta (2) (4)	18,1	18,1
Betania (hidroeléctrica)	540,9	540,9
El Quimbo (hidroeléctrica) (6)	0	400
Total	3.059	3.459
Generación de energía eléctrica (GWh)	2014	2015
Emgesa (3)	13.559	13.705
Total generación en Colombia	13.559	13.705
Ventas de energía eléctrica (GWh)	2014	2015
Emgesa	15.773	16.886
Total ventas en Colombia	15.773	16.886

(1) Potencias calculadas de acuerdo a la norma operativa de Endesa Chile N°38 "Norma para definición de potencia máxima en centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de Endesa Chile", al 31 de diciembre de cada año.

(2) Desde enero de 2014 se incorporó la unidad 2 de la central Darío Valencia en Colombia, con una capacidad instalada de 50 MW. Desde abril de 2014 se incorporó la unidad 3 de Darío Valencia con 50 MW adicionales. Desde Marzo 2014, se retira de operación comercial la central San Antonio con 20 MW. Desde Junio 2014 se incorporan 35 MW de la central Salto II y a partir del 17 de diciembre de 2014, 18 MW de la central Laguneta.

(3) Corresponde a la generación total, descontados los consumos propios y los auxiliares externos.

(4) Las centrales Salto II, Darío Valencia y Laguneta pertenecen al proyecto Salaco.

(5) Capacidad instalada de Limonar difiere del valor informado en la Memoria anterior debido a una corrección.

(6) La nueva central Hidroeléctrica de El Quimbo inició su operación comercial el 16 de noviembre de 2015.

Actividades y proyectos

Contextos Hidrológico Favorable para Emgesa en 2015

La oferta de energía eléctrica en Colombia en 2015, de manera similar a lo sucedido en 2014, se caracterizó por presentar condiciones relativamente secas, reflejadas en aportes hidrológicos en los embalses del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de 89,6% con respecto a la media histórica (en 2014 los aportes hidrológicos fueron de 93,3% con respecto a la media histórica). Los aportes hidrológicos inferiores a la media histórica, junto con la ocurrencia del fenómeno de El Niño, que empezó a manifestarse con mayor fuerza a partir del mes de septiembre, ocasionó que el precio de bolsa superara el precio de escasez. Así, el precio promedio año fue 378,2 COP \$/kWh (incremento de 68% con respecto a 2014).

influenciado principalmente por precios altos presentados hasta el 17 de octubre. Se destaca que el precio de bolsa alcanzó un máximo de 2.817 COP\$/kWh (octubre 5, periodo 9). Este comportamiento condujo a que la CREG estableciera un techo al precio de bolsa (75% del costo del primer escalón de racionamiento - Res. CREG 172 de 2015).

En este contexto, el margen variable del año 2015 de Emgesa fue COP \$1.918,3 millones, superior en 3,1% al presentado en el mismo periodo de 2014. Este resultado se vio favorecido por una generación anual de 13.705 GWh, presentándose un crecimiento de 0,5% con respecto al año anterior.

Se destaca que a pesar de las condiciones hidrológicas del Sistema, la hidrología de Guavio fue del 116,9% con respecto a la media histórica.

Efectiva Gestión de Mantenimiento en las Centrales de Generación e Hitos de la Gestión de Producción en 2015

En el 2015 la generación de energía neta alcanzó un incremento del 0,8% con respecto al 2014. Esto es el resultado de una efectiva gestión técnica en las centrales de generación que incluye una adecuada planeación y ejecución de mantenimientos preventivos y correctivos. El Índice de Disponibilidad total del parque generador en el 2015 fue de 91,2% con un incremento de +0,3% comparado con el 2014.

Como hitos relevantes de la gestión de producción en el 2015, es importante destacar que tres de nuestras centrales de generación superaron su record de generación histórica anual: la Central Guavio generó 6.603 GWh (+5,8% respecto al registro de 2012 con 6.241 GWh) gracias al desarrollo de proyectos especiales para la optimización del recurso hídrico, la central Termozipa generó 1.150 GWh (+15,9% del registro que se tenía de 1997 con 992 GWh) y la Central Cartagena generó 362 GWh (+50,8% de lo registrado en 2010 con 240 GWh). El incremento en la generación térmica reflejó la efectiva gestión de mantenimiento en las centrales al responder adecuadamente ante el requerimiento del Sistema Interconectado Nacional por el fenómeno de El Niño.



Sentencia Acción Popular Río Bogotá

En el mes de abril de 2014, se conoció el fallo de segunda instancia, en el que el Consejo de Estado resolvió la acción popular encaminada al saneamiento del Río Bogotá y el embalse del Muña. Los siguientes son los aspectos más relevantes de la sentencia para los intereses de EMGESA:

Se determinó que EMGESA no tiene responsabilidad en el daño ambiental ocasionado en el recurso hídrico del Río Bogotá.

- > La alternativa seleccionada por el órgano judicial para la descontaminación del Río Bogotá es aquella compatible con el proceso de generación de energía eléctrica.
- > El fallo reconoce y valida los acuerdos, convenios suscritos y recursos ya apropiados para la construcción de la planta de tratamiento Canoas y su estación elevadora. EMGESA y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (EAAB) deberán cumplir el convenio interinstitucional 9-07-10200-0688-2011 (Aportes para la construcción de la Estación Elevadora Canoas).
- > Se ordenó a EMGESA, mientras dure la concesión de aguas para la generación de energía eléctrica en el embalse del Muña, financiar la operación y mantenimiento de la estación elevadora de Canoas.
- > Se declaró que la diferencia en la actualización de los aportes económicos asumidos en el marco de los convenios y acuerdos suscritos para la financiación de las obras, actividades, planes, proyectos y programas para la ges-

tión integral de la cuenca hidrográfica del río Bogotá, estará a cargo de cada una de las entidades involucradas, en el porcentaje que corresponda de acuerdo con su participación y compromisos adquiridos en los mismos.

- > Se ordenó al Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), en coordinación con el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), que en el término de 24 meses desarrolle y adopte una metodología específica para la estimación del caudal ambiental y ecológico del Río Bogotá.
- > Se ordenó a EMGESa y a la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), coordinar con la Empresa de Energía de Bogotá (EEB), la realización de todas las actividades necesarias para la operación y mantenimiento del embalse del Muña (dragado, disposición de lodos, operación y mantenimiento del sistema de aireación, cosechas y disposición de buchón).
- > Como consecuencia de lo anterior durante 2015 en conjunto con EEB y con coordinación de la CAR se desarrollaron actividades de operación y mantenimiento del embalse del Muña (dragado y gestión de lodos, mantenimiento de orillas, monitoreos, entre otras). En el mismo sentido, la CAR concedió un plazo de 18 meses para la elaboración de un plan de manejo ambiental para el embalse.
- > Con respecto a la estación elevadora Canoas se trabajó en la revisión final de los pliegos para iniciar la licitación de la contratación de los diseños de la ingeniería necesaria para la construcción de la Estación Elevadora, suministro de equipos, pruebas y puesta en marcha, licitación que realizará la Empresa de Acueducto de Bogotá en 2016.

Gestión de Concesiones de Aguas para la Generación de Energía Eléctrica

Durante 2015 se realizaron gestiones ante la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca -CAR- para la modificación y ampliación de la concesión del río Bogotá. Como resultado de lo anterior, se entregó a la CAR una aclaración a la solicitud de modificación de concesión realizada en el año 2011. El argumento para la modificación es contar con el recurso necesario para aprovechar la capacidad máxima de las plantas de generación que utilizan el río Bogotá.

Central	Potencia MW	Fecha término concesiones
Guavio	1.213	27 de mayo de 2028
Guaca	325	30 de julio de 2018
Paraíso	277	30 de julio de 2018
Betania	541	13 de octubre de 2038
Charquito	20	30 de julio de 2018
Limonar	18	30 de julio de 2018
Tequendama	20	30 de julio de 2018
Diario Valencia	150	30 de julio de 2018

Sociedad Portuaria en Cartagena Sociedad Portuaria en Cartagena - SPCC

Una vez vencido el plazo de 12 meses a partir de la suscripción del Otrosí No. 1 del Contrato de Concesión Portuaria No.006 entre la Agencia Nacional de Infraestructura (ANI) y la Sociedad Portuaria Central Cartagena (SPCC), el 22 de diciembre de 2015, y en vista de que a dicha fecha no se obtuvo pronunciamiento de la autoridad ambiental competente CARDIQUE respecto a la resolución de autorización del Plan de Manejo Ambiental para el inicio de obras de construcción del muelle no obstante la debida diligencia por parte de SPCC ante dicho trámite ambiental, SPCC gestionó ante la ANI solicitud de desplazamiento del cronograma de inversiones contractual por un año más.

Por otra parte, la ANI ha solicitado con urgencia la presentación por parte de SPCC del plan de mantenimiento del muelle flotante (barcaza Júpiter) entregado en la zona de uso público de la concesión, debido al deterioro y mal estado actual del mismo, considerando que este activo deberá ser recuperado por el concesionario y reversado ante la nación (INVIAS) en buen estado una vez se haya construido el muelle fijo que estipula el contrato. En la Junta Directiva de SPCC del 16 de diciembre de 2015 se autorizó la inversión para

compra de nueva barcaza de carácter urgente, teniendo en cuenta que actualmente no es posible realizar actividades de recepción de combustibles por vía marítima por el estado actual de la barcaza Júpiter.

Por último, en reunión sostenida entre la SPCC y la ANI el pasado 9 de diciembre, SPCC socializó con esta entidad la situación actual energética que atraviesan las centrales de generación térmica que operan con combustibles líquidos, como es el caso de la Central Cartagena de Emgesa, y la resolución 109 de la CREG que pondría en riesgo el ingreso por Cargo por Confiabilidad para estas centrales a partir del 2019. Esto implicaría la amenaza para SPCC que su único (o principal cliente) no pueda operar a futuro y que por tal motivo, no se justificaría la inversión de 2 millones de dólares para la construcción del muelle en concreto acordado en el contrato en concesión ante la incertidumbre actual. Durante el 2016 se revisará con la ANI las alternativas de la SPCC para evitar incumplimiento en el contrato de concesión y en el plan de inversiones acordado.

Comercialización de Gas

Durante el 2015, se consolidó el ingreso de Emgesa al mercado de Comercialización de gas en Colombia, logrando ventas por un total de 55 Mm3 y obteniendo un margen variable

de US\$0,6 millones, atendiendo 9 clientes industriales (No Regulados) en Bogotá y Manizales, y 13 clientes en boca de pozo (Mercado Secundario). Adicionalmente se aseguró el aprovisionamiento de gas de largo plazo (hasta 2020) de los campos Cusiana-Cupiagua y Clarinete 1, y se logró la firma de contratos de venta con clientes finales en un alto porcentaje para este mismo periodo.

Proyecto Salaco

Con la entrada en servicio del sistema SCADA de las tres centrales el 31 de noviembre de 2015, culminó la totalidad de las inversiones previstas asociadas al proyecto Salaco. Previamente se habían dado las siguientes fechas de entrada en operación de unidades del proyecto: el 6 de noviembre de 2013 la Unidad 2 (50 MW); el 28 de enero de 2014 la Unidad 1 (50 MW); el 28 de marzo de 2014 la Unidad 5 (50 MW) de la central Darío Valencia Samper; el 25 de junio de 2014 la Unidad 2 de la central Salto II (35 MW); el 13 de diciembre 2014 de la Unidad 1 de Laguneta (18 MW); y el 22 de diciembre 2014 de la unidad 3 de Limonar (18 MW).

La inversión aprobada fue de US\$43,7 millones incluidas contingencias, la inversión ejecutada fue de US\$40,6 millones, el total de horas/hombre laboradas en el proyecto fueron 835 mil bajo los más altos estándares de seguridad y protección del medio ambiente.



Proyecto y entrada en Operación Comercial de El Quimbo

El proyecto El Quimbo se localiza al sur del departamento del Huila, al sureste de Bogotá, y se alimenta del caudal de los ríos Magdalena y Suaza. El proyecto considera un aprovechamiento a pie de presa con capacidad instalada de 400 MW, con una generación media estimada de 2.216 GWh/año.

Dada la emergencia por la que atraviesa el país por el fenómeno del niño, el 6 de octubre de 2015 el Ministerio de Minas y Energía dictó el decreto con fuerza de ley N°1.979 de 2015, con el cual se autoriza a Emgesa a iniciar la generación de energía a partir del 7 del octubre de 2015. El 11/ de octubre de 2015 se efectuó la primera sincronización de la U1 al sistema de transmisión nacional de Colombia.

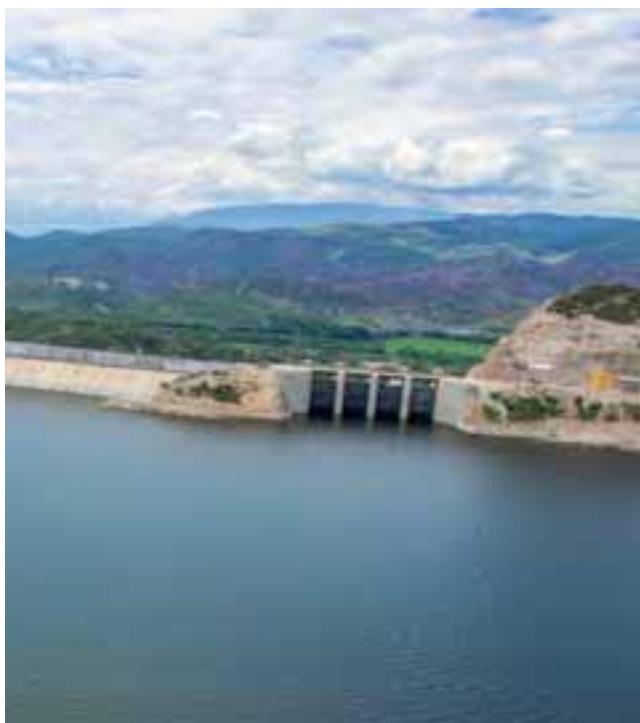
Los principales avances del proyecto durante el transcurso del año 2015, fueron los siguientes:

- > En junio de 2015, se inició el llenado del embalse.
- > En julio de 2015, se alcanzó el nivel mínimo de operación (elevación 675 m.s.n.m).
- > En agosto de 2015, se realizó el primer giro y las pruebas de sobre-velocidad de la Unidad 1.
- > En septiembre de 2015, se realizó el primer giro de la Unidad 2.
- > En octubre de 2015, se realizaron las pruebas de sobre-velocidad de la Unidad 2.
- > En octubre de 2015, se iniciaron las pruebas de sincronización de ambas Unidades.

Posteriormente, luego de conocer el comunicado oficial de la Corte Constitucional, publicado el 15 de diciembre de 2015 y en el que declara inexequible el decreto N°1979, Emgesa tomó la decisión de suspender la generación de energía en El Quimbo, a partir del 16 de diciembre de 2015, y solicitó al Tribunal Administrativo del Huila suspender de manera temporal la medida cautelar. El 8 de enero de 2016, el Juzgado Tercero Penal de Neiva falló la tutela interpuesta por el Ministerio de Minas y Energía y la Autoridad Nacional de Acuicultura, y ordenó reiniciar la generación en El Quimbo de forma provisional e inmediata. A partir del 10 de enero de 2016 Emgesa reinicia la generación de energía en El Quimbo.

Terrenos Reservados para Futuros Proyectos

En Colombia, actualmente, no existen terrenos reservados para futuros proyectos.



Operaciones en Perú

Capacidad Instalada, Generación y Ventas de Energía

Capacidad instalada (MW) ⁽¹⁾	2014	2015
Edegel		
Huinco (hidroeléctrica)	247	268
Matucana (hidroeléctrica) ⁽²⁾	137	137
Callahuana (hidroeléctrica)	80	84
Moyopampa (hidroeléctrica)	66	69
Huampani (hidroeléctrica)	30	30
Yanango (hidroeléctrica)	43	43
Chimay (hidroeléctrica)	151	152
Santa Rosa (termoeléctrica) ⁽³⁾	413	419
Ventanilla (ciclo combinado)	485	484
Total	1.652	1.686

Generación de energía eléctrica (GWh) ⁽⁴⁾	2014	2015
Edegel	8.609	8.218
Total generación en Perú	8.609	8.218

Ventas de energía eléctrica (GWh)	2014	2015
Edegel	9.320	8.633
Total ventas en Perú	9.320	8.633

(1) Potencias calculadas de acuerdo a la norma operativa de Endesa Chile N°38 "Norma para definición de potencia máxima en centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de Endesa Chile", al 31 de diciembre de cada año.

(2) En julio se realizó el aumento de capacidad de Matucana debido a la medición de potencia efectiva por parte del operador del sistema (COES)

(3) A partir de las 00:00 horas del 5/12/2014, se declara nuevamente en operación comercial la unidad TG 7 de la central Santa Rosa (121 MW). El resto de las variaciones de la capacidad instalada en Santa Rosa se debe a mediciones por parte del COES (-13 MW)

(4) Corresponde a la generación total, descontados los consumos propios, y, las pérdidas de transmisión. Los datos del año 2012 difieren de los valores reportados anteriormente, dado solamente se le descontaban los consumos propios

Actividades y Proyectos

Edegel

Inversiones

Las inversiones de Edegel, como líder en el subsector de generación de energía eléctrica, están orientadas a mantener la fiabilidad del suministro.

Las inversiones detalladas líneas abajo cumplen con esta premisa y demuestran el compromiso con el desarrollo sostenible del Perú.

Centrales Hidráulicas

Reparaciones de infraestructura Civil Hidráulica.

Se realizaron reparaciones de los canales para sellar varias grietas y rajaduras con pérdida de agua en el canal Antashupa, canal Marcapomacocha y canal Huampaní.

Para las reparaciones, se utilizaron materiales de alta tecnología como fue un compuesto de cemento hidráulico especialmente diseñado para fraguado rápido, que no encoje, y de alta resistencia para parchar y reparar el concreto, y de esta manera detener el flujo del agua en segundos y sellar las grietas, perforaciones y otros defectos en el concreto a base de cristales.

Se ha invertido un total de US\$1,4 millones y los beneficios han sido mejorar la seguridad de las instalaciones y eliminar las pérdidas de agua que se traducen en energía eléctrica que se deja de generar.

Construcción de muros y techados del Canal de Huampaní

En el mes de mayo de 2015, se realizaron trabajos de acondicionamiento del canal Huampaní para la construcción de muros de contención, soleras y techados del canal. Los objetivos de los trabajos fueron dar estabilidad a taludes, techar el canal el cual representa un riesgo para la población o para la misma operación y asegurar la capacidad de conducción de las aguas del canal. Las actividades realizadas fueron muros de 250 metros, techos de 417 metros, solera de 90 metros y tarajeo 600 m². La inversión fue de US\$0,7 millones.

Mantenimientos mayores en turbinas Francis

Se realizaron mantenimiento mayores los cuales consistieron en cambios de turbina con modelos más eficientes y rehabilitaciones de nuestras turbinas Francis, las cuales presentaban desgastes excesivos ocasionado por el agua con sedimentos del río. La inversión fue US\$1,9 millones que permitirá recuperar eficiencia, mejorar el factor de planta y reducir las intervenciones de mantenimiento incrementando los beneficios económicos.

Rehabilitación de la Turbina en Yanango

La central Yanango cuenta con una turbina Francis de eje vertical de 42,6 MW del año 2000 con 53,713 horas de operación que ha sufrido desgaste de sus elementos por la acción erosiva del agua con sedimentos del río Tarma por lo cual se programó su mantenimiento mayor en talleres.

Los trabajos consistieron en la rehabilitación del rodete, álabes directrices, tapas de turbina y laberintos, de rodete y tapas en talleres, se aplicó recubrimiento de carburo de tungsteno a las partes de la turbina más expuestas a deterioro para aumentar su resistencia al desgaste. La inversión fue de US\$0,4 millones.

Cambio de Turbina Grupo 1 de Chimay

Durante el mes de noviembre, luego de 350 horas continuas de operación, se realizaron los siguientes trabajos:

- > Controles dimensionales y ensayos no destructivos en rodete y laberintos fabricados por ALSTOM,
- > Planificación de la seguridad en el Grupo 1 de Chimay
- > Cambio de turbina.

La inversión fue de US\$1,4 millones.

Acciones de prevención fenómeno del Niño

Ante la alerta del fenómeno del Niño presentado en nuestro país, se realizaron una serie de acciones preventivas para disminuir y controlar los riesgos de nuestras instalaciones y vecinos. La inversión fue US\$0,8 millones.

Principales acciones realizadas:

- > Protección en lado Izquierdo CCHH Moyopampa.
- > Reparación carretera Taza Moyopampa.
- > Protección de canal Huinco Callahuana.
- > Mantenimiento de descarga CCHH Moyopampa, Huampaní.
- > Reforzamiento de muros y techado Canal Huampaní.
- > Mantenimiento del Vaso de la toma Huampaní.
- > Protección de las soleras de toma Huampaní.
- > Protección de toma Huampaní (sobre elevación de muros).



Centrales Térmicas

Mantenimiento mayor y LTE TG-3 C.T. Ventanilla

Luego de 100,000 horas de operación, del 7 de abril al 1 de junio se realizó el primer mantenimiento mayor de la turbina Siemens TG3, de 155 MW, incluyendo las actividades de LTE (Life Time Extensión). Este mantenimiento implicó el desmantelamiento total de la turbina y del compresor, cambiando partes y elementos no regulares a otras intervenciones, con la finalidad de extender la vida útil de la turbina y poder operar otras cien mil horas adicionales en las mismas condiciones de disponibilidad, capacidad y eficiencia.

También se incluyeron actividades de mantenimiento importantes en la caldera HRS11, chimeneas, junta de expansión, transformador principal y otros equipos eléctricos como la inspección del generador eléctrico con rotor retirado.

En total se tuvo la participación de 100 técnicos-especialistas locales y 60 extranjeros.

Actualización del sistema de control TG-3 C.T. Ventanilla

El cambio del sistema de control de la unidad TG3 fue la última etapa del proyecto DCS en el ciclo combinado Ventanilla, que incluyó el cambio de hardware S7, software T3000, logrando que todas las unidades de generación del ciclo combinado Ventanilla operen con un sistema de control estandarizado y de arquitectura abierta. Con esta actualización se obtiene una mayor confiabilidad del sistema de control y mayor disponibilidad de repuestos para atender fallas y situaciones de emergencias.

Inspección de turbinas libres TG-6 A y B UTI de la C.T. Santa Rosa

En marzo se realizó la inspección preventiva de las turbinas libres con un especialista del fabricante, que permitió conocer el estado interno y evaluar la extensión de las próximas inspecciones programadas, representando un incremento de la confiabilidad para operar por períodos más prolongados y una reducción en los gastos de mantenimiento.

Reparación de chimenea TG-8 de la C.T. Santa Rosa

Del 27 de mayo al 7 de junio se realizó el mantenimiento en la chimenea TG-8 debido al desgaste en los silenciadores que provocó una salida no programada. Se corrigieron daños puntuales y reparación preventivamente en zonas críticas permitiendo retornar rápidamente al servicio con la confiabilidad requerida en una operación continua.

Proyectos en Estudio

Central Hidroeléctrica Curibamba

Esta central se ubicará aguas arriba de la toma de la C.H. 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 SE Pachachaca, de 135 km de longitud en 220 kV de simple terna, esta solución está en revisión y evaluación ya que se ha aprobado el Plan de Transmisión Vinculante 2015 – 2024 que posibilitaría una interconexión en la subestación Nueva Yanango a 40 km de la central Curibamba.

Durante el 2015, se continuó con los procesos de licitación de los contratos principales del Proyecto por Obras Civiles, Equipamiento y Línea de Transmisión e Interconexión Eléctrica al sistema con el objetivo de presentar el proyecto al proceso de Suministro de Energía de Nuevas Centrales Hidroeléctricas organizada por Proinversión, llegando a etapas finales en los procesos de las Obras Civiles y del Equipamiento de la Central. La licitación fue postergada en el mes de Julio hasta nuevo aviso. Paralelamente, se obtuvo la ex-



tensión por dos años adicionales del Estudio de Impacto Ambiental para la central y se iniciaron las labores para asegurar los permisos para la conexión de la central a la subestación Yanango mediante la aprobación del Estudio de Preoperatividad.

En relación a los permisos, la central cuenta con la concesión definitiva de generación de la central, el Estudio de Impacto Ambiental de generación y de transmisión, así como con los Certificados de Inexistencia de Restos Arqueológicos (CIRA) de generación y transmisión aprobados.

Terrenos Reservados para Futuros Proyectos

A diciembre 2015, Edegel mantiene un bien inmueble (terreno) por una superficie de 10 Ha aproximadamente, destinado a ser utilizado en un proyecto termoeléctrico. Este bien se ubica en la región Ica, al sur de Lima.

■ Medio Ambiente







■ Medio Ambiente

Las 29 instalaciones que Endesa Chile tiene en operación en el territorio nacional tienen implementados Sistemas de Gestión Ambiental (SGA), basados en la Norma ISO 14.001 (a excepción la constituye la Unidad 2 de la C.T Bocamina), y todas ellas (a excepción de CT Atacama que realizará su auditoría de seguimiento en enero de 2016) cursaron exitosamente sus auditorías de seguimiento o recertificación. De este modo, al 31 de diciembre de 2015, el 94,5% de la potencia instalada de Endesa Chile cuenta con un SGA, certificado en la Norma ISO 14.001.

En la CT San Isidro, a raíz de la escasez hídrica que afecta la zona central de Chile, se ha generado un deterioro de la calidad del agua utilizada para la refrigeración, deterioro reflejado en un alto contenido de sulfatos, lo cual ha limitado la generación de las unidades. Esto ha ocurrido desde el año 2014, y ha obligado a implementar y mantener durante gran parte de 2015 un abastecimiento complementario externo de agua cruda para levantar las restricciones de generación.

Adicionalmente a ello, la empresa estudió la posibilidad de entregar el agua industrial resultante del proceso de enfriamiento para reutilizarla externamente, para lo cual la Compañía presentó al SEA de Valparaíso la Consulta de Pertinencia del proyecto "Valorización de las aguas de enfriamiento de la CT San Isidro para su entrega y uso en procesos industriales de terceros". El 13 de octubre de 2015, el SEA emitió la Resolución 336, que señala que el citado proyecto "no debe someterse obligatoriamente al SEIA en forma previa a su ejecución". Esta actividad está en proceso de implementación.

Como solución definitiva a este tema se está estudiando la instalación de una planta de tratamiento del agua de pozos, que permita extraer el sulfato al agua antes de su ingreso al proceso de refrigeración. El objetivo es que esta planta de tratamiento pueda tratar toda el agua que hoy no se puede usar de los pozos. Está en desarrollo la factibilidad técnica y el diseño (etapas de construcción, operación y desmontaje).

Respecto de los avances en gestión ambiental de la CT Bocamina es destacable mencionar que en abril de 2015, la

Comisión del Evaluación de la Región del Biobío a través de la Resolución Exenta N°128/15 aprobó el proyecto Optimización C.T. Bocamina Segunda Unidad. Como parte del proceso de evaluación ambiental del proyecto, Endesa Chile desistió de las solicitudes de aumento de captar un caudal adicional de 5.000 m³/h de agua de refrigeración y de aumento de potencia de 20 MW, quedando en conformidad con lo aprobado en la primera RCA (Resolución Exenta N° 206/2007). Además, se establecieron mejoras ambientales adicionales como instalación de filtros de tecnología avanzada en la succión de agua de refrigeración y el techado de las canchas de carbón.

Por otra parte, en mayo de 2015 y a través de la R.E. N°405, la Superintendencia de Medio Ambiente se pronuncia favorablemente sobre la solución de filtros y mallas de las aducciones de la central. Además, esta resolución establece una serie de medidas que se deben implementar para el control de ingreso de biomasa, mientras se instalan los filtros definitivos, y condiciona la operación de la Segunda Unidad con la puesta en marcha del desulfurizador de la Primera Unidad. El 8 de mayo de 2015, Endesa Chile comunica a la SMA la sincronización y comisionamiento del desulfurizador de la Primera Unidad. Considerando lo anterior, el 22 de mayo de 2015, Endesa Chile envía una carta a las autoridades informando el inicio de puesta en marcha de la Segunda Unidad, cuya operación comercial se iniciaría el 01 de julio de 2015. Al 31 de diciembre de 2015, ambas unidades de la CT Bocamina se encuentran con los sistema de filtros pasivos tipo Jhonson screen instalados (desde el 24 de octubre la Segunda Unidad y desde el 18 de diciembre la Primera Unidad). Adicionalmente, en el segundo semestre del 2015 se iniciaron los trabajos necesarios para el techado de las canchas de carbón Norte y Sur, estando a diciembre de 2015 en proceso de permisos sectoriales, excavación para las fundaciones, colocación de armaduras, hormigonado del muro y otros.

El 24 de abril de 2015, Celta S.A., a través de la CT Tarapacá firmó el Acuerdo de Producción Limpia (APL) del Borde Costero de la Región de Tarapacá. El APL es un convenio



de carácter voluntario celebrado entre una asociación empresarial representativa de un sector productivo y los organismos públicos competentes en materias ambientales, sanitarias, de higiene y seguridad laboral, eficiencia energética e hídrica y de fomento productivo, cuyo objetivo es aplicar la Producción Limpia a través de metas y acciones específicas en un plazo determinado para el logro de lo acordado.

Respecto de las actividades relacionadas con los compromisos de la RCA de la CH Ralco, durante el 2015 destacan las siguientes:

- > Se efectuó la electrificación autónoma de cuatro viviendas ubicadas en sectores alejados donde no existe factibilidad técnica para la conexión al tendido eléctrico. Este sistema consideraba la instalación de paneles fotovoltaicos, baterías para el almacenamiento y un equipo generador.
- > Se iniciaron los diálogos con las comunidades relocalizadas y autoridades locales para diseñar en conjunto el

"Programa de Largo Plazo." Terminado el Plan de Asistencia y Continuidad establecido en la RCA de la CH Ralco, mediante este programa, Endesa Chile establecerá un plan de trabajo futuro conjunto con las comunidades de El Barco y Ayin Mapu.

- > En el ámbito social y de promoción de la educación, Endesa Chile continuó con el programa de becas de enseñanza media y superior, y promoción del acceso a programas de formación y capacitación de oficios.
- > Destacó también el fomento a la preservación de la cultura, mediante el apoyo a ceremonias y celebraciones culturales.
- > En el ámbito productivo, se continuó el reforzamiento del enlace con programas de Gobierno en el ámbito productivo, en el que destacan las alianzas con los Programas de Desarrollo Territorial Indígena (PDTI) y Programa de Desarrollo Local (Prodesal), además de la postulación a diversos concursos públicos para proyectos agrícolas y extra agropecuarios.

En 2015 y como parte del proceso de sensibilización ambiental que se está llevando a cabo en las diversas instalaciones, se materializaron actividades y alianzas con organismos de Estado con los que se ha trabajado conjuntamente, destacando:

- > En la Octava Región, sede de centrales ubicadas en la cuenca del Laja y del Biobío, se ha desarrollado una alianza con el Servicio Nacional de Pesca (Sernapesca) de la Región del Biobío, para reforzar la difusión de la campaña denominada "Alto al Dydimo" que realiza dicho Servicio Público. Esta alianza ha significado una fuerte difusión del plan de control, cuya implementación se ha materializado en la instalación de estaciones de desinfección y entrega de folletos educativos a colaboradores directos, contratistas y visitantes a las instalaciones, entre otros.
- > En la zona de la central Rapel, se formalizó una alianza con la Dirección General de Aguas (DGA) de la VI Región de O'Higgins. Dicha alianza se traduce en el desarrollo de un proyecto ejecutado en el embalse Rapel, el que tiene por objeto la instalación de una boya de monitoreo de variables ambientales. El convenio nació como iniciativa del Comité Ambiental de Rapel, integrado por entes del sector público y privado, en el que Endesa Chile participa activamente.
- > En la IV Región, donde se encuentra ubicada la central Los Molles, Endesa Chile ha colaborado con la organización Alianza Gato Andino, red multinacional e interdiscipli-

naria que integra profesionales de Argentina, Bolivia, Chile y Perú para desarrollar acciones coordinadas en favor de la conservación del Gato andino y su hábitat. En este contexto, se ejecutó un monitoreo por parte de especialistas de la organización, mediante la instalación de cámaras trampa en instalaciones de CH Los Molles que arrojaron como resultado la presencia en la zona de gato andino (*Leopardus jacobita*), especie actualmente en peligro de extinción, y puma (*Puma concolor*), especie protegida y clasificada como vulnerable, en la alta cordillera de la región de Coquimbo.

En relación con el cumplimiento de las exigencias establecidas en el D.S. N°13/11 Norma de Emisiones de Centrales Termoeléctricas, Endesa Chile cuenta con todos los CEMS de sus plantas termoeléctricas certificados. Las unidades de las centrales Atacama, Huasco, Diego de Almagro y Tarapacá TG cuentan con autorizaciones para la implementación de cálculo de emisiones. En el caso particular de Atacama, debido al aumento en su despacho, ha recibido durante 2015 la resolución de certificación de los CEMS de su unidad 1B, y se encuentra en proceso de ejecución de los ensayos de validación de las otras tres unidades gas/petróleo que la componen.

Continuando en el ámbito del cumplimiento del D.S. N°13/11, en específico los límites establecidos para las emisiones de dióxido de azufre (SO_2) y óxidos de nitrógeno (NOx), durante 2015 la compañía avanzó en los siguientes proyectos:

Con respecto a los procesos sancionatorios abiertos por la SMA, éstos presentaron los siguientes avances durante el 2015:

- > CT Bocamina: fue resuelta la reclamación interpuesta por Endesa en contra de la Resolución Exenta N°421, el Tribunal Ambiental de Valdivia dictó sentencia en marzo de 2015 rechazando los argumentos expuestos por la compañía. Contra dicha sentencia Endesa Chile presentó un recurso de casación en la forma y en el fondo ante la Corte Suprema, organismo que rechazó la reclamación con fecha 31 de diciembre de 2015.
- > CT Tarapacá: la central continuó con las acciones comprometidas en el Programa de Cumplimiento (proceso sancionatorio ORD. U.I.P.S. N°706), informando sus avances a través de los Informes Bimensuales. A principios de 2016 se presentará el informe final consolidado para dar por terminado dicho programa y para el cierre del proceso sancionatorio.

En relación a la CH Ralco, al 31 de diciembre de 2015, Endesa Chile no había recibido información oficial de parte de la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA), de la fiscalización efectuada por este Servicio en octubre de 2014, la que estuvo enfocada en revisar el cumplimiento asociado a las reforestaciones realizadas en la etapa de construcción del proyecto, los avances del Plan Agrícola y Ganadero definido en el Programa de Asistencia y Continuidad del Plan de Relocalización y en el cumplimiento de las medidas establecidas en la Resolución N°133/2006.

CT Bocamina - Unidad 1	Construcción e inicio de operación del desulfurización, del tipo semi seco, permite abatir el SO2 presente en el flujo gaseoso; e Implementación de sistema de abatimiento de NOx, compuesto por sistema de quemadores de bajo NOx, sistema de aire sobre fuego (OFA), mejoramiento de la granulometría de la molienda, entre otros.
CT Taltal	A fin de implementar las mejoras necesarias para que las unidades de CT Taltal cumplan con el límite de NOx establecido en el D.S. N°13/11, durante septiembre de 2015 se ingreso al SEA de la región de Antofagasta de la consulta de pertinencia del "Sistema de Inyección de Aguas Desmineralizada para la Disminución de la Generación de NOx en la Operación con Petróleo Diésel del Ciclo Abierto de la Central Termoeléctrica Taltal". El 22 de octubre de 2015, a través de la Resolución exenta N° 0426, la Autoridad Ambiental resuelve que este proyecto no requiere ser ingresado al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.
CT Tarapacá	La Declaración de Impacto Ambiental del proyecto "Modificación de la C.T. Tarapacá Vapor", que incluyó los sistemas de abatimiento de SO2 y NOx para cumplir con el D.S. N°13/11, fue aprobada el 14 de julio de 2015 a través de la RCA N°055. Durante el 2015 se terminaron las excavaciones y se comenzaron con las obras civiles para los principales equipos, se recepcionaron la mayor parte de suministros y se comenzó con el montaje de las principales estructuras del desulfurizador.



A comienzos de 2015, la SMA realizó la verificación de cumplimiento de los límites vigentes el 2014 en todas las plantas de la compañía, sobre la base de las emisiones informadas en los reportes trimestrales que cada planta cargo en el portal "Centrales termoeléctricas" de dicho organismo.

Se iniciaron procesos sancionatorios respecto de San Isidro I, Bocamina I, Huasco y Diego de Almagro, y Tarapacá. A diciembre de 2015, los procesos se mantenían abiertos, a la espera de dictámenes de cierre de la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA).

Desarrollo Sostenible

Junto con la eficiencia y el crecimiento focalizado, la sostenibilidad es uno de los pilares del negocio de generación del Grupo Enel, lo cual se refleja en todos los proyectos y acciones de Endesa Chile.

Desde la perspectiva de su trabajo en este campo, Endesa Chile adhiere voluntariamente desde 2004 al Pacto Global de Naciones Unidas, iniciativa que promueve el compromiso de las empresas con directrices en temas de derechos humanos, condiciones laborales, protección medioambiental y lucha contra la corrupción.

Como miembro del Pacto Global, la compañía debe informar anualmente de su comportamiento empresarial respecto de los diez principios que incluye este acuerdo internacional, a través de la llamada "comunicación de progreso" (COP).

El proceso de elaboración y publicación anual del Informe de Sostenibilidad de Endesa Chile a partir del estándar internacional Global Reporting Initiative (GRI), también constituye una muestra de transparencia de la empresa hacia sus públicos de interés y la sociedad en general.

Sostenibilidad y Creación de Valor Compartido

En 2015, la compañía trabajó especialmente en la promoción de la integración de la sostenibilidad en los procesos empresariales y en toda la cadena de valor. Esta forma de trabajo responde a la aplicación del enfoque de Creación de Valor Compartido (CVC) que busca alcanzar dos objetivos claves en sostenibilidad:

- > Establecer relaciones de largo plazo con los grupos locales presentes en el territorio
- > Integrar los objetivos éticos, sociales y medioambientales con los de rentabilidad y desarrollo del negocio.

Este enfoque basado en la responsabilidad compartida en la toma de decisiones se expresó, por ejemplo, en la búsqueda de acuerdos sostenibles en función de una visión de mediano y largo plazo.

Así, en diciembre de 2015, Endesa Chile suscribió un protocolo de acuerdo con los regantes del río Laja -al que se integró también el sector público a través de los Ministerios de Obras Públicas, Energía y Agricultura- cuyo objetivo es facilitar la colaboración entre las partes respecto de la operación del embalse del Laja. De esta manera, se logran respuestas efectivas a las preocupaciones del sector agrícola y turístico que son compatibles con la seguridad del sistema de suministro eléctrico de nuestro país.

En una línea similar de colaboración, la compañía se sumó a un acuerdo de acción conjunta constituido además por la Junta de Vigilancia del Maule y la Dirección de Obras Hidráulicas, cuyo fin es optimizar el uso de recursos hídricos de la cuenca del Maule, para labores de riesgo y generación de energía. Este instrumento permite flexibilizar la operación del embalse Laguna del Maule en concordancia con el convenio de regulación vigente desde 1947.

Esta renovada forma de actuación también ha permitido que Endesa Chile logre una mejor comprensión del medio productivo, social y cultural donde busca desarrollar proyectos, el cual está directamente relacionado con el desarrollo de su estrategia de negocios y operación.

En consecuencia con lo anterior, otro hito destacado en 2015 fue la decisión de Endesa Chile en cuanto a estudiar nuevas opciones de diseño para el proyecto de la central hidroeléctrica Neltume, con especial atención en los procesos de descarga sobre el lago del mismo nombre, lo cual ha sido planteado por las comunidades indígenas en diversas instancias de diálogo. De esta manera, Endesa Chile busca mayor sostenibilidad financiera y operacional para este proyecto de inversión a partir de la debida consideración de las características específicas del entorno territorial, social y ambiental.

Avances en Relaciones Comunitarias

Endesa Chile busca que esta forma integrada de trabajo se constituya en un aspecto diferenciador de su interacción con el medio social, introduciendo variaciones en su forma de vinculación con las comunidades en aquellos escenarios donde no se han alcanzado plenamente las condiciones de sostenibilidad esperadas.

Así, por ejemplo, en 2015 se estableció un compromiso de diálogo con la comunidad pehuénche "El Avellano" de Alto Biobío, cuyo objetivo es la construcción en conjunto de planes colaborativos de desarrollo. Este acuerdo se enmarca en el programa de acciones del Plan Ralco que involucra a las comunidades pehuénches que habitan en la zona de influencia de las centrales Ralco, Pangue y Palmucho.

En el mismo territorio, la Fundación Pehuén de Endesa Chile continuó con el trabajo que realiza desde 1992 y que se centra en entregar las herramientas que permitan mejorar la calidad de vida y las condiciones socioeconómicas de las familias pehuénches. Especial atención tuvo en 2015 el apoyo a proyectos de auto-gestión en el ámbito del rescate de tradiciones culturales asociadas, por ejemplo, a técnicas únicas de tejido en telar ejercidas por mujeres.

Por otra parte, el Plan Social con la comunidad de Coronel (zona de influencia del complejo termoeléctrico Bocamina) también ha incorporado esta nueva visión de las relaciones comunitarias, que busca impulsar iniciativas generadas a partir de la comunicación, participación y responsabilidad de distintos actores sociales.

Una muestra de lo anterior, fue la inauguración en 2015 del nuevo jardín infantil y sala cuna Rayún (sector de La Peña) destinado a la atención de más de 100 niños y niñas, y desarrollado a partir de un convenio de trabajo entre la Ilustre Municipalidad de Coronel, la Fundación Integra y Endesa Chile.

La Copa Endesa Chile-Coronel de fútbol escolar, que forma parte del programa Energía para la Educación, también contribuye a esta tarea. Su versión 2015 incluyó la participación de más de 300 estudiantes de 19 establecimientos educativos en una actividad que busca reforzar la formación en los valores positivos asociados al deporte y la recreación.

Investigación, Desarrollo e Innovación





Cultura de Innovación en la Compañía

Enfoque de gestión

Para Endesa Chile, la innovación es un factor diferenciador que otorga una ventaja competitiva en el mercado de la generación.

Por ello, la empresa aspira a mantener y mejorar su posición de liderazgo en esta materia, trabajando de manera sistemática, organizada y transversal en cuatro focos que están alineados con el plan estratégico de la compañía. Estos son:

- > Construir una integración sustentable con las comunidades (social, política y medio ambiental).
- > Colaborar proactivamente en las soluciones a los desafíos energéticos que el país enfrenta para su crecimiento sustentable.
- > Potenciar el valor de los activos de la compañía, identificando iniciativas que permitan obtener usos adicionales o de mayor eficiencia a los que originalmente se consideró para ellos.
- > Atraer, gestionar, construir y retener talento y conocimiento de alto valor para la compañía.

Durante 2015, la compañía continuó fomentando una cultura, clima y prácticas de innovación dentro de la empresa y trabajando para que dicha cultura se materialice en la creación de proyectos de valor para la organización. Para ello, es fundamental contar con un microclima interno que favorezca el desarrollo de innovación dentro de la empresa y que ésta se materialice en mayor competitividad y eficiencia en todos los procesos.

En 2015, se realizaron las siguientes actividades destinadas a fortalecer la cultura de innovación y motivar una actitud creativa en todos los trabajadores de la compañía.

Actividades de capacitación

Un elemento clave en la cultura de innovación ha sido lo relacionado con las capacitaciones, porque transforma a un receptor pasivo de la cultura en uno activo. Como resultado de este proceso, se desarrollaron un conjunto de iniciativas para aumentar la participación de los trabajadores:

Seminario Gestión de la Innovación, Universidad de los Andes: la jornada realizada en conjunto con la escuela de negocios de la U. de los Andes, reunió a trabajadores de Santiago y regiones, quienes tuvieron la oportunidad de aprender algo más sobre herramientas básicas y metodologías de trabajo de la innovación como NABC o Pitch Canvas que apuntan a la generación de ideas.

A este ítem se suman dos importantes charlas que se realizaron en el contexto de un par de proyectos que está realizando Research and Innovation, uno relacionado con la aplicación de Last Planner en el recambio del sistema de control S/E San Luis y el segundo sobre modelamiento hidrológico en base al proyecto de Herramienta para la Optimización en la programación diaria de las centrales hidráulicas de Endesa Chile.

Semana de la innovación

Research and Innovation Endesa Chile participó en la Feria Tecnológica desarrollada en la semana de Innovación, que este año tuvo como slogan “Tu Idea es el futuro”. En dicha feria, se tuvo la oportunidad de exponer dos proyectos desarrollados por nuestra línea de negocios: la herramienta Octopull que aplica la filosofía Last Planner a los proyectos y “el sistema de Compostaje” para la construcción Los Cóndores, que busca manejar de forma sustentable los residuos orgánicos producidos por las faenas en los campamentos Campanario y Cipreses.

Programa Captura de Ideas

Se trata de la búsqueda de soluciones a desafíos reales, mediante el método de participación colaborativa. Funciona a través de Eidos Market, una plataforma informática que constituye un punto de encuentro y de expresión de las ideas de todos los trabajadores. Dicha herramienta estuvo en proceso de rediseño, relazándose hacia fines del año. Es por esto, que se aprovechó la plataforma del mail de innovación para desarrollar tres concursos de ideas donde se recogió un total de 25 ideas, resultando 8 de ellas con potencial.

Especial relevancia tuvo el último concurso porque fue una iniciativa dirigida exclusivamente a personal de las regiones ubicadas en las cuencas del Laja y Biobío, oportunidad que permitió acercarnos a las necesidades de terreno. De este proceso, tres fueron las ideas seleccionadas, premiadas y actualmente en estudio para su posible implementación.



Innovación tecnológica en los procesos de generación

Visualización 3D

Consiste en una aplicación móvil que permite al usuario visualizar una central eléctrica en tres dimensiones, recorrerla y seleccionar equipos para obtener información técnica como: planos, hojas de datos y otras características relevantes. Además, puede visualizar información del equipo en tiempo real que esté disponible en el Centro de Monitoreo y Diagnóstico en los servidores Pl. Este proyecto está implementado en la central Térmica San Isidro y próximamente estará disponible en la central Tarapacá.

Meter Reading

Otra aplicación que está en desarrollo es Meter Reading. Este sistema de lectura de medidores análogos por medio de visión aumentada opera a través de un sistema óptico utilizando la cámara de una Tablet o un Smartphone que al visualizar un medidor análogo y un código QR de identificación, es capaz de tomar la medición y llevarla a formato digital, finalmente, escribiendo en una base de datos el dato de la lectura capturada. Este proyecto se está implementando en CH Rapel como piloto, para posteriormente ser llevado a otras centrales para ayudar en las rutas de operación de operadores.



Proyecto Last Planner

Del proyecto Last Planner surgió una herramienta llamada Octopull que promete convertirse en el whatsapp de las empresas. Esta aplicación permite la comunicación a tiempo real de los participantes de un proyecto a través de un ambiente de chat, que está disponible vía aplicación web o celulares soportando Android e iOS.

Tal ha sido el éxito de esta APP que fue elegida por Google, entre miles de propuestas para ser presentada en la WEB Summit desarrollada en Dublin en noviembre del 2015, evento de categoría mundial porque reúne a los principales líderes de iniciativas tecnológicas y emprendimientos.

Dendrocronología

La Dendrocronología es una disciplina que estudia los cambios ambientales del pasado analizando los anillos de crecimiento anual de los árboles. En ese sentido, se han desarrollado estudios de dendrocronología para la reconstrucción histórica del caudal del río Fuy con una data de 400 años. Si se obtienen resultados positivos, se podrán utilizar en la reconstrucción de cuencas que no tienen historia hidrológica, generando ahorro en estudios y aumento en la seguridad en el diseño de las obras.

Filtro para Sulfatos en San Isidro

En conjunto con la Universidad de Santiago se está desarrollando un prototipo que busca desarrollar una matriz de bajo costo y alto rendimiento para recuperar sulfato mediante el uso de cenizas de una planta termoeléctrica, modificadas con material mesoporoso. La idea consiste en desarrollar un material a partir de cenizas, utilizando la presencia de silicatos y/o aluminatos para la síntesis de material mesoporoso, nanomaterial, con propiedades adsorbentes.

Innovación Social

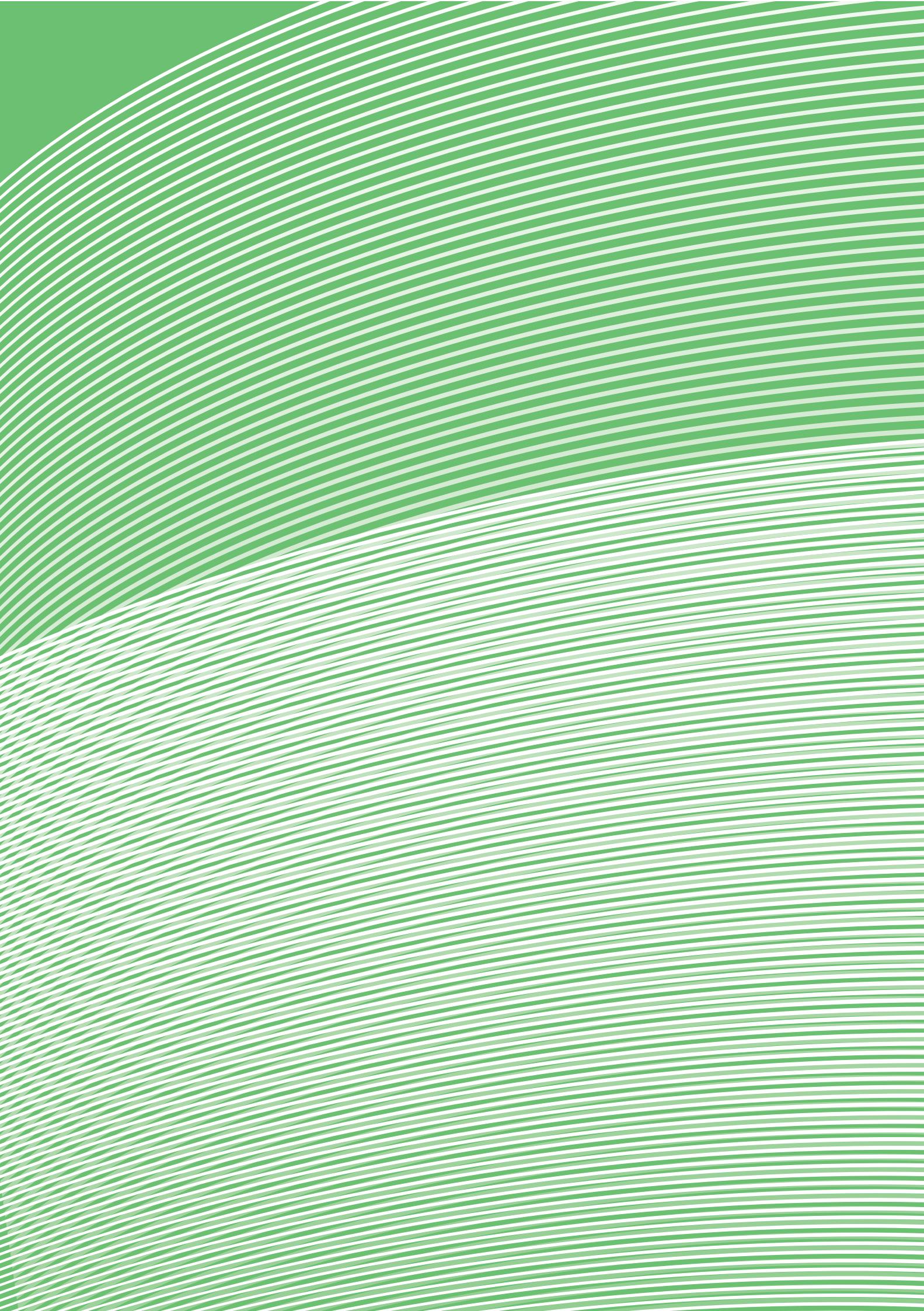
El emprendimiento e innovación social se han ido transformando en un fenómeno a nivel global y la compañía no está ajena a esta tendencia, es así que Research and Innovation ha ido incorporando nuevas dinámicas de innovación y emprendimiento social, capaces de generar valor social, y a su vez, contribuir a la sostenibilidad o competitividad financiera de la empresa.

En esta línea, se están gestionando dos proyectos para apoyar la lucha contra la pobreza, las iniciativas apuntan a trabajar con las familias de los pescadores de las caletas cercanas a las centrales Tarapacá y Bocamina, para capacitarlas en temas turísticos y de esta forma, pueden optar a nuevos emprendimientos y logren mejoras socioeconómicas tanto para sus familias, como para la comunidad en su totalidad.



Cuadro Esquemático de Participación





Participaciones Económicas Directas e Indirectas

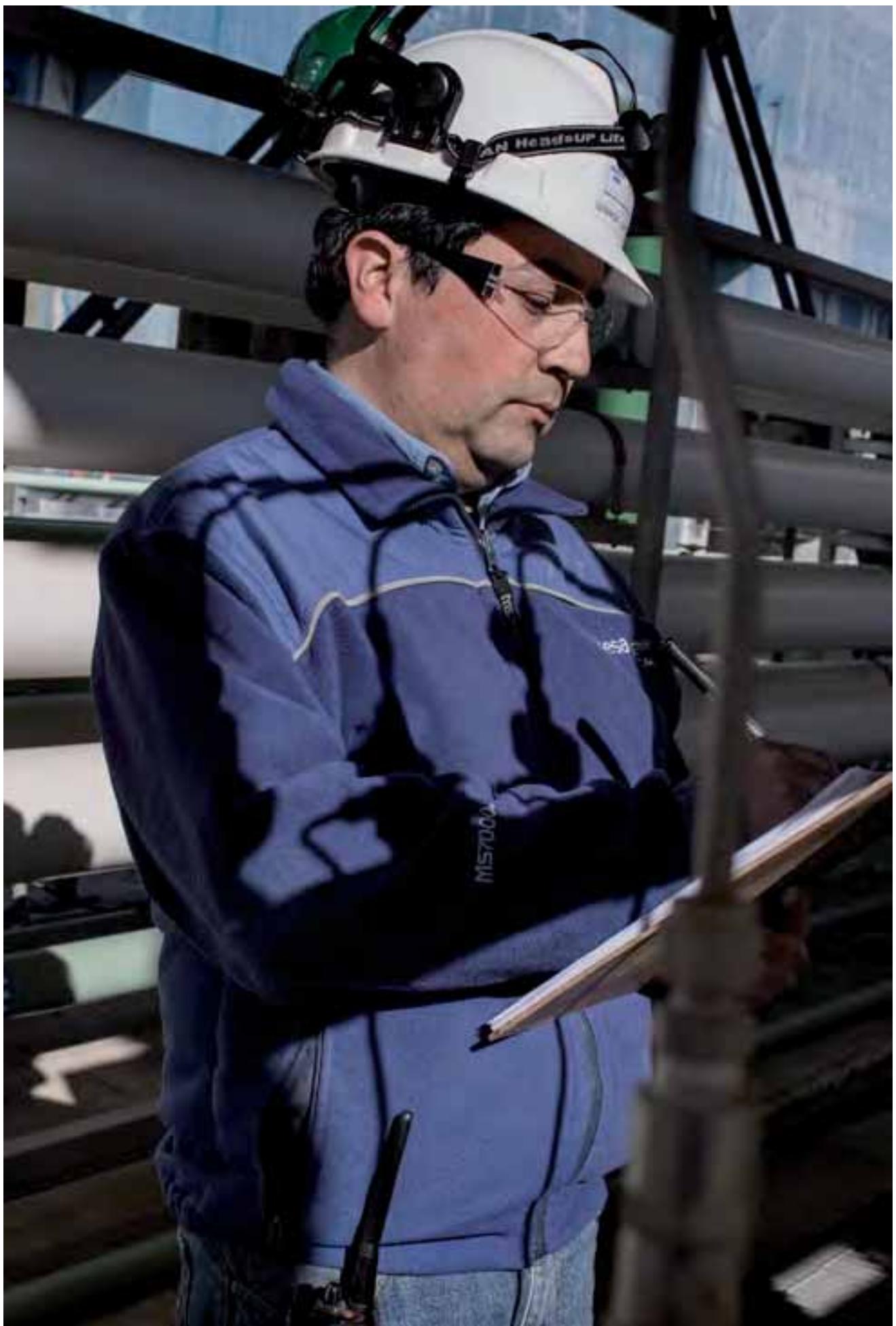
Sociedades filiales	Participación	
	2014	2015
Argentina		
Endesa Argentina S.A.	99,99%	99,99%
Costanera S.A.	75,67%	75,67%
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	65,36%	65,36%
Hidroinvest S.A.	96,09%	96,09%
Southern Cone Power Argentina S.A.	99,92%	99,92%
Brasil		
Ingredespa do Brasil Ltda.	96,25%	96,25%
Chile		
Central Eólica Canela S.A.	72,16%	72,16%
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A (Celta S.A.)	96,21%	96,21%
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. (Pehuenche S.A.)	92,65%	92,65%
Gas Atacama Chile S.A.	98,06%	98,11%
GasAtacama S.A.	98,11%	98,11%
Gasoducto Atacama Argentina S.A	98,05%	98,11%
Gasoducto Taltal S.A.	98,06%	98,11%
Inversiones GasAtacama Holding Limitada	98,11%	98,11%
Progás S.A.	98,06%	98,11%
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. (1)	100,00%	0,00%
Colombia		
Emgesa S.A. E.S.P. (Emgesa)	26,87%	26,87%
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	25,52%	25,52%
Emgesa Panamá S.A.	26,87%	26,87%
Perú		
Chinango S.A.C.	49,97%	49,97%
Edegel S.A.A. (EDEGEL)	62,46%	62,46%
Generandes Perú S.A.	61,00%	61,00%

(1) Con fecha 18 de diciembre de 2014, el Directorio de Endesa Chile acordó por unanimidad autorizar la venta de la totalidad de la participación accionaria que tiene Endesa Chile en la Sociedad Concesionaria Túnel el Melón S.A.

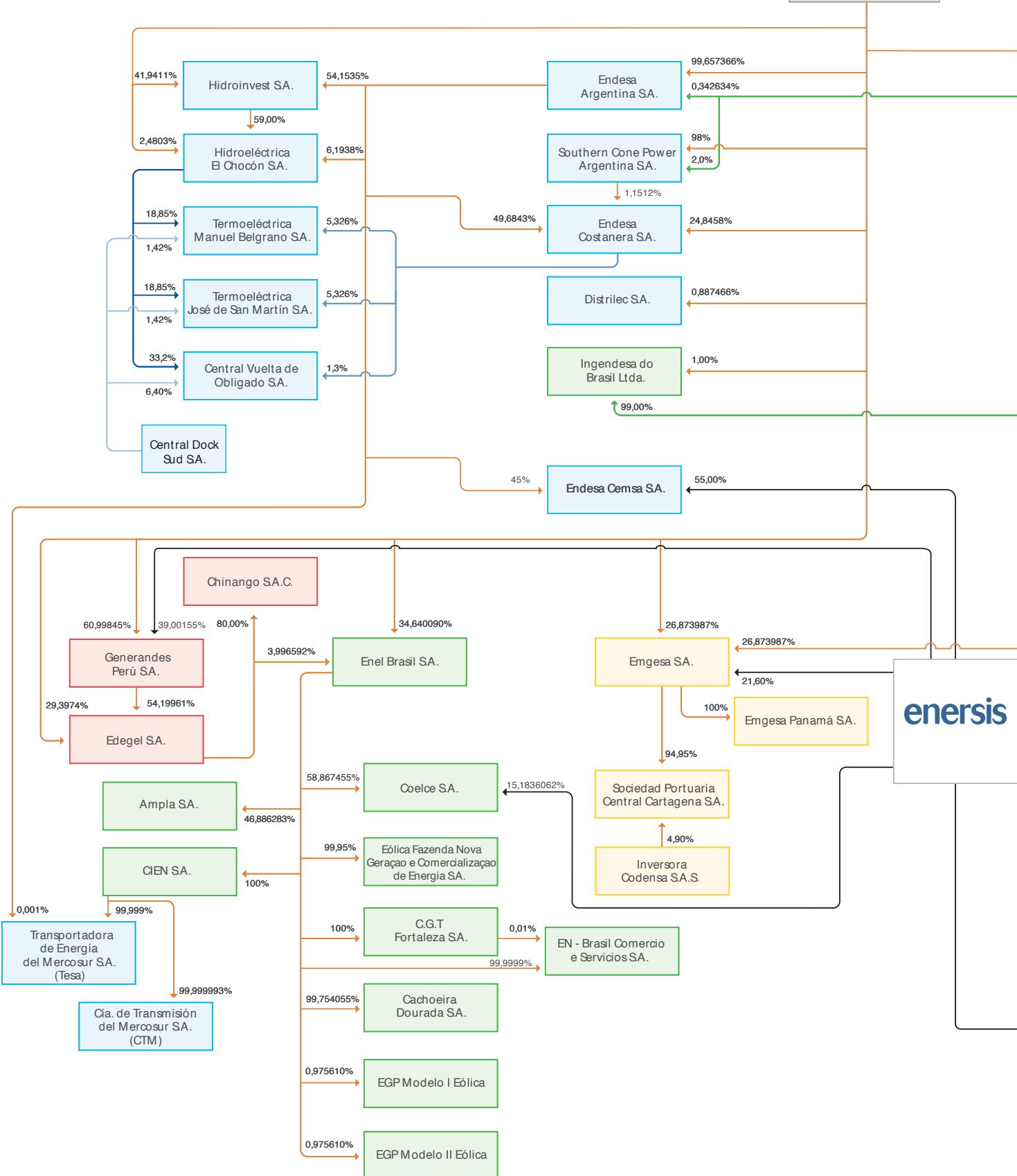
Asociadas y control conjunto ⁽¹⁾	Participación	
	2014	2013
Argentina		
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (CTM)	37,14%	37,14%
Distrilec Inversora S.A.	0,89%	0,89%
Endesa Cemsa S.A.	44,99%	44,99%
Termoeléctrica José de San Martín S.A.	16,35%	16,35%
Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.	16,35%	16,35%
Transportadora de Energía S.A. (TESA)	37,14%	37,14%
Brasil		
Ampla Energia e Serviços S.A.	17,41%	17,41%
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	37,04%	37,04%
CGTF-Central Geradora Termeléctrica Fortaleza S.A.	37,14%	37,14%
Companhia Energética do Ceará (Coelce)	21,86%	21,86%
Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN)	37,14%	37,14%
En-Brasil Comercio e Servicios S.A.	37,14%	37,14%
Enel Brasil S.A.	37,14%	37,14%
Eólica Fazenda Nova o Geraco e Comercializacao de Energia S.A.	37,12%	37,12%
Chile		
Electrogas S.A	42,50%	42,50%
GNL Chile.S.A.	33,33%	33,33%
GNL Quintero S.A.	20,00%	20,00%
Aysén Energía S.A.	51,00%	51,00%
Aysén Transmisión S.A.	51,00%	51,00%
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (HidroAysén)	51,00%	51,00%
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	48,11 %	48,11 %

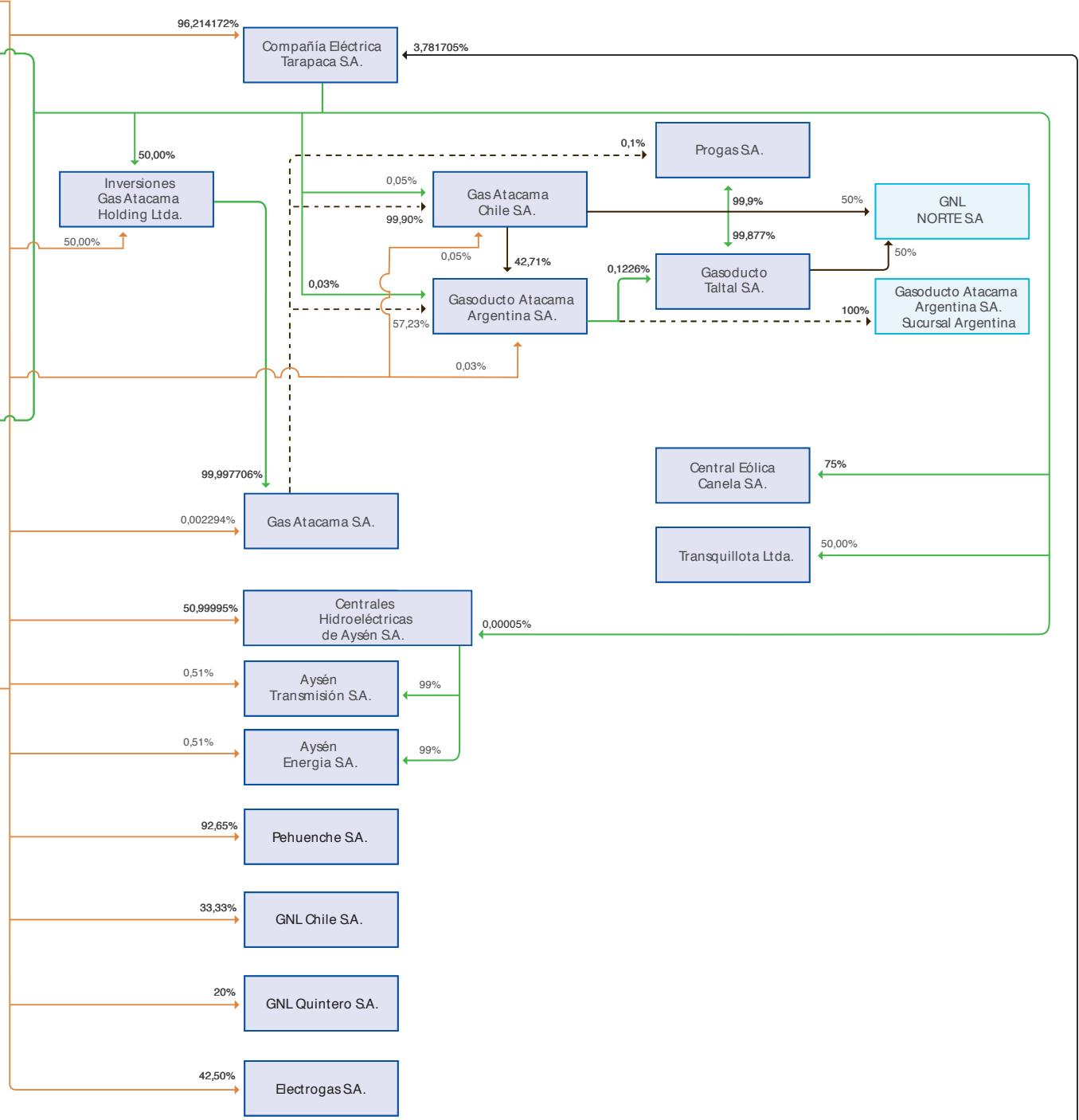
(1) Se consideran sociedades de Control Conjunto, aquellas en las que la sociedad matriz controla la mayoría de los derechos de voto o, sin darse esta situación, tiene facultad para dirigir las políticas financieras y operativas de las mismas gracias al acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos. Las sociedades de Control Conjunto se consolidan por el método de integración proporcional, es decir en la proporción que Endesa Chile representa en el capital social de las mismas.

Inversiones costo financiero	Miles de pesos	Proporción de la inversión en el activo de la matriz
Endesa Brasil S.A.	423.383.417	10,17%
Celta (Cía. Elect. Tarapacá)	262.311.225	6,30%
Edegel	209.147.425	5,02%
Pehuenche	162.155.435	3,89%
Inversiones Gas Atacama Holding	156.064.525	3,75%
Emgesa	143.702.870	3,45%
Generandes Perú	127.817.912	3,07%
Endesa Argentina S.A.	114.230.438	2,74%
Hidroinvest	28.737.651	0,69%
Endesa Costanera S.A.	16.151.313	0,39%
GNL Quinteros S.A.	11.158.892	0,27%
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	6.280.484	0,15%
Southern Cone Power Argentina S.A.	5.167.170	0,12%
Electrogas S.A.	4.419.693	0,11%
Hidroeléctrica El Chocón	3.708.267	0,09%
Distrilec	3.033.039	0,07%
GNL Chile S.A.	527.490	0,01%
Gas Atacama Chile S.A.	132.681	0,00%
Gasoducto Atacama Argentina S.A.	24.658	0,00%
Gas Atacama S.A.	3.568	0,00%



Perímetro de Participaciones Societarias de Endesa Chile

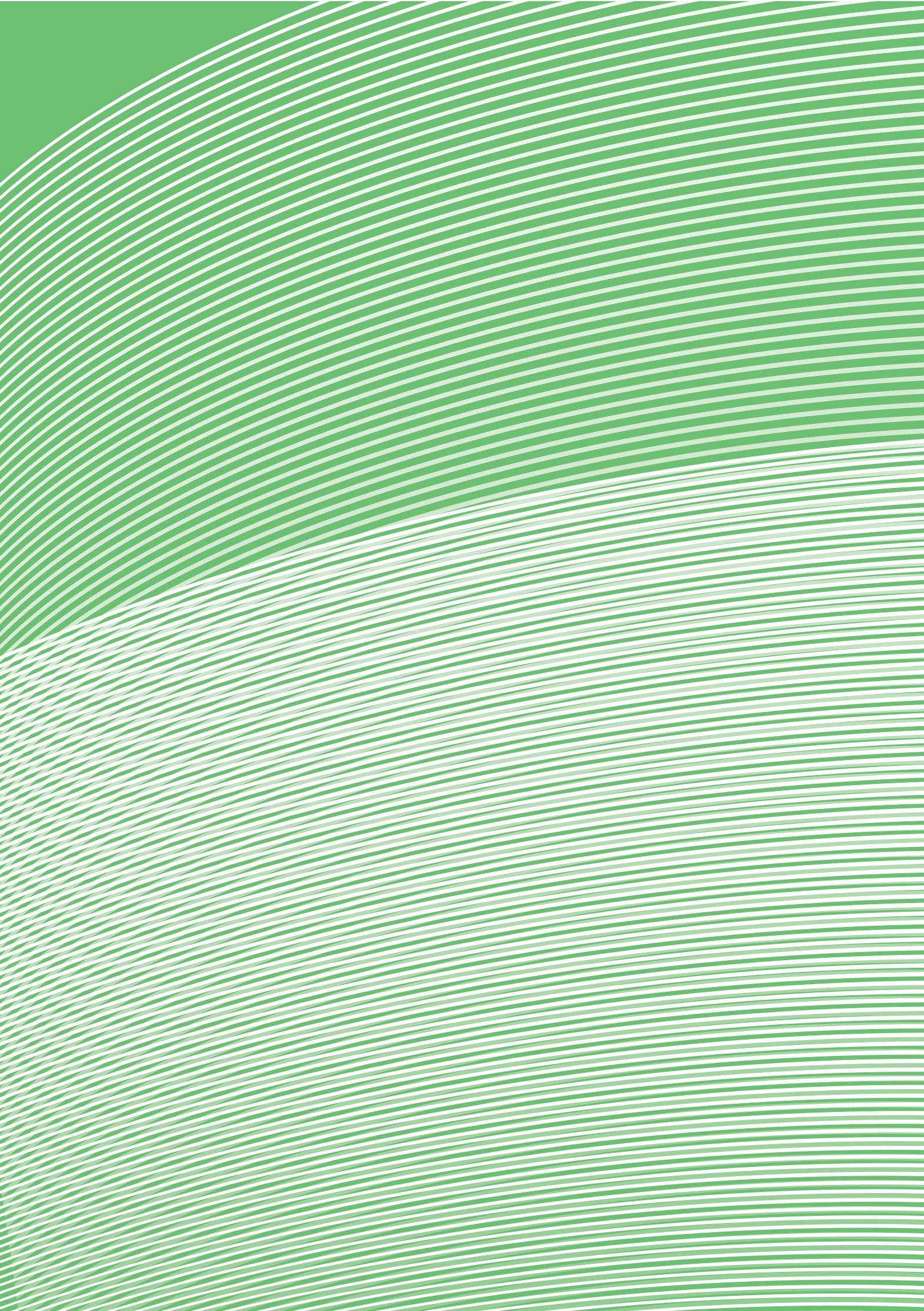




■ Argentina ■ Brasil ■ Chile ■ Colombia ■ Perú

■ Hechos Relevantes







> Con fecha 29 de enero de 2015, de conformidad con lo establecido en los artículos 9º y 10º inciso 2º de la Ley N°18.045, y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de hecho esencial que en sesión celebrada con fecha 29 de enero de 2015, el Directorio de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (en adelante "Endesa Chile") adoptó los siguientes acuerdos:

a. Evaluación de la Inversión en el Proyecto Hidroaysén.

En mayo de 2014 el Comité de Ministros revocó la RCA del proyecto Hidroaysén. Como es de público conocimiento esta decisión ha sido recurrida ante los tribunales de Valdivia y Santiago. Recientemente, el 28 de enero, Endesa Chile tomó conocimiento que se ha denegado parcialmente la solicitud de derechos de agua realizada por parte de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A., en adelante "Hidroaysén" en el año 2008.

Endesa Chile manifiesta su voluntad de continuar defendiendo los derechos de agua y la calificación ambiental otorgada al proyecto en las instancias que corresponda, continuando las acciones judiciales ya iniciadas o implementando nuevas acciones administrativas o judiciales tendientes a este fin. Endesa Chile mantiene el convencimiento que los recursos hidráulicos de la región de Aysén son importantes para el desarrollo energético del país.

Sin embargo, en la situación actual, existe incertidumbre sobre la recuperabilidad de la inversión realizada hasta ahora en Hidroaysén ya que depende, tanto de decisiones judiciales como de definiciones sobre materias de la agenda de energía que hoy no estamos en condiciones de prever. El proyecto no se encuentra en el portafolio de proyectos inmediatos de Endesa.

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

b. Evaluación del Proyecto Punta Alcalde.

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

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

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

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

> Con fecha 29 de enero de 2015, en cumplimiento de lo previsto en los artículos 9 y 10 de la Ley N°18.045 sobre Mercado de Valores y de lo establecido en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó en carácter de hecho esencial, lo siguiente:

Que con fecha 17 de octubre de 2012, Endesa Chile interpuso ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (CCI), en adelante la Corte, una solicitud de arbitraje en contra de la empresa chilena "Ingeniería y Construcción Tecnímont Chile y Compañía Limitada"; la empresa italiana "Tecnímont SpA"; la em-

presa brasileña Tecnimont do Brasil Construcción e Administración de Proyectos Ltda.”; la empresa eslovaca “Slovenske Energetické Strojárne a.s.” (“SES”); y la empresa chilena “Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada”, en adelante todos colectivamente denominados “el Consorcio”, con el objeto de exigir el íntegro y oportuno cumplimiento de las obligaciones pactadas por el Consorcio al amparo del Contrato Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina, contrato ACB-003.06., suministro llave en mano de una planta de generación térmica a carbón, en adelante el Contrato de Construcción. Se hace presente que esta información fue comunicada, en carácter de hecho esencial a esa Superintendencia, en la misma fecha precitada.

Que posteriormente, con fecha 29 de enero de 2013 se informó a esa Superintendencia, en carácter de hecho esencial, que Endesa Chile había sido notificada por parte de la Secretaría Técnica de la citada Corte, que los integrantes del Consorcio, por separado habían procedido a contestar la solicitud de arbitraje de Endesa Chile que contenía sus pretensiones y que junto con ello habían demandado reconvenicionalmente a Endesa Chile por un monto de US\$ MM 1.294, en el caso de las empresas Tecnimont y por un monto de US\$ MM 15, en el caso de las empresas SES.

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

tiempo y forma, las condiciones suspensivas a que se encuentra supeditada ésta quedará de pleno derecho sin valor alguno al haber fallado las condiciones pactadas para su exigibilidad.

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

> Con fecha 3 de febrero de 2015, en cumplimiento de lo previsto en los artículos 9 y 10 de la Ley N° 18.045 sobre Mercado de Valores y de lo establecido en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó en carácter de hecho esencial, la siguiente información requerida a mi representada, mediante Oficio N°2270, de fecha 30/enero/2015, de esa entidad fiscalizadora:

1. Principales acuerdos de la Transacción.

Concesiones del CONSORCIO

Desistimientos de las Acciones Deducidas y Aceptación: Cada una de las empresas que forman parte del CONSORCIO (Tecnimont S.p.A.; Tecnimont do Brasil Construcción e Administración de Proyectos Ltda.; Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile y Compañía Limitada (“Grupo Tecnimont”); Slovenské Energetické Strojárne a.s., e Ingeniería y Construcción SES Chile Ltda. (“Grupo SES”) se desisten de las demandas deducidas por el Grupo Tecnimont y el Grupo SES en contra de ENDESA y, por consiguiente, de todas las acciones deducidas en ellas en el correspondiente procedimiento arbitral, declarando, asimismo, extinguidas todas las acciones ventiladas en dicho procedimiento con relación a las partes litigantes y a todas las personas a quienes habría afectado la sentencia del respectivo juicio. Además, cada una de las empresas del CONSORCIO acepta incondicionalmente y en todas sus partes el desistimiento de la acción que efectúa ENDESA en virtud de la Transacción.

Reconocimientos y Renuncias: El CONSORCIO declara y reconoce que ENDESA cumplió fiel, cabal y oportunamente todas y cada una de las obligaciones que contrajo al amparo del Contrato. El CONSORCIO renuncia definitiva e irrevocablemente a ejercer cualquier acción judicial de cualquier índole que ésta sea en contra de ENDESA, su matriz ENEL o

contra de cualquiera de sus filiales, relacionadas, matrices, subsidiarias y de sus respectivos directores o representantes, abogados o empleados por los hechos o circunstancias que dieron origen al Arbitraje y en relación a cualquier hecho, circunstancia, pago, obra de cualquier naturaleza que provenga del Contrato a cualquier título.

Indemnidad: El CONSORCIO se obliga a dejar indemne a ENDESA de todas las sumas que se vea obligada a desembolsar por concepto de responsabilidad subsidiaria laboral o de cuentas, gastos, honorarios o pagos pendientes que cada una de las empresas del Grupo Tecnimont o del Grupo SES adeude a sus propios subcontratistas y/o proveedores que intervinieron en las obras del Contrato por cualquier título. Si ENDESA fuera condenada a pagar suma alguna de dinero por estos conceptos, cada una de las empresas del Grupo Tecnimont o del Grupo SES deberá restituir los montos que ENDESA sea obligada a solventar por estos conceptos, dentro del plazo de 30 días hábiles en que ENDESA le notifique los desembolsos efectuados.

Concesiones de ENDESA

Aceptación del Desistimiento: ENDESA acepta el desistimiento de las acciones que formula el CONSORCIO.

Desistimiento de las Acciones Deducidas: ENDESA se desiste de su demanda y de todas las acciones deducidas en el correspondiente procedimiento arbitral, declarando, asimismo, extinguidas todas las acciones ventiladas en dicho procedimiento con relación a las partes litigantes y a todas las personas a quienes habría afectado la sentencia del respectivo juicio.

Reconocimientos y Renuncias: Endesa declara y reconoce que el CONSORCIO cumplió fiel, cabal y oportunamente todas y cada una de sus obligaciones que contrajo al amparo del Contrato. ENDESA renuncia definitiva e irrevocablemente a ejercer cualquier acción judicial de cualquier índole que ésta sea en contra del CONSORCIO, sus matrices o en contra de cualquiera de sus filiales, relacionadas, matrices, subsidiarias y de sus respectivos directores o representantes, abogados o empleados por los hechos o circunstancias que dieron origen al Arbitraje y en relación a cualquier hecho, circunstancia, pago, obra de cualquier naturaleza que provenga del Contrato a cualquier título. Asimismo, ENDESA declara renunciar a las acciones pendientes en los tribunales eslovacos en relación con el cobro de las boletas bancarias de garantía que el Grupo SES le entregó en virtud del Contra-

to, dentro de los 6 días hábiles siguientes a la fecha que se realice el pago pactado en la cláusula quinta, letra D, de la Transacción.

2. Plazos establecidos para el cumplimiento de las condiciones suspensivas a que se encuentra supeditada la Transacción.

Las condiciones consistentes en: (i) que los directorios/consejos de administración de ENDESA y de cada una de las empresas que conforman el CONSORCIO acepten y aprueben expresamente los términos de la Transacción y todos sus elementos de la esencia, de la naturaleza y los meramente accidentales; y (ii) que, además, ratifiquen expresamente todo lo actuado por los representantes de dichas sociedades que han actuado en su nombre y representación en la Transacción y sus elementos de la esencia, de la naturaleza y los meramente accidentales de la misma, deben cumplirse dentro del plazo que vence el 29 de enero de 2015, dado que en caso contrario la Transacción quedara ipso facto y de pleno derecho sin valor alguno al haber fallado las condiciones pactadas para su exigibilidad.

Se hace presente que los acuerdos precedentes de los directorios/consejos de administración, deben ser aprobados a su más plena conformidad por ENDESA, dentro del plazo de los 10 días hábiles siguientes a la fecha en que se reciban todos y cada uno de los documentos necesarios para pronunciarse al respecto. En caso de ser rechazado los poderes por parte de ENDESA, rechazo que debe ser fundado, el CONSORCIO se obliga a enmendar los reparos dentro del plazo de 10 días hábiles contado desde la fecha de la comunicación por escrito de ENDESA de los mismos. Si el CONSORCIO no subsana los reparos formulados a satisfacción de ENDESA, dentro del plazo señalado, la Transacción y todas sus autorizaciones dependientes quedarán ipso facto y de pleno derecho sin valor alguno al haber fallado la condición pactada para su exigibilidad.

3. Detalle de los conceptos y montos que se derivan en el reconocimiento de una mayor inversión, señalando los plazos de pago involucrados en dicha Transacción.

En este punto, cabe informar que ENDESA, sin que implique reconocimiento de responsabilidad alguna por ningún concepto y en carácter de concesión transaccional, se obliga a

pagar a: (i) Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile y Compañía Limitada, la suma única y total de US\$ 110.141.733,00, más IVA, por concepto de mayores costos incurridos por ella en el marco del alcance de las obras del Contrato para la ejecución de la construcción de la central; (ii) Tecnimont S.p.A., la suma única y total de US\$ 8.358.267,00 por el valor residual que le corresponde por la ejecución del scope work previsto para dicha sociedad en el Contrato; y (iii) Ingeniería y Construcción SES Chile Ltda., la suma única y total de US\$ 6.500.000,00, más IVA, por concepto de mayores costos incurridos por ella en el marco del alcance de las obras del Contrato para la ejecución de la construcción de la central. Las empresas Slovenské Energetické Strojárne a.s. y Tecnimont do Brasil Construcao e Administracao de Projetos Ltda. declaran expresamente y ENDESA reconoce, que no deben recibir ningún pago en relación con la Transacción y, por tanto, renuncian definitiva e irrevocablemente a ejercer cualquier acción, de cualquier índole, para reclamar el pago de cualquier cantidad que provenga del Contrato a cualquier título.

Los precitados pagos deberán ser efectuados dentro del plazo que vence el 6 de abril de 2015, en la medida que se cumplan debida y oportunamente las condiciones suspensivas y copulativas que se pactan en la Transacción.

4. Cualquier otro antecedente que se considere relevante para la adecuada comprensión y evaluación del Hecho Esencial.

En este punto, dado lo expuesto precedentemente, no existen otros antecedentes relevantes que informar.

> Con fecha 22 de abril de 2015, en cumplimiento de lo previsto en los artículos 9 y 10 inciso segundo de la Ley N° 18.045 sobre Mercado de Valores y de lo establecido en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó en carácter de hecho esencial, lo siguiente:

Endesa Chile ha tomado conocimiento de un hecho esencial difundido en el día de hoy por la sociedad italiana Enel SpA, sociedad matriz de Endesa Chile, mediante el cual Enel SpA se refiere a la conveniencia de que los Directores de Enersis S.A., Endesa Chile y Chilectra S.A. inicien el análisis de un eventual proceso de reorganización societaria destinado a la separación de los activos de generación de energía eléctrica desarrolladas en Chile de las desarrolladas en otros países de Latinoamérica.

Se adjunta al presente, copia del texto de dicho hecho esencial, tanto en su versión italiana como inglesa, a fin de que sea conocido por todos los accionistas de Endesa Chile. El Directorio de Endesa Chile deberá examinar la posible conveniencia al iniciar el estudio de dicha iniciativa en una próxima sesión de directorio. Endesa Chile informará oportunamente a la Superintendencia de Valores y Seguros, a todos sus accionistas y al mercado en general acerca de las decisiones que adopte en esta materia.

> Con fecha 28 de abril de 2015, de conformidad con lo establecido en los artículos 9º y 10º de la Ley N° 18.045 y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de hecho esencial, lo siguiente:

En Junta Ordinaria de Accionistas de Empresa Nacional de Electricidad S.A., celebrada el día de ayer, se eligió al nuevo directorio de la sociedad por un periodo de tres años a contar de la fecha de celebración de la misma.

El Directorio quedó conformado por las siguientes personas:

- Enrico Viale
- Ignacio Mateo Montoya
- Vittorio Vagliasindi
- Francesco Buresti
- Francesca Gostinelli
- Felipe Lamarca Claro
- Isabel Marshall Lagarrigue
- Enrique Cibié Bluth
- Jorge Atton Palma

En sesión ordinaria de directorio, celebrada con fecha 27 de abril del presente año, el directorio acordó designar como Presidente del Directorio y de la sociedad al señor Enrique Viale y como Vicepresidente al señor Ignacio Mateo Montoya.

En la misma sesión, se acordó designar como miembros del comité de directores a los señores Enrique Cibié Bluth, Jorge Atton Palma y Felipe Lamarca Claro; y como experto financiero del mismo a don Enrique Cibié Bluth.

> Con fecha 28 de abril de 2015, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 9º y 10º de la ley 18.045 y en la Norma de Carácter General N° 30, de la Superintendencia de Valores y Seguros , se informó con carácter de hecho

esencial, que en Junta Ordinaria de Accionistas de Empresa Nacional de Electricidad S.A., celebrada el día 27 de abril de 2015, se ha acordado distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el dividendo provisorio N° 57 de \$3,44046, por acción) y un dividendo adicional, que ascienden a un total de \$ 20,39541 por acción. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N° 57 ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N° 58 ascendente a \$ 16,95495 por acción.

- > Con fecha 28 de abril de 2015, de acuerdo con lo establecido en los artículos 9º e inciso segundo del artículo 10º de la Ley N° 18.045 sobre Mercado de Valores, y de lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó en carácter de hecho esencial, lo siguiente:

El Directorio de Enersis S.A. ("Enersis") ha comunicado a Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("Endesa Chile") que ha resuelto iniciar los trabajos de análisis de una reorganización societaria tendiente a la separación de las actividades de generación y distribución en Chile del resto de actividades desarrolladas fuera de Chile por Enersis y sus filiales Endesa Chile y Chilectra S.A. ("Chilectra") manteniendo la pertenencia al Grupo Enel.

Al respecto, el Directorio de Endesa Chile, en su sesión del día de hoy, ha acordado iniciar los estudios tendientes a analizar una posible reorganización societaria consistente en la división de Endesa Chile para la segregación de los negocios en Chile y fuera de Chile, y eventualmente una futura fusión de estos últimos en una sola sociedad.

El objetivo de esta reorganización es la generación de valor para todos sus accionistas.

Ninguna de estas operaciones requerirá el aporte de recursos financieros adicionales de parte de los accionistas.

El Directorio acuerda que esta posible reorganización societaria se estudiará teniendo en consideración tanto el interés social como el de todos los accionistas, con especial atención al interés de los accionistas minoritarios, y que de ser aprobada sería, en su caso, sometida a la aprobación de una junta extraordinaria de accionistas.

La Compañía mantendrá informado al mercado del avance de esta iniciativa.

- > Con fecha 18 de mayo de 2015, de conformidad con lo establecido en los artículos 9º y 10º de la Ley N° 18.045, y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

En reunión del Comité de Directores de Empresa Nacional de Electricidad S.A., celebrada el día 18 de mayo de 2015, eligió al nuevo Presidente del Comité a contar de la fecha de celebración de la misma, resultando electo al señor Enrique Cibié Bluth.

- > Con fecha 02 de julio de 2015, de acuerdo con lo establecido en los artículos 9 e inciso segundo del artículo 10 de la Ley N°18.045 sobre Mercado de Valores, y de lo previsto en la Norma de Carácter General N°30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó en carácter de hecho esencial, lo siguiente:

Que con fecha 01.07.15 la central Bocamina 2 ha quedado disponible para el despacho económico por parte del Centro de Operación del CDEC-SIC, después de un período de pruebas operacionales iniciadas la primera de semana de junio tras la obtención de las autorizaciones necesarias.

El inicio del funcionamiento del central ha sido el resultado de dos hechos:

1. La obtención de la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) N° 128, de 2 de abril de 2015, de la Comisión de Evaluación de la Región del Biobío, que aprueba el Proyecto "Optimización Central de Termoeléctrica Bocamina, Segunda Unidad".
2. La obtención del pronunciamiento favorable de la Superintendencia del Medio Ambiente para que la Central Termoeléctrica Bocamina, Segunda Unidad funcione con un sistema de medidas en medio marino, según lo ordenado por la Corte Suprema. Dicha Superintendencia se pronunció mediante la Res. Ex. N° 405, de 20 de mayo de 2015.

En cuanto a los efectos financieros que tuvo la paralización de la central, el margen operacional de la compañía se redujo en US\$370 millones desde diciembre 2013, monto que incluye los efectos financieros ya informados en el hecho esencial de fecha 4 de marzo de 2014.

- > Con fecha 21 de julio de 2015, de acuerdo con lo establecido en los artículos 9 e inciso segundo del artículo 10 de la Ley N°18.045 sobre Mercado de Valores, y de lo previsto en la Norma de Carácter General N°30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó en carácter de hecho esencial lo siguiente:

En relación con la operación de reorganización societaria descrita en los hechos esenciales de fecha 22 y 28 de abril de 2015. Con fecha 21 de julio de 2015, la compañía ha recibido de la Superintendencia de Valores y Seguros el oficio ordinario N°15452, que se describe a continuación:

Atendido el proceso de reorganización societario informado por Enersis S.A., que, en resumen, implica en una primera etapa la división de dicha sociedad, Empresa Nacional de Electricidad S.A. y Chilectra S.A. y luego una fusión por incorporación de algunas de las sociedades resultantes de tales divisiones, y lo informado e instruido por esta Superintendencia a Enersis S.A. mediante Oficio Ordinario W15.443 de 20.07.2015, el cual se adjunta, cumple con señalar lo siguiente:

1. Conforme se expuso en el oficio de los Antecedentes, este Servicio estima que el proceso de "reorganización societaria" que contiene diferentes etapas, debe ser analizado tanto en forma individual como considerado como una sola operación, ya que el objetivo que se pretende conseguir únicamente se logra en el entendido que se lleven a cabo todas y cada una de las etapas propuestas; esto es, las divisiones y fusiones que se realizarán no pueden ser examinadas cada una de ellas sólo como operaciones independientes y autónomas.
2. Asimismo, debe tenerse presente que todas las obligaciones que la legislación vigente establece a los directores, se fundan en el concepto de "interés social". En efecto, sobre el particular podemos mencionar diversas disposiciones con tenidas en la Ley de Sociedades Anónimas que establecen este principio, tales como el inciso tercero del artículo 39, sobre obligación de los directores de velar por los "intereses" de todos los accionistas y no sólo de aquellos que lo eligieron; el numeral 1 del artículo 42, en virtud del cual los directores no pueden realizar ninguna actuación que no tenga por fin el "interés social"; y el numeral 7 del artículo 42, que sanciona "cualquier acto" contrario al interés social.

3. En ese entendido, la ley ha establecido obligaciones específicas para los directores, dentro de las cuales se encuentran las de: i) informarse "plena y documentadamente de todo lo relacionado con la marcha de la empresa" (derecho-deber de informarse contenido en el inciso segundo del artículo 39 de Ley de Sociedades Anónimas); y ii) "emplear en el ejercicio de sus funciones el cuidado y diligencia que los hombres emplean ordinariamente en sus propios negocios" (diligencia debida consagrada en el artículo 41 de la Ley de Sociedades Anónimas). Ambos deberes, tanto el de información como el de cuidado y diligencia, implican observar lo dispuesto en el artículo 78 del Reglamento de Sociedades Anónimas.

4. En consideración a las responsabilidades y obligaciones legales aludidas en los números precedentes, el directorio de la sociedad de su gerencia debe contar con información suficiente, amplia y oportuna al momento de tomar sus decisiones respecto de la "reorganización societaria" en su conjunto, con sus diversas etapas, ya que las divisiones y fusiones no pueden ser analizadas como independientes ni autónomas. Dicha información debe fundamentar la propuesta que finalmente será llevada por el directorio a la junta de accionistas llamada a adoptar el acuerdo respectivo, considerando que dicha propuesta sea la más conveniente para el interés social.

Al respecto, los fundamentos de la propuesta que hará -en definitiva- el directorio, deberán contemplar, entre otras, los objetivos y beneficios esperados de la reorganización societaria, así como los términos y condiciones de ésta, las diversas consecuencias, implicancias o contingencias que pudieren traer aparejada dicha propuesta, incluyendo, por ejemplo, temas operacionales y tributarios, si correspondiere.

5. Dicha información deberá ser oportunamente puesta a disposición de los accionistas, atendido que las diversas etapas de la reorganización societaria serán aprobadas por las respectivas juntas de accionistas de cada una de las sociedades involucradas, de lo cual se deriva que quienes deben tomar la decisión deberán contar con todos los elementos necesarios para ello, uno de los cuales es el beneficio que la operación en su totalidad trae aparejada para el interés social.

En este contexto, y conforme con lo dispuesto en las letras a) y g) del artículo 40 del D.L. N°3.538 de 1980 y en el artículo 147 del Reglamento de Sociedades Anónimas, se hace necesario que la sociedad de su gerencia proporcione al público en general y a esta Superintendencia, tan pronto el directorio resuelva sobre la citada reorganización y con un mínimo de 15 días de anticipación a la fecha de celebración de la junta de accionistas que deberá pronunciarse sobre la división, los siguientes antecedentes:

- Información detallada acerca del objetivo y beneficios esperados de la división, así como los términos y condiciones de ésta;
- Informe que incluya las cuentas de activo, pasivo y patrimonio de la entidad que se divide, una columna de ajustes, en caso que proceda, y finalmente los saldos que representen a la continuadora y la nueva entidad, según corresponda; y
- Una descripción de los principales activos que se asigna y pasivos que se delega a la nueva entidad.

Asimismo, y en la misma oportunidad, en atención a lo dispuesto en las letras a) y g) del artículo 4º del D.L. N°3.538 de 1980 y en el inciso final del artículo 147 del Reglamento de Sociedades Anónimas, la sociedad de su gerencia deberá proporcionar al público en general y a esta Superintendencia, los siguientes antecedentes adicionales y preliminares referidos al proceso de fusión:

- Información detallada acerca del objetivo y beneficios esperados de la fusión;
 - Informe emitido por perito independiente sobre el valor estimativo de las entidades que se fusionan y las estimaciones de la relación de canje de las acciones correspondientes.
6. En consideración a la complejidad de la operación, esa administración podrá considerar otras medidas a objeto que los accionistas cuenten con mayores elementos para un adecuado análisis de esta operación, tales como, un pronunciamiento expreso por parte del comité de directores respecto de la ya citada reorganización societaria objeto de su consulta.

7. Finalmente, los peritos que intervengan en el proceso deben tener presente los deberes y responsabilidades que les corresponden conforme a la legislación vigen-

te, especialmente la responsabilidad establecida en el artículo 134 de la Ley de Sociedades Anónimas para los peritos.

8. En consecuencia, este Servicio instruye a la sociedad de su gerencia en la reorganización societaria –y especialmente a sus directores- en orden a tener presente lo expuesto precedentemente, lo que en ningún caso tiene por objeto establecer de manera exhaustiva todas las medidas que deberá implementar el directorio de esa sociedad y las demás sociedades involucradas, con el objeto de resguardar debidamente el interés social. Además, se le instruye que el presente oficio sea leído íntegramente en la próxima sesión de Directorio que se celebre, debiéndose dejar constancia de ello en el acta que se levante de dicha sesión.
9. Por último, se hace presente que, conforme con las atribuciones otorgadas en el D.L. N°3.538 de 1980, esta Superintendencia seguirá examinando y fiscalizando tanto lo del proceso de reorganización societaria descrito como la labor desempeñada por los directores, peritos y la administración de las entidades intervenientes sujetas a fiscalización.
- > Con fecha 27 de julio de 2015, de acuerdo con lo establecido en los artículos 9 e inciso segundo del artículo 10 de la Ley N°18.045 sobre Mercado de Valores, y de lo previsto en la Norma de Carácter General N°30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó en carácter de hecho esencial lo siguiente:

En relación con la iniciativa que fue informada por esta sociedad mediante Hecho Esencial de 22 de abril de 2015 y 28 de abril de 2015, y en cumplimiento de lo dispuesto en el Oficio Ordinario N° 15.452 de la Superintendencia de Valores y Seguros de 20 de julio de 2015, se informa que el Directorio Ordinario de Empresa Nacional de Electricidad S.A. (“Endesa”) ha resuelto, por unanimidad de sus miembros, que de aprobarse llevar a cabo la separación de las actividades de generación y distribución en Chile del resto de actividades desarrolladas fuera de Chile por el Grupo Enersis dicha reorganización se realizaría mediante las siguientes operaciones societarias:

1. Cada una de las sociedades Chilectra S.A. (“Chilectra”) y Empresa Nacional de Electricidad S.A. (“Endesa Chile”) se dividirían, surgiendo: (i) una nueva sociedad de la división de Chilectra (“Chilectra Américas”) a la que

se asignarían las participaciones societarias y otros activos que Chilectra tenga fuera de Chile, y los pasivos vinculados a ellos, y (ii) una nueva sociedad de la división de Endesa Chile (“Endesa Américas”) a la que se asignarían las participaciones societarias y otros activos que Endesa Chile tenga fuera de Chile, y los pasivos vinculados a ellos.

2. Enersis, a su vez dividiría, surgiendo de esta división una nueva sociedad (“Enersis Chile”) a la que se le asignarían las participaciones societarias y activos de Enersis en Chile, incluyendo las participaciones en cada una de Chilectra y Endesa Chile (tras las divisiones de estas sociedades descritas anteriormente) y los pasivos vinculados a ellos, permaneciendo en la sociedad escindida Enersis (que luego de la división se denominará para estos efectos “Enersis Américas”) las participaciones societarias de Enersis fuera de Chile, así como las que tenga en cada una de las nuevas sociedades Chilectra Américas y Endesa Américas creada como consecuencia de las divisiones de Chilectra y Endesa Chile anteriormente señaladas, y los pasivos vinculados a ellas.
3. Una vez materializadas las anteriores divisiones, Enersis Américas absorbería por fusión a Chilectra Américas y Endesa Américas, las cuales se disolverían sin liquidación, agrupándose de esta manera en la primera todas las participaciones internacionales del Grupo Enersis fuera de Chile. Esta fusión que involucra a dos sociedades de nueva creación (Endesa Américas y Chilectra Américas), se llevaría a cabo, tan pronto fuera legalmente posible conforme a lo previsto en la normativa de aplicación.

Las sociedades resultantes estarían radicadas en Chile y sus acciones cotizarían en los mismos mercados en que actualmente lo hacen las sociedades del grupo Enersis. Ninguna de las operaciones descritas requerirá aportación de recursos financieros adicionales por parte de los accionistas.

El esquema societario que el directorio acordó continuar analizando para dicha reorganización sería el que sigue:

La Gerencia de Endesa ha recibido mandato del Directorio de continuar con el desarrollo de la operación descrita con estricta observancia de lo dispuesto en el mencionado Oficio Ordinario N° 15.452, para que, en su caso, se

proponga a sus accionistas la realización de las actuaciones necesarias para llevar a cabo esta reorganización societaria. Se estima que la primera parte de la misma (referida a las divisiones de Enersis, Endesa Chile y Chilectra, anteriormente descritas) podría ser acordada por los correspondientes Directorios de las sociedades intervenientes en cuanto a determinar una propuesta que sería sometida a la aprobación de las respectivas juntas de accionistas dentro del último trimestre del año en curso y que la reorganización completa podría quedar concluida dentro del tercer trimestre del año 2016.

En este sentido, cabe señalar que la Superintendencia de Valores y Seguros ha confirmado mediante los Oficios Ordinarios N° 15.452 y N° 15.442, que una reorganización societaria de este tipo no constituiría una operación entre partes relacionadas de conformidad con las normas establecidas en el Título XVI de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas. No obstante, entre otros aspectos, ha señalado que entre la información que ha de ponerse a disposición de los accionistas que hayan de resolver sobre las divisiones referidas (primera parte de la reorganización societaria) deben incluirse informes emitidos por peritos independientes sobre el valor estimativo de las entidades que se fusionan y las estimaciones de la relación de canje correspondientes.

Igualmente, la Superintendencia de Valores y Seguros ha sugerido que, en atención a la complejidad de la operación, la administración de esta sociedad puede considerar otras medidas al objeto que los accionistas cuenten con mayores elementos para un adecuado análisis de esta operación. A tal efecto, el Directorio de Endesa ha resuelto proponer que el Comité de Directores se pronuncie expresamente sobre la reorganización societaria descrita.

Endesa continuará manteniendo informado al mercado del avance de esta propuesta.

- > Con fecha 13 de agosto de 2015, de acuerdo con lo establecido en los artículos 9 e inciso segundo del artículo 10 de la Ley N° 18.045 sobre Mercado de Valores, y de lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros informó en carácter de hecho esencial lo siguiente:

En relación con la Reorganización Societaria que fue informada por esta sociedad mediante Hechos Esenciales de 22 de abril de 2015, 28 de abril de 2015, 21 y 27 de

julio de 2015 se informa que el Comité de Directores de Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("ENDESA") en su sesión extraordinaria celebrada con fecha de hoy, ha resuelto por unanimidad de sus miembros, designar a la firma Asesorías Tyndall Limitada en calidad de Asesor Financiero del Comité de Directores con un encargo y alcance de trabajo equivalente al contemplado en la Ley sobre Sociedades Anónimas en su artículo 147, referido a evaluadores independientes y, adicionalmente para cumplir con los requerimientos de información y fundamentación de la operación en estudio en los términos recomendados por la Superintendencia de Valores y Seguros en su Oficio Ordinario N° 15.452 de fecha 20.07.2015.

- > Con fecha 15 de septiembre de 2015, en cumplimiento de lo previsto en los artículos 9 y 10 de la Ley N° 18.045 sobre Mercado de Valores y de lo establecido en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó en carácter de hecho esencial que, en relación con la iniciativa de Reorganización Societaria informada mediante Hechos Esenciales de 22 de abril, 28 de abril y 27 de julio de 2015 y que se encuentra en análisis y estudio por parte del Directorio de esta Sociedad, se comunica que el Directorio de Empresa Nacional de Electricidad S.A., en sesión extraordinaria celebrada con fecha de hoy, ha resuelto por la mayoría de sus miembros, con el voto en contra de los 4 Directores independientes, designar un perito independiente con el propósito de dar cumplimiento a lo dispuesto por la Superintendencia de Valores y Seguros en su Oficio Ordinario N° 15.452 de 20 de julio de 2015, para que emita un informe sobre un valor estimativo de las sociedades que eventualmente se fusionarían y las estimaciones de las relaciones de canje correspondientes, de llevarse a efecto de reordenación societaria en los términos descritos en el Hecho Esencial 27 de julio 2015. Como perito independiente ha sido designado el señor Colin Becker.
- > Con fecha 5 de noviembre de 2015, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9º y 10º, inciso segundo, de la Ley 18.045, sobre Mercado de Valores y lo previsto en la Norma de Carácter General N°30, de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de hecho esencial que, en sesión celebrada hoy, el Directorio de Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("Endesa Chile" o la "Compañía") por la mayoría de sus miembros, acordó que luego de terminado el estudio de los antecedentes, los informes y opiniones que posteriormente se relacio-

nan y atendidos los beneficios esperados de la reorganización societaria, los términos y condiciones de ésta así como sus consecuencias,

implicancias o contingencias, que la propuesta de reorganización societaria del Grupo Enersis (la "Reorganización"), sujeto a lo que más abajo se dice respecto de la relación de canje de referencia, sí contribuye al interés social y siendo así, se ha decidido convocar a los Sres. Directores de ENDESA a una sesión extraordinaria para el próximo lunes 9 de noviembre de 2015, al objeto que en la misma sesión se analice la conveniencia de convocar a Junta Extraordinaria de Accionistas al objeto que los accionistas tomen conocimiento de la Reorganización y en su caso aprueben la misma.

Los directores señores Cibie, Lamarca, Atton y señora Marshall concurren en este voto, en la medida que se incorporen las condiciones señaladas en el punto 5 del Informe del Comité de Directores de fecha 04.11.15.

Respecto de la relación de canje de referencia, no existe unanimidad entre los directores. Los directores señores Cibie, Lamarca, Atton y señora Marshall, estiman que el porcentaje que debiera corresponder a los accionistas minoritarios en el capital de la sociedad resultante de la fusión, Enersis Américas, debiera ser 16,7% como mínimo. Por su parte, los directores señores Viale, Mateo, Vagliansindi, Buresti y señora Gostinelli, estiman que el porcentaje que debiera corresponder a los accionistas minoritarios en el capital de la sociedad resultante de la fusión, Enersis Américas, debiera ser 15,5% como mínimo.

Atendida esta diferencia de opinión respecto del porcentaje que debiera corresponder a los accionistas minoritarios en el capital de la sociedad resultante de la fusión, se considera oportuno informar que el Directorio ha acordado por unanimidad entregar como antecedente la "ecuación de canje estimativa", de modo que el porcentaje que debiera corresponder a los accionistas de Endesa Chile en el capital de la sociedad resultante de la fusión, Enersis Américas, debiera estar dentro de un rango entre 15,5% y 16,7% (esto es: por cada acción de Endesa Américas, sus accionistas recibirán entre 2,75 (mínimo) y 3 (máximo) de acciones de Enersis Américas), y sin perjuicio que los informes que se refieren a dicha ecuación de canje referencial quedan a disposición de los accionistas de la Compañía y del mercado en general, como seguidamente se señala.

El Directorio considera oportuno poner a disposición de los señores accionistas a partir del día de hoy en el sitio Web de la sociedad: www.endesa.cl todos los antecedentes que se relacionan a continuación y que han servido de fundamento para deliberar sobre la Reorganización:

- (i) Estados Financieros Consolidados Auditados de Endesa Chile S.A. ("Endesa Chile") al 30 de septiembre de 2015, el cual será utilizado para la División.
- (ii) Informe del Directorio de Endesa Chile sobre la ausencia de modificaciones significativas a las cuentas de activo, pasivo o patrimonio que hayan tenido lugar con posterioridad a la fecha de referencia del respectivo balance de división.
- (iii) Descripción de los principales activos y pasivos que se asignan a la sociedad resultado de la división.
- (iv) Estados de situación financiera consolidadas proforma con informes de atestiguación de los auditores externos de Endesa Chile y de Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas") ambos al 1 de octubre de 2015 y que contemplan, entre otros, la distribución de las cuentas de activo, pasivo y patrimonio de ambas. La fecha de referencia del balance proforma será al día siguiente de la fecha de referencia del balance de división.
- (v) Informe del perito independiente designado por el Directorio de la Compañía, señor Colin Becker, incluyendo el valor estimativo de las entidades que se fusionarán y las estimaciones de relación de canje de las acciones correspondientes, en el contexto de la Operación.
- (vi) Informe de Asesorías Tyndall Limitada, asesor financiero designado por el Comité de Directores de la Compañía con sus conclusiones respecto de la Reorganización.
- (vii) Informe del Comité de Directores de la Compañía con sus conclusiones respecto de la Reorganización.
- (viii) Los objetivos y beneficios esperados de la Reorganización y así como sus consecuencias, implicancias o contingencias, tales como aquellas de carácter operacional o tributarias.
- (ix) Documento descriptivo de la Reorganización y de sus términos y condiciones.
- (x) La determinación de número de acciones de Endesa Américas S.A. que recibirán los accionistas de la Compañía.

- (xi) Acuerdo motivado del Directorio con la Propuesta del Directorio de la Compañía respecto de la Reorganización.
- (xii) El proyecto de Estatutos de la Compañía y de Endesa Américas S.A. después de la División.

> Con fecha 10 de noviembre de 2015, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9º y 10º, inciso segundo, de la Ley 18.045, sobre Mercado de Valores y lo previsto en la Norma de Carácter General N°30, de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de hecho esencial que, en sesión celebrada hoy, el Directorio de Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("Endesa Chile" o la "Compañía") acordó por mayoría convocar a Junta Extraordinaria de Accionistas para el día 18 de diciembre de 2015 a las 10:00 horas, la cual tendrá lugar en Espacio Riesco, ubicado en Av. El Salto 5000, Huechuraba, Santiago.

Las materias que se someterán al conocimiento y decisión de la Junta Extraordinaria de Accionistas son las siguientes:

1. Tomar conocimiento de la propuesta de reorganización societaria ("Reorganización") consistente en (i) la división de la Compañía ("División") con creación de Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas"); de Enersis S.A. ("Enersis") y de Chilectra S.A. ("Chilectra") de forma que queden separados, por un lado, los negocios de generación y distribución en Chile y, por otro, las actividades fuera de Chile y (ii) la ulterior fusión de las sociedades que sean propietarias de participaciones en negocios fuera de Chile.
2. Tomar conocimiento de los antecedentes que sirven de fundamento a la propuesta de Reorganización que fueran relevantes de conformidad con lo dispuesto en el Oficio Ordinario N°15.452 de 20 de julio 2015, los cuales fueron puestos a disposición de los accionistas a partir del pasado 5 de noviembre de 2015, y que consisten en:
 - (i) Estados Financieros Consolidados Auditados de Endesa Chile al 30 de septiembre de 2015, el cual será utilizado para la División.
 - (ii) Informe del Directorio de Endesa Chile sobre la ausencia de modificaciones significativas a las cuentas de activo, pasivo o patrimonio que hayan tenido lugar con posterioridad a la fecha de referencia del respectivo balance de división.

- (iii) Descripción de principales activos y pasivos que se asignan a la nueva sociedad resultante de la División.
- (iv) Estados de situación financiera consolidados proforma con informe de atestiguación de los auditores externos de Endesa Chile y de Endesa Américas S.A., ambos al 1º de octubre de 2015 y que contemplan, entre otros, la distribución de las cuentas de activo, pasivo y patrimonio de ambas.
- (v) Informe del perito independiente designado por el Directorio de la Compañía, señor Colin Becker, incluyendo el valor estimativo de las entidades que se fusionarán y las estimaciones de relación de canje de las acciones correspondientes, en el contexto de la Reorganización.
- (vi) Informe de Asesorías Tyndall Limitada, asesor financiero designado por el Comité de Directores de la Compañía con sus conclusiones respecto de la Reorganización.
- (vii) Informe del Comité de Directores de la Compañía con sus conclusiones respecto de la Reorganización.
- (viii) Documento descriptivo de la Reorganización y sus términos y condiciones.
- (ix) Los objetivos y beneficios esperados de la Reorganización así como sus consecuencias, implicancias o contingencias tales como aquellas de carácter operacional o tributaria.
- (x) La determinación de número de acciones de Endesa Américas S.A. que recibirán los accionistas de la Compañía.
- (xi) Acuerdo motivado del Directorio con la propuesta del Directorio de la Compañía respecto de la Reorganización.
- (xii) El proyecto de Estatutos de la Compañía y de Endesa Américas, después de la División.
3. Aprobar, conforme a los términos del Título IX de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas y el párrafo 1 del Título IX del Reglamento de Sociedades Anónimas, y sujeta a las condiciones suspensivas que se señalan en el numeral 4 siguiente, la propuesta de división de la Compañía en dos sociedades, surgiendo de esta división una nueva sociedad anónima abierta y regida por el Título XII del D.L. 3500, Endesa Américas, a la que se le asignarán las participaciones societarias y otros activos y pasivos asociados que Endesa Chile tenga fuera de Chile, e incorporándose en ella la totalidad de los accionistas de Endesa Chile en la misma proporción que les correspondía en el capital de Endesa Chile por un número de acciones que será igual al que tenían en la sociedad dividida (relación 1 a 1); permaneciendo en la sociedad dividida la totalidad del respectivo negocio que actualmente desarrolla en Chile, incluyendo la parte del patrimonio conformada por los activos, pasivos y autorizaciones administrativas en el país no asignados expresamente a Endesa Américas en la División.
4. Aprobar que la División de Endesa Chile que acuerde la Junta Extraordinaria de Accionistas estará sujeta a las condiciones suspensivas consistentes en que las actas de las juntas extraordinarias de accionistas en que se aprueben las divisiones de Enersis y Chilectra hayan sido debidamente reducidas a escritura pública, y sus respectivos extractos hayan sido inscritos y publicados debida y oportunamente en conformidad a la ley. Adicionalmente, y conforme el artículo 5º en relación con el artículo 148, ambos del Reglamento de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas, aprobar que la División tendrá efecto a partir del primer día calendario del mes siguiente a aquel en que se otorgue la Escritura de Cumplimiento de Condiciones de División de Endesa Chile que se señala en el numeral siguiente, sin perjuicio del cumplimiento oportuno de las formalidades de inscripción en el Registro de Comercio correspondiente y las publicaciones en el Diario Oficial del extracto de la reducción a escritura pública del acta de la junta extraordinaria de accionistas que apruebe la división de Enersis Chile y la creación de Endesa Américas.
5. Facultar al Directorio de Endesa Chile para otorgar los poderes necesarios para suscribir uno o más documentos que sean necesarios o convenientes para dar cuenta del cumplimiento de las condiciones suspensivas a que se encuentra sujeta la División, y dejar constancia de los bienes sujetos a registro que se asignan a Endesa Américas, y cualquier otra declaración que sea considerada necesaria para estos efectos, y especialmente para otorgar una escritura pública declarativa, a más tardar dentro de los 10 días corridos siguientes a la fecha en que se cumpla la última de las condiciones a las que esté sujeta la División, en la que dé por cumplidas las condiciones suspensivas a que se encuentra sujeta la División; dicha escritura pública será denominada la "Escritura de Cumplimiento de Condiciones de División de Endesa Chile", escritura

que deberá anotarse al margen de la inscripción social de Endesa Chile y de Endesa Américas al objeto de facilitar la verificación del cumplimiento de las condiciones a las que se encontraban sujetas la División.

6. Aprobar la disminución del capital de Endesa Chile producto de la División, y la distribución del patrimonio social entre la sociedad dividida y la sociedad creada.

7. Aprobar los nuevos estatutos de Endesa Chile que dan cuenta de la División y la consecuente disminución de capital, modificando al efecto los siguientes artículos:

- (i) Modificación de su artículo Quinto, dando cuenta de la disminución del capital de Endesa Chile producto de la División manteniéndose el mismo número y tipo de acciones;
- (ii) Modificación de su artículo Sexto, donde se corrige cita al reglamento de la ley;
- (iii) Creación de un nuevo artículo Quincuagésimo, para manifestar que la Sociedad continuará sujeta a la Resolución N° 667 de la Honorable Comisión Resolutiva, de fecha 30 de octubre de 2002, en el entendido que las restricciones no se aplicarán respecto de Endesa Américas;
- (iv) Reemplazo e inclusión de Disposiciones Transitorias que sean de aplicación como consecuencia de la división.
- (v) Otorgamiento de un texto refundido de los estatutos de Endesa Chile.

8. Elegir el directorio provvisorio de Endesa Américas y determinación de su remuneración.

9. Aprobar los estatutos de la nueva sociedad que se crea producto de la división, esto es, Endesa Américas, y que, en sus disposiciones permanentes difieren a los de Endesa Chile en las siguientes materias:

- (i) Artículo Primero, donde la razón social corresponderá a Endesa Américas S.A.;
- (ii) Artículo Sexto, donde se corrige cita al reglamento de la ley;
- (iii) Artículo Quinto sobre el capital social, donde Endesa Américas tendrá un capital ascendente a la suma de \$778.936.764.259.- dividido en 8.201.754.580 acciones nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal.
- (iv) No se incluye el artículo Cuadragésimo Segundo Bis por referirse a una norma derogada en la legislación aplicable;

(v) Artículo Quincuagésimo, donde se sujetta la Sociedad a la Resolución N° 667 de la Honorable Comisión Resolutiva, de fecha 30 de octubre de 2002, en el entendido que (i) las restricciones no se aplicarán respecto de Endesa Chile; y (ii) atendido a que son sociedades que no participarán de modo alguno en mercados relevantes ubicados en la República de Chile, la sociedad podrá fusionarse con Enersis Américas, la que también podrá fusionarse con Chilectra Américas.

(vi) Reemplazo e inclusión de Disposiciones Transitorias que sean de aplicación como consecuencia de la división.

10. Aprobar el número de acciones de Endesa Américas que recibirán los accionistas de Endesa Chile.

11. Dar a conocer a los accionistas los términos estimativos de una posible fusión por incorporación de Endesa Américas y Chilectra Américas en Enersis Américas.

12. Designar la empresa de auditoría externa para Endesa Américas.

13. Designar los Inspectores de Cuentas titulares y suplentes para Endesa Américas.

14. Dar cuenta a los accionistas sobre los acuerdos correspondientes a las operaciones con partes relacionadas a que se refiere el Título XVI de la Ley N° 18.046 sobre sociedades anónimas, celebradas durante el período transcurrido desde la última junta de accionistas.

15. Informar autorizaciones otorgadas a KPMG Auditores Consultores Ltda., para entregar documentos e informes relacionados con los servicios de auditoría externa que presta a Endesa Chile, a la Public Company Accounting Oversight Board (PCAOB) de los Estados Unidos de América.

16. Encomendar al Directorio de Endesa Américas, que una vez que la División surta efecto, y a la mayor brevedad posible, solicite la inscripción de la nueva sociedad y de sus respectivas acciones ante la SVS y la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América y en las bolsas de valores en las cuales se transen sus acciones.

17. Encomendar al Directorio de Endesa Américas que apruebe la estructura de poderes de dicha sociedad.

La Junta que se convoca deberá pronunciarse sobre todos los acuerdos que sean necesarios para llevar a cabo la División, en los términos y condiciones que en definitiva apruebe esa Junta, y también para otorgar los poderes que se estimen necesarios, especialmente aquellos para legalizar, materializar y llevar adelante los acuerdos de división y demás que adopte dicha Junta.

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), Santiago de Chile, a partir de esta fecha. Asimismo, aquéllos se encuentran a disposición de los señores accionistas en el sitio Web de la sociedad: www.endesa.cl.

Adicionalmente, el Directorio por la unanimidad de sus miembros acordó facultar a la Gerencia General de la Compañía para que, dentro de un plazo razonable, lleve a cabo una valoración sobre la viabilidad de ciertas medidas contenidas en el Informe del Comité de Directores y por accionistas, para determinar su compatibilidad con las disposiciones legales aplicables y con los términos y condiciones del proceso de reordenación societaria que han sido aprobados por el Directorio y dados a conocer al mercado y accionistas en general.

Los directores señores Cibie, Lamarca, Atton y señora Marshall, dejan constancia de su voto en contra de convocar, en esta oportunidad, a una Junta Extraordinaria de Accionistas con el objeto de que los accionistas conozcan y se pronuncien respecto de las materias indicadas, por la siguiente razón. Existiendo un pronunciamiento específico expreso por parte de la Superintendencia de Valores y Seguros respecto de si corresponde emplear en las operaciones de división y fusión que componen la "Reorganización Societaria" las normas sobre operaciones con partes relacionadas del Título XVI de la Ley sobre Sociedades Anónimas, que ha sido objeto de un recurso de reclamación ante la I. Corte de Apelaciones de Santiago, los directores antes individualizados consideran que, en forma previa a citar una junta que se pronuncie sobre esta operación, es prudente esperar a lo que sobre este punto resuelva la justicia.

- > Con fecha 11 de noviembre de 2015, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9º y 10º, inciso segundo, de la Ley 18.045, sobre Mercado de Valores y lo previsto en la Norma de Carácter General N°30, de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

Que, en relación al hecho esencial de la Compañía del día 05.11.15 relativo a la operación reorganización societaria, informamos que en el transcurso del día de hoy, estará a disposición de los señores accionistas en el sitio Web de la sociedad www.endesa.cl el documento "Valuation Materials Project Carter II - Presentation to the Board" del asesor financiero designado por el Directorio de la Compañía, Deutsche Bank.

- > Con fecha 24 de noviembre de 2015, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9º y 10º, inciso segundo, de la Ley 18.045, sobre Mercado de Valores y lo previsto en la Norma de Carácter General N°30, de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

Endesa Chile, a través de su accionista de referencia, esto es Enersis S.A. ("Enersis"), ha recibido para conocimiento y consideración la carta que en el día de hoy esta última ha recibido de su controlador (Enel S.p.A., "Enel"), la cual se acompaña como Anexo, y que se refiere a ciertos asuntos que afectan directamente a Endesa Chile en relación con el proceso de reorganización societaria del Enersis, Chilectra S.A. y Endesa Chile (la "Reorganización").

Que en relación con el Oficio SVS N°25.411 de fecha 18 de noviembre de 2015 (el "Oficio"), por el cual instruye al directorio de Endesa Chile a emitir pronunciamientos respecto a las materias indicadas en el punto 12, letras (a) a la (c) y poner en dichos pronunciamientos a disposición de los accionistas en la página web de la Compañía, podemos responder que el directorio por mayoría (con el voto en contra de los directores señora Marshall, señores Cibie, Atton y Lamarca) en su sesión extraordinaria N°1509 de fecha 24 de noviembre de 2015 ha adoptado los acuerdos que se indican a continuación:

Uno: Considerar los términos de la propuesta de Enel contenida en la carta fechada el 23 de noviembre 2015, en el sentido de que, en caso de resultar con éxito la reorganización en todas sus instancias o fases, Enel se compro-

mete a negociar o promover que alguna o algunas de sus filiales negocien con la filial de Enersis, Endesa Chile, un acuerdo que se refiera a la inversión conjunta en proyectos de producción de energía eléctrica de fuente renovable en Chile.

Dos: Anunciar en este momento y en la junta de accionistas citada para el próximo 18 de diciembre de 2015, que el directorio ha tomado conocimiento que es intención del accionista controlador proponer en la fecha en que se materialice la Junta de Accionistas de Endesa Américas llamada a pronunciarse sobre su fusión con Enersis Américas, una ecuación de canje consistente con los rangos votados por los directorios de las tres compañías de 2,8 acciones de Enersis Américas por cada acción de Endesa Américas y de 5 acciones de Enersis Américas por cada acción de Chilectra Américas, de conformidad

con los demás términos y condiciones contenidos en el "Documento Descriptivo de la Reorganización y sus Términos y Condiciones" (hecho público el pasado 5 de noviembre). Esta ecuación de canje equivaldría a una participación del 15,75% en la sociedad resultante, esto es Enersis Américas, para los accionistas minoritarios de Endesa Américas. En consecuencia y consistente con lo anunciado, el directorio ha tomado conocimiento que el accionista controlador adoptará cuantas actuaciones estén a su alcance, incluida la de votar a favor en la correspondiente junta de accionista, para hacer que la referida fusión prospere. En todo caso, todo lo anterior quedará sujeto a que no se hayan materializado hechos relevantes sobrevinientes anteriores a dicha junta de accionistas que afecten sustancialmente las relaciones de canje antes propuestas.

Tres: Considerar el anuncio del accionista controlador que, siempre que lleguen a ser efectivas las divisiones de Enersis, Endesa Chile y Chilectra a que se refiere la Reorganización, y salvo que se produjeran hechos sobrevinientes adversos significativos que lo desaconsejasen desde el punto de vista del interés social, es intención de Enersis (ya con la denominación Enersis Américas) presentar una oferta pública de adquisición de acciones ("OPA") emitidas por la futura sociedad Endesa Américas, cuando ésta exista, condicionada a la aprobación por parte de las juntas de accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas de la fusión antes referida, y que no se superen respecto de dichas sociedades los umbrales de ejercicio de derecho a retiro anunciados.

Dicha OPA será dirigida a la totalidad de las acciones y American Depository Receipts ("ADRs") emitidas por dicha sociedad que no sean propiedad de Enersis Américas. Dado que con posterioridad a las divisiones Enersis Américas se estima sea propietaria del 59.98% de las acciones de Endesa Américas, dicha OPA será por hasta el 40,02% del capital social de Endesa Américas y por un precio de 236 pesos chilenos por acción (o su equivalente en dólares estadounidenses a la fecha del pago en el caso de los ADRs), y sujeto a los demás términos y condiciones que serán oportunamente detallados al tiempo de formular dicha oferta.

Cuatro: Instruir al gerente general para que, en su momento, y hechos los análisis correspondientes, proponga al directorio y, en su caso, al comité de directores, se negocie de buena fe con Enersis los términos de un compromiso de compensación, en virtud del cual, y única y exclusivamente en el supuesto de que, por causas no imputables a Endesa Américas o Endesa Chile y distintas a causas de fuerza mayor, los acuerdos de fusión no se adopten antes del 31 de diciembre de 2017, los costos tributarios soportados por Endesa Chile como consecuencia de su división y debidamente acreditados, descontados aquellos beneficios o créditos tributarios que Endesa Américas y Endesa Chile obtengan como consecuencia de dicha división, serían compensados con los beneficios tributarios efectivamente obtenidos por Enersis.

Cinco: Acoger en su integridad los planteamientos expuestos en la sesión extraordinaria del día de hoy por el presidente del directorio y por su gerente general, y aprobar expresamente los pronunciamientos del directorio de Endesa Chile sobre los aspectos requeridos en el Oficio, esto es: (a) "Los riesgos, consecuencias, implicancias o contingencias que podría traer aparejado el proceso de Reorganización para los accionistas de Endesa Chile incluyendo al menos aquellos abordados en el informe del Comité de Directores"; (b) "Factibilidad de las condiciones a las que quedan supeditados los votos de los directores que tienen la calidad de independientes, señalando si son factibles o no de cumplirse y las consecuencias que para el interés social de Endesa Chile

tendría el no cumplimiento de tales condiciones"; y (c) "Información sobre la relación de canje y del porcentaje estimativo que debiesen alcanzar los accionistas minoritarios dentro del futuro proceso de fusión, a objeto que la

Reorganización efectivamente se realice conforme al interés social, que implica beneficios para todos los accionistas”.

Los accionistas podrán obtener copia íntegra de la carta de Enel, de la respuesta del directorio al Oficio Ordinario N° 25.411, de 18 de noviembre de 2015, de la Superintendencia de Valores y Seguros (la que se ingresará a primera hora del 25.11.15), con el Pronunciamiento, y de los demás documentos que explican y fundamentan las materias que se señalan anteriormente en el domicilio social, ubicado en Santa Rosa 76, Piso 15 (Gerencia de Inversiones), Santiago de Chile, a partir de esta fecha. Asimismo, se encuentran a disposición de los señores accionistas, a partir de esta fecha, en el sitio web de la sociedad: www.endesa.cl.

Adicionalmente, en esa misma sesión el directorio por la unanimidad de sus miembros acordó proponer a la junta de accionistas convocada para conocer sobre a la división de Endesa Chile, que en los estatutos de Endesa Américas S.A. se incluya una disposición transitoria que someta a dicha sociedad desde su entrada en vigencia, en forma anticipada y voluntaria, a las normas establecidas en el artículo 50 bis de la Ley sobre Sociedades Anónimas relativas a la elección de directores independientes y creación de comité de directores, y que en el punto 8 de la convocatoria a junta extraordinaria de

accionistas, referido a la elección del directorio provisorio de Endesa Américas, dicha elección se hará de conformidad con el artículo 50 bis antes citado.

> Con fecha 30 de noviembre de 2015, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 9º y 10º de la Ley 18.045 y en la Norma de Carácter General N° 30, de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de hecho esencial, que en reunión de directorio de Empresa Nacional de Electricidad S.A., celebrada el día 30 de noviembre de 2015, se ha acordado distribuir un dividendo provisional de \$3,55641 por acción, con cargo al resultado del ejercicio 2015, a pagarse a contar del 29 de enero de 2016. Dicho monto corresponde al 15% de las utilidades al 30 de septiembre de 2015.

> Con fecha 1 de diciembre, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 9º y 10º de la Ley 18.045 y en la Norma de Carácter General N° 30, de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de

hecho esencial complementario al hecho esencial informado por Empresa Nacional de Electricidad S.A. (“Endesa Chile”) el pasado 24 de noviembre de 2015 con lo siguiente:

1. Que con esta fecha Endesa Chile ha respondido a la Superintendencia de Valores y Seguros el Oficio Ordinario N°26428 de fecha 27.11.15 relativo al proceso de reorganización societaria del Grupo Enersis.

2. La anterior respuesta, adjunta al presente hecho esencial es complementario del hecho esencial emitido por Endesa Chile el pasado 24.11.15.

3. Asimismo se pone a disposición de los accionistas y público en general, en la página web de la Compañía..

> Con fecha 1 de diciembre de 2015, en cumplimiento de lo previsto en los artículos 9 y 10 de la Ley N°18.045 sobre Mercado de Valores y de lo establecido en la Norma de Carácter General N°30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó en carácter de hecho esencial que con fecha de ayer el Consejo de Administración de Bolsas y Mercados Españoles, Sistemas de Negociación, S.A., en uso de las facultades que le confiere el Reglamento del Mercado de Valores Latinoamericanos (“Latibex”), y en atención a la solicitud efectuada por Endesa Chile, ha acordado la suspensión de la contratación de acciones de Endesa Chile a partir del 1 de diciembre de 2015 y ha resuelto excluir de negociación del Latibex las acciones emitidas por dicha Compañía, con efecto a partir del día 4 de diciembre de 2015.

Lo señalado implica que Endesa Chile, a partir de la fecha antes señalada se deslista del Latibex y que sus acciones no serán transadas en lo sucesivo en dicha bolsa de valores.

> Con fecha 9 de diciembre de 2015, se informó con carácter de hecho esencial, lo siguiente:

Ref.: (i) Oficio Ordinario SVS N° 26428, de fecha 27 de Noviembre de 2015, y (ii) Oficio Ordinario SVS N° 26625, de fecha 1 de Diciembre de 2015 (los “Oficios”).

En relación a las respuestas a los Oficios de la referencia, entregadas los días 1 y 2 de Diciembre de 2015, respectivamente, a la Superintendencia de su Dirección (la “SVS”) y comunicada en su oportunidad como hecho esencial al

Oficio (i) de la referencia y como responde Oficio al Oficio (ii) de la referencia, (las "Respuestas Endesa"), señalamos que el día de hoy ha sesionado el Directorio de la Compañía ("Endesa Chile"), el cual por la mayoría de sus miembros ha aprobado en todas sus partes las Respuestas Endesa y con el voto en contra de los directores señora Marshall y señores Atton, Cibié y Lamarca.

Los directores señora Isabel Marshall, y directores señores Enrique Cibié, Felipe Lamarca y Jorge Atton, han fundamentado su voto en contra, manifestando en relación a la respuesta a los Oficios de la referencia, lo siguiente:

Respecto al punto 1 del Oficio

En relación con la respuesta dada por la administración al punto 1(i) del Oficio 26.428 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 27 de noviembre de 2015, en adelante el "Oficio", relativo a si los compromisos asumidos por Enel mediante carta de fecha 23 de noviembre de 2015 tienen un carácter vinculante y serían plenamente exigibles en caso de incumplimiento, los suscritos estiman que la administración adhiere a la opinión de los abogados de Enel. Lo razonable habría sido que la administración consultara asesores legales independientes. En todo caso, para los suscritos más relevante que si esas declaraciones son o no exigibles, es el contenido de dichas declaraciones, según se explica respecto del punto 1(ii).

En relación a la respuesta dada por la administración al punto 1(ii) del Oficio, los suscritos reiteran lo señalado en la sesión de directorio de fecha 24 de noviembre de 2015, en el sentido que, la propuesta de Enel presenta varios problemas. Primero, sujeta el acuerdo a que resulte con éxito la reorganización en "todas sus instancias o fases", esto es, no aplicaría si la fusión no se materializa. Segundo, constituye una simple promesa de "negociar" o "promover que alguna o algunas de sus filiales negocien" con Endesa Chile. Es decir, no existe un compromiso de suscribir un acuerdo determinado sino simplemente a negociar, pudiendo las negociaciones extenderse indefinidamente en el tiempo, nunca concretarse o sujetarse a condiciones gravosas para Endesa Chile. Tercero, limita la participación de Endesa Chile en los distintos proyectos hasta un máximo de 40%. Cuarto, establece que Enel adquirirá los proyectos renovables de Endesa Chile a "valor de proyecto", dejando abierto el precio al cual Endesa Chile, por su parte, deberá adquirir su participación en los activos y proyectos de Enel.

La respuesta dada por la administración no se refiere explícitamente a ninguno de estos puntos. Por tanto, los suscritos reiteran lo señalado en el informe del Comité de Directores de Endesa y en la sesión de directorio de fecha 5 de noviembre, en el sentido que, primero, se debe regular satisfactoriamente hacia el futuro, a través de obligaciones fácilmente monitoreables y exigibles, el conflicto de interés, respecto de Endesa Chile, que representan las actividades de Enel Green Power en el país, y segundo, que Endesa Chile debe ser el principal vehículo de crecimiento en generación. En opinión de los suscritos, por las razones indicadas, la propuesta de Enel, independiente de si es exigible jurídicamente según sus términos, no satisface adecuadamente estas exigencias.

En opinión de estos directores, respecto a este punto la forma de salvaguardar los intereses de Endesa en el futuro es que dicha relación sea en Chile una fusión de activos de Endesa con Enel Green Power o su continuadora.

Respecto al punto 2 del Oficio

En relación con la respuesta dada por la administración al punto 2 del Oficio, relativo a si la intención manifestada por Enersis de lanzar una OPA por la totalidad de las acciones y ADRs de la futura Endesa Américas sería exigible a Enersis, los suscritos estiman que la administración emite una opinión jurídica sin invocar la opinión de algún experto independiente que lo justifique. En opinión de los directores antes mencionados es que lo razonable habría sido consultar asesores legales independientes. En todo caso, para los suscritos más relevante que si esta intención sería o no exigible es si dicha OPA, en los términos que ha sido planteada, es o no apta para resolver el problema de fondo.

Si bien en la sesión de directorio de fecha 24 de noviembre de 2015 los suscritos señalamos que la OPA anunciada sería "conceptualmente" beneficiosa en cuanto mitigaría el riesgo relativo a incertidumbre sobre el precio de ejercicio del derecho a retiro, en los términos en que fue planteada la OPA por Enersis presenta dos problemas.

Primero, tal como lo dijimos el día 24.11.15, el precio de 236 pesos chilenos por acción es insuficiente. En efecto, al dar cuenta de la OPA de Enersis: "Según se ha informado por Enersis, dicho precio ha sido calculado sobre la base del precio de mercado medio de los últimos tres meses de Endesa Chile ponderado por el peso relativo de Américas estimado por Tyndall, asesor del comité de directores de

Endesa Chile (c. 28%)". Consultado el informe de Tyndall con posterioridad a la sesión de directorio del 24 de noviembre, constatamos que la ponderación implícita atribuida por Tyndall para la futura Endesa Américas fue 35% y no 28%, con lo cual, si se utiliza la valorización relativa de Tyndall como criterio, el precio de la OPA debiera ser cercano a 295 pesos chilenos por acción. Este nivel de precio, por lo demás, coincidiría con las indicaciones de precio que han dado analistas de mercado con posterioridad al anuncio de Enersis, confirmando que la propuesta de Enersis es baja.

Segundo, como se advirtió en la sesión de directorio de fecha 24 de noviembre, la OPA solo procedería en el evento que se apruebe la fusión por las juntas de accionistas de Endesa Américas, Enersis Américas y Chilectra Américas y, por tanto, no otorga protección si la fusión no se realiza, en cuyo caso la acción de Endesa Américas sería muy poco atractiva, ya que se trataría de una colección de participaciones sin identidad de negocios ni estructura organizacional propias. Respecto de este riesgo, no se ha planteado medida de mitigación alguna.

Respecto al punto 3 del Oficio

En relación con la respuesta dada por la administración al punto 3 del Oficio, relativo a (ii) cual sería la contraprestación a la que Endesa Chile se obligaría en el compromiso de compensación y (ii) la figura jurídica que se utilizaría para materializar este compromiso, nos parece que la respuesta dada por la administración debiera limitarse a lo indicado en el primer párrafo, cual es, que estos aspectos únicamente po-

drán detallarse en el momento en que dicha negociación tenga lugar, a lo que agregaríamos, "sujeto a su estudio con expertos independientes".

Si bien la Superintendencia no lo pregunta directamente, como sí lo hace con respecto a los primeros dos puntos, en el caso del tercer punto también cabe preguntarse sobre la exigibilidad de la propuesta de compensación del gasto tributario en que incurra Endesa Chile debido a la división que propone la reorganización y que sería compensado por Enersis. Esta compensación se condiciona a la aprobación de la fusión por parte de Endesa Américas, independiente de los términos de la misma, y a la obtención de beneficios tributarios por parte de Enersis, con los que se compensaría el costo de Endesa, con lo cual queda abierto un potencial perjuicio tributario para Endesa, lo cual iría en contra del interés social de la empresa.

El Directorio, por la unanimidad, ha resuelto colocar a disposición de todos los accionistas y del mercado en general dos opiniones jurídicas sobre el carácter vinculante de los compromisos que Enel S.p.A. ha formulado, los cuales han sido objeto de sendos hechos esenciales. En efecto, tanto el Secretario del Consejo de Enel S.p.A., Sr. Claudio Sartorelli, así como uno de los principales estudios jurídicos de la República de Italia, Chiomenti

Studio Legale, representado por su socio, el jurista Michele Carpinelli, han señalado el carácter vinculante bajo el Derecho Italiano de los mencionados compromisos de Enel en los términos en los cuales están escritos.

A tal efecto, a continuación se reproduce la carta remitida por el Secretario de Enel S.p.A.:

DECLARACIÓN

Yo, el abajo firmante, Claudio Sancetelli, en mi condición de Secretario del Consejo de Administración de Enel S.p.A. con domicilio en Roma, Viale Regina Margherita 137

certifico:

que consta de la presente que:

- de conformidad con la decisión adoptada por el Consejo de Administración de Enel S.p.A. en su sesión celebrada el día 17 de noviembre de 2015, en relación con la operación de reorganización societaria de Enersis y de sus sociedades controladas en Sudamérica;

- de conformidad con el poder que dicho Consejo de Administración, en el ámbito de dicha decisión, ha delegado a favor de la Presidente Doña María Patricia Griseo para suscribir las declaraciones relativas a los compromisos asumidos por Enel para la realización de dicha reorganización, incluyendo expresamente la delegación de dicha facultad;

- de acuerdo con la delegación confiada por la Presidente de Enel Doña María Patricia Griseo con fecha 23 de noviembre de 2015 (con base en la mencionada decisión) a favor de Don Giulio Farò para suscribir las mencionadas declaraciones.

Don Giulio Farò se encuentra plenamente investido de facultades para suscribir las declaraciones suscitadas con fecha 23 de noviembre de 2015 y 25 de noviembre de 2015 al Presidente de Enersis S.A., Don Francisco de Bruijn Achá Rengifo, en relación con los compromisos asumidos por Enel en el ámbito de la mencionada reorganización.

En fe de todo lo anterior:

Claudio Sancetelli

Roma, 26 de noviembre de 2015

Asimismo, a continuación, se reproduce el contenido de la opinión legal del jurista Sr. Carpinelli, traducida a la lengua española:

Estimados señores,

He examinado:

- *El texto del acuerdo adoptado por el Directorio de Enel S.p.A. en su sesión del día 17 de Noviembre de 2015; en particular, el contenido de las obligaciones asumidas por Enel S.p.A. en relación con la reordenación de Enersis, conjuntamente con las implicaciones de estas obligaciones en beneficio de los accionistas minoritarios de las compañías que participan en la operación de reordenación;*
- *El contenido del acuerdo adoptado en la mencionada sesión del Directorio de Enel S.p.A. en la que se autoriza expresamente la asunción por parte de Enel S.p.A. y por parte de Enersis, en lo que le compete, de las obligaciones y además el contenido del acuerdo para empoderar al Presidente de Enel S.p.A., con expreso poder de subdelegación, a la suscripción de la declaración sobre las referidas obligaciones;*
- *La declaración del Abogado Claudio Sartorelli, en calidad de Secretario del Directorio de Enel S.p.A, lo dispuesto por parte del Presidente de Enel S.p.A el día 23 de Noviembre de 2015 a través del cual el Presidente, sobre la base de los poderes de subdelegación otorgados a través del acuerdo en cuestión (y en particular sobre la base de la expressa facultad de subdelegación otorgada al mismo Presidente) ha conferido, en conformidad con las normas legales italianas, un mandato específico con representación al Abogado Julio Fazio para la suscripción en nombre y por cuenta de Enel S.p.A. de las declaraciones sobre las referidas obligaciones;*
- *Las comunicaciones enviadas por parte del Abogado Giulio Fazio y dirigidas al Abogado Borja Acha Besga.*

Sobre la base de todo lo anterior, expreso mi opinión legal que las obligaciones asumidas por parte de Enel S.p.A. son válidas, eficaces y vinculantes, habiendo sido objeto de específica y analítica autorización por parte del Directorio de Enel S.p.A.

Además, expreso la opinión legal que los actos suscriptos por parte del Abogado Giulio Fazio sobre la base de los poderes específicamente otorgados al mismo por parte del Presidente de Enel S.p.A. (a su vez sobre la base de los poderes otorgados al mismo por parte del Directorio de Enel S.p.A.) son válidos y eficaces reproduciendo las antes mencionadas obligaciones de Enel S.p.A., como ya dicho, válidas, eficaces y vinculantes para Enel S.p.A.

En Fe.

Abogado Michele Carpinelli
Chiomenti Studio Legale

Asimismo, el Directorio, por la unanimidad, ha acordado advertir que según el hecho esencial de Enersis S.A. de fecha 02.12.15, el autor de los compromisos citados es Enel S.p.A. y no Enersis S.A., no correspondiéndole al Directorio de esta última modificar o ampliar el contenido de dichos compromisos.

- > Con fecha 18 de diciembre de 2015, 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 la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de hecho esencial que, con fecha de hoy se celebró la Junta Extraordinaria de Accionistas de Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("Endesa Chile" o la "Compañía").

En la referida junta, los accionistas de Endesa Chile tomaron conocimiento de la propuesta de reorganización societaria del Grupo Enersis (la "Reorganización") consistente en (a) la división de Enersis S.A. ("Enersis") y sus filiales Endesa Chile y Chilectra S.A. ("Chilectra"), y (b) la ulterior fusión de las sociedades que sean propietarias de participaciones sociales en negocios fuera de Chile. Asimismo, tomaron conocimiento de los antecedentes que sirven de fundamento a la Reorganización y de los términos estimativos de esa posible fusión.

Luego de lo anterior, la junta de accionistas, con el quórum legal requerido, resolvió aprobar la división de Endesa Chile en dos sociedades (la "División"), surgiendo de esta División la nueva sociedad anónima abierta Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas"), regida por el Título XII del D.L. 3500, a la que se le asignaron las participaciones societarias y otros activos y pasivos asociados de Endesa Chile fuera de Chile, e incorporándose en ella la totalidad de los accionistas de Endesa Chile en la misma proporción que les corresponde en el capital de Endesa Chile por un número de acciones igual al que tenían en la sociedad dividida (relación 1 a 1); permaneciendo en la sociedad dividida Endesa Chile la totalidad del respectivo negocio que actualmente desarrolla en Chile, incluyendo la parte del patrimonio conformada por los activos, pasivos y autorizaciones administrativas en Chile no asignados expresamente a Endesa Américas en la División.

La División se encuentra sujeta a las condiciones suspensivas consistentes en que las actas de las juntas extraordinarias de accionistas en que se aprueben las divisiones de Enersis y Chilectra hayan sido debidamente reducidas

a escritura pública y sus respectivos extractos hayan sido inscritos y publicados debida y oportunamente en conformidad a la ley. Adicionalmente, se aprobó que la División tendrá efecto a partir del primer día calendario del mes siguiente a aquel en que se otorgue una escritura pública de cumplimiento de condiciones de la División, sin perjuicio del cumplimiento oportuno de las formalidades de inscripción en el Registro de Comercio correspondiente y las publicaciones en el Diario Oficial del extracto de la reducción a escritura pública del acta de la junta extraordinaria de accionistas que aprobó la División.

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

Por su parte, se aprobaron los estatutos de Endesa Américas, la que desde su entrada en vigencia se someterá en forma anticipada y voluntariamente a las normas establecidas en el artículo 50 Bis de la Ley de Sociedades Anónimas relativas a la elección de directores independientes y creación de Comité de Directores. En concordancia con ello, se eligió el directorio provisorio de Endesa Américas de conformidad con el referido Artículo 50 Bis y se determinó su remuneración, resultando elegidos como directores independientes a la señora María Loreto Silva Rojas y los señores Eduardo Novoa Castellón y Hernán Cheyre Valenzuela, y como directores no independientes a los señores Enrico Viale, Ignacio Mateo Montoya, señora Francesca Gostinelli, señores Francesco Buresti, Vittorio Vagliasindi y Mauro Di Carlo; dejándose constancia para estos efectos de la votación del controlador de Endesa Chile, de sus miembros y de sus personas relacionadas.

Los accionistas acordaron designar como empresa de auditoría externa para Endesa Américas a KPMG Auditores

Consultores Limitada; y como Inspectores de Cuentas para Endesa Américas a los señores Rolf Heller Ihle y Manuel Oneto Faure, como titulares, y a la señora Marcela Araya Nogara y señor Ignacio Rodriguez Llona, como suplentes.

Finalmente, se acordó que Endesa Chile continuará, y Endesa Américas quedará, sujeta a la Resolución N° 667 de la Honorable Comisión Resolutiva, de fecha 30 de octubre de 2002.

- > Con fecha 31 de diciembre de 2015, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9º y 10º, inciso segundo, de la Ley 18.045, sobre Mercado de Valores y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30, de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de hecho esencial:
 - 1) Desde el día 17.12.15, un grupo de tres personas realizan la ocupación ilegal de la primera torre de alta tensión que soporta los circuitos de 154 kV y 220 kV, de propiedad de Transelec S.A. que sirve a la central Bocamina propiedad de esta sociedad.
 - 2) Las personas arriba de la torre no solo ponen en riesgo su vida, sino que además afectan al sistema eléctrico en general, toda vez que por dicha situación, Transelec S.A. ha procedido, en diversas oportunidades y por distintos periodos de tiempo, a abrir (desconexión) los circuitos indicados, impidiendo de esta forma evacuar la energía de las centrales Bocamina 1 y 2.
 - 3) La Ilma. Corte de Apelaciones de Concepción, en el recurso de protección Rol N° 10162-2015, con fecha 30.12.15, comunicó y ordenó a Transelec S.A. "... proceda a la brevedad a cortar la transmisión de energía eléctrica de la torre en que se encuentran las personas a que se refiere el recurso...", lo cual impide el transporte de la energía que produce el Complejo Termoeléctrico de Bocamina al Sistema Interconectado Central, mediante el uso las líneas 220 kV Bocamina-Lagunillas y 154 kV Bocamina-Lagunillas;
 - 4) Endesa Chile ha adoptado las medidas legales que considera adecuadas en defensa de sus intereses. Pese a tales acciones legales, no ha sido posible obtener el amparo legal necesario para el desalojo de tales personas desde la Torre en cuestión.

- 5) Hemos comunicado al CDEC-SIC la desconexión indefinida de las líneas de 220 kV y 154 kV, informada a Endesa por Transelec, debido a la disposición judicial indicada, por lo que las unidades Bocamina I y II, se encuentran imposibilitadas de aportar su energía al sistema.

La operación del complejo termoeléctrico Bocamina se encuentra debidamente autorizado por la autoridad competente, con su licencia ambiental y los respectivos permisos sectoriales y constituye un activo importante para el Sistema Interconectado Central, toda vez que suple los menores recursos hídricos y estabiliza los precios en el mercado spot.

Los efectos financieros que traerá aparejada el corte de la transmisión de energía eléctrica de la Central Térmica Bocamina dependerán del tiempo en que se prolongue dicho corte y la magnitud de estos están siendo evaluados actualmente por la compañía.

PEHUENCHE

Proposición Dividendo Definitivo

Con fecha 4 de marzo de 2015, la Sociedad informó que el Directorio en su sesión celebrada el día 27 de febrero, acordó de conformidad con la actual Política de Dividendos, proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas, a celebrarse dentro del primer cuatrimestre del presente año, el pago del saldo del dividendo definitivo, por un monto de \$67,720076 por acción.

Con esta proposición se estaría distribuyendo el 100% de la utilidad líquida del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014, con lo cual se da pleno cumplimiento a la Política de Dividendos informada por el Directorio a la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 11 de abril de 2014.

Dividendo Definitivo

Con fecha 14 de abril de 2015, la Sociedad informó, que la Junta Ordinaria de Accionistas de la Compañía celebrada con fecha 13 de abril de 2015, aprobó el reparto del saldo de dividendo definitivo, por un monto de \$67,720076 por acción, con cargo a la utilidad del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014. Dicho saldo de dividendo se pagó a partir del día 29 de abril a los accionistas de la Compañía inscritos en el Registro de Accionistas el quinto día hábil anterior a la fecha establecida para el pago.

La publicación del aviso se efectuó el 16 de abril en el diario El Mercurio de Santiago.

Renuncia Gerente General

En sesión Ordinaria de Directorio de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., celebrada el día 25 de junio de 2015, se aceptó la renuncia del gerente general de la empresa, el señor Lucio Castro Márquez, designándose en su reemplazo al señor Carlo Carvallo Artigas.

Primer Dividendo Provisorio

Con fecha 25 de junio, se reunió el Directorio de Pehuenche y aprobó el reparto de un primer dividendo provisorio, correspondiente al ejercicio 2015, por un monto de \$34,88 por acción. Dicho dividendo, se pagó el día 24 de julio de 2015 a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas a la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha señalada.

La publicación del aviso correspondiente se efectuó el día 10 de julio en el diario El Mercurio de Santiago.

Segundo Dividendo Provisorio

Con fecha 30 de septiembre, se reunió el Directorio de Pehuenche y aprobó el reparto de un segundo dividendo provvisorio, correspondiente al ejercicio 2015, por un monto de \$39,85 por acción. Dicho dividendo, se pagó el día 30 de octubre de 2015 a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas a la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha señalada.

La publicación del aviso correspondiente se efectuó el día 16 de octubre en el diario El Mercurio de Santiago.

Citación a Junta Extraordinaria de Accionistas

El Directorio de la Compañía, en su sesión celebrada el día 30 de septiembre del año en curso, acordó citar a Junta Extraordinaria de Accionistas a celebrarse el día 10 de noviembre de 2015, a las 11:00 horas, en el Salón Auditórium del Edificio Endesa, ubicado en calle Santa Rosa N° 76, entepiso, comuna y ciudad de Santiago, para conocer y pronunciarse sobre la disminución del actual capital de la sociedad hasta por la suma de US\$35 millones, en su equivalente en pesos moneda nacional de curso legal, según el valor del dólar observado el día de celebración de la Junta.

Se hace presente que conforme a los análisis realizados por la sociedad, se ha concluido que la reducción que se propone hasta por US\$35 millones no producirá efectos negativos en su operación y que desde el punto de vista tributario, dicha reducción se trataría fiscalmente como una distribución de utilidades tributarias, debido a que la Ley de la Renta obliga a que, ante una disminución de capital, se distribuyan las utilidades tributarias acumuladas (FUT) que puedan existir a la fecha de la disminución.

Junta Extraordinaria de Accionistas

En Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada el día 10 de noviembre de 2015, se aprobó por unanimidad la disminución del actual capital estatutario de \$200.319.020.733, sin variar la cantidad de acciones en que se encuentra dividido, en la suma de \$24.544.100.000, correspondiendo, como consecuencia de lo anterior, un reparto de capital de \$40,063781 por acción, la que tendrá lugar en el primer trimestre de 2016, después de cumplidas las respectivas formalidades legales. Asimismo, dicha Junta aprobó por unanimidad la modificación del artículo 5º permanente de los estatutos sociales; y la incorporación de un artículo transitorio a ellos, a fin de reflejar en ambas disposiciones estatutarias la referida disminución de capital.

Tercer Dividendo Provisorio y Reparto de Capital

El Directorio de la Compañía, en su sesión celebrada el día 22 de diciembre de 2015, aprobó el reparto de un tercer dividendo provvisorio correspondiente al ejercicio 2015, por un monto de \$47,84 por acción. Dicho dividendo, se pagó el día 22 de enero de 2016 a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas a la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha señalada.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., celebrada el día 10 de noviembre de 2015, se aprobó la disminución del capital de la Compañía y por consiguientemente un reparto de capital de un monto de \$40,063781 por acción. Dicho reparto se pagó a partir del día 22 de enero de 2016 a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas a la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha señalada.

La publicación de los avisos correspondientes de efectuó el día 8 de enero de 2016 en el diario El Mercurio de Santiago.



Identificación de las Compañías Filiales y Coligadas





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\$)

232.659.757

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
Otacilo de Souza Junior
Principales ejecutivos
Marcelo Llénenes Rebolledo
Director Presidente
José Alves de Mello Franco
Bruno Golebiovsky
Carlos Ewandro Naegele Moreira
Claudio Manuel Rivera Moya
Déborah Meirelles Rosa Brasil
Teobaldo Jose Cavalcante Leal
Janaina Savino Vilella Carro
Claudio César Weyne da Cunha

Relaciones comerciales con Endesa

Chile La sociedad no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

AYSÉN ENERGÍA

Razón Social

Aysén Energía S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad anónima cerrada.

Rut

76.091.595-5

Dirección

Miraflores 383, oficina 1302, Santiago, Chile.

Objeto Social

Cumplir lo ordenado por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia en resuelvo primero de la Resolución N° 30 de 26 mayo 2009; dar cumplimiento al compromiso asumido por HidroAysén S.A. con la comunidad de la XI Región de Aysén, 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 y transmisión energía eléctrica (proyecto).

Capital suscrito y pagado (M\$)

4.900

Directores Titulares

Carlo Carvallo Artigas
Ignacio Quiñones Sotomayor
Juan Eduardo Vasquez Moya
Luis Felipe Gazitúa Achondo
Bernardo Larraín Matte
Ramiro Alfonsín Balza

Directores Suplentes

Claudio Helfmann Soto
Eduardo Lauer Rodríguez
Bernardo Canales Fuenzalida
Sebastián Moraga Zúñiga
Rodrigo Pérez Stiepovic
Rodrigo Paredes Barría
Principales ejecutivos
Camilo Charme Ackerman
Gerente General

Relaciones Comerciales con Endesa

Chile

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

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, oficina 1302, Santiago, Chile.

Objeto Social

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. Para 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.

Capital suscrito y pagado (M\$)

22.368

Directores Titulares

Carlo Carvallo Artigas
Ignacio Quiñones Sotomayor
Juan Eduardo Vasquez Moya
Luis Felipe Gazitúa Achondo

Bernardo Larraín Matte
Ramiro Alfonsín Balza

Directores Suplentes

Claudio Helfmann Soto
Eduardo Lauer Rodríguez
Bernardo Canales Fuenzalida
Sebastián Moraga Zúñiga
Rodrigo Pérez Stiepovic
Rodrigo Paredes Barría
Principales ejecutivos
Camilo Charme Ackerman
Gerente General

Relaciones Comerciales con Endesa

Chile

La empresa no tiene Relaciones Comerciales con Endesa Chile.

CELT

Razón Social

Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad anónima cerrada.

Rut

96.770.940-9

Dirección

Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

Objeto Social

Explotar la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, tanto nacional como internacional, pudiendo para tales efectos obtener, adquirir y gozar las concesiones y mercedes respectivas. Además tendrá por objeto la compra y venta de gas natural, gas licuado natural y petróleo diesel; promover y desarrollar proyectos de energía renovable, identificar y desarrollar Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) y actuar como depositaria y comercializadora de los Certificados de Reducción de Emisiones que se obtengan de dichos proyectos. Además la sociedad realizará o participará en toda clase de inversiones, en especial, relacionadas con el negocio eléctrico, especialmente, podrá efectuar, mantener y administrar las inversiones en proyectos energéticos vinculados a las sociedades Gasoducto Atacama Compañía Limitada, Gasoducto Cuenca Noroeste Limitada y Nor Oeste Pací-

fico Generación de Energía Limitada; así como en Administradora Proyecto Atacama S.A. o en sus sucesoras legales. Igualmente el objeto de la sociedad abarcará el arriendo, la adquisición, venta, administración y explotación por cuenta propia o ajena, de toda clase de bienes muebles, inmuebles, valores mobiliarios, y demás efectos de comercio, efectuar estudios y asesorías, prestar toda clase de servicios, incluyendo servicios de ingeniería, de inspección de obras, de inspección y recepción de materiales y equipos, de laboratorio, de peritaje, de gestión de empresas en sus diversos campos, de asesoría ambiental, incluyendo la realización de estudios de impacto ambiental, en general de servicios de consultoría en toda sus especialidades. Asimismo, tendrá por objeto la captación, extracción, tratamiento, desanilización, transporte, distribución, comercialización, entrega y suministro de agua de mar en todas sus formas, ya sea en estado natural, potable, desanilizada o con cualquier otro tratamiento, sea por cuenta propia o ajena.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica.
Capital suscrito y pagado (M\$)
331.770.543

Directorio

Rodrigo Paredes Barría
Pedro de la Sotta Sánchez
Humberto Espejo Paluz (Gerente de Trading y Comercialización Endesa Chile)

Principales ejecutivos

Valter Moro
Gerente General

Relaciones Comerciales con Endesa

Chile

Celta tiene suscrito con Endesa Chile un contrato de operación, mantenimiento, administración y comercialización.

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) 5533-0200

Capital suscrito y pagado (M\$)

27.407

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" suscripto 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

José María Vasquez (Presidente)
Claudio Majul (Vicepresidente)
Fernando Claudio Antognazza
Roberto Fagan

Gerente General

Leonardo Katz

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\$)
55.515.483

Objeto social

Generación, comercialización y transmisión de energía eléctrica, pudiendo realizar todos los actos y celebrar to-

dos 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

Relaciones Comerciales con Endesa

Chile

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

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\$)
16.366.313

Objeto social

Producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica

Directores

Maurizio Bezzeccheri (Presidente)
Gaetano Salierno (Vicepresidente)
Daniel Martini
Fernando Antognazza
Ramiro Diego Alfonsín Balza
Alex Daniel Horacio Valdez
Juan Carlos Nayar
Alberto Eduardo Mousist

Gerente General

Nestor Srebernic

Relaciones Comerciales con Endesa

Chile

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

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\$)

79.381.838

Objeto social

La producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, ejecución de servicios correlacionados que les sean concedidos o autorizados y el desarrollo de actividades asociadas a los servicios, bien como la celebración de actos de comercio relativos a esas actividades. Asimismo, podrá llevar a cabo 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 Caerá, y otras áreas definidas por el Poder Concedente. También podrá realizar estudios, proyectos y ejecución de planos y programas de investigación y desarrollo de nuevas fuentes de energía, en especial las renovables y 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.

Actividad que desarrolla

Distribución y venta de energía eléctrica en el Estado de Ceará, Brasil

Directorio

Mario Fernando de Melo Santos (Presidente)
Marcelo Llénenes Rebollo (Vicepresidente)
Gonzalo Vial Vial
José Alves de Mello Franco
Jorge Parente Frota Júnior
Claudio Manuel Rivera Moya
Francisco Honório Pinheiro Alves
José Távora Batista

Fernando Augusto Macedo de Melo

Luis Fermin Larumbe Aragon

Joa Francisco Landim Tavares

Directores suplentes

Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque

Luciano Alberto Galasso Samaria

Teobaldo José Cavalcante Leal

José Caminha Alencar Aripe Júnior

Carlos Ewandro Naegle Moreira

Bruno Golebiovski

José Nunes de Almeida Neto

Vládia Viana Regis

Nelson Ribas Visconti

Robson Figueiredo de Oliveira

Vacante

Principales ejecutivos

Abel Alves Rochinha

Gerente Presidente

Teobaldo José Cavalcante Leal

José Nunes de Almeida Neto

Carlos Ewandro Naegle Moreira

José Távora Batista

Olga Jovanna Carranza Salazar

José Alves de Mello Franco

Cristine de Magalhães Marcondes

Nelson Ribas Visconti

Claudio César Weyne da Cunha

Relaciones Comerciales con Endesa

Chile

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

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\$)
5.481

Objeto social

Prestar servicios de transporte de energía eléctrica en alta tensión, tanto en el caso de vinculación de sistemas eléctricos nacionales como internacio-

nales, 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.

Actividades que desarrolla

Transmisión de energía eléctrica por interconexión internacional.

Directores

Mauricio Bezzeccheri (Presidente)
Juan Carlos Blanco (Vicepresidente)
Fernando Boggini

Gerente General

Sandro Ariel Rollan

Relaciones Comerciales con Endesa Chile

Chile

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

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\$)

27.707.967

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 colo-

cación de sus fondos en depósitos bancarios de cualquier tipo.

Actividades que desarrolla

Sociedad de inversiones.

Directores titulares

José María Hidalgo Martín Mateos (Presidente)
María Inés Justo
Juan Carlos Blanco
Rafael Fauquié Bernal
Gonzalo Alejandro Pérez Moore
Juan Carlos Bledel
José María Vásquez
Fernando Bonnet
Edgardo Licen
Vacante

Directores suplentes

Fernando Antognazza
Rodrigo Quesada
Roberto Fagan
Mariana Marine
Gonzalo Vial Vial
Héctor Sergio Falzone
José María Saldungaray
Osvaldo Alejandro Pollice
Leonardo Marinaro
Justo Pedro Saenz
Principales ejecutivos
Antonio Jerez
Gerente General

Relaciones Comerciales con Endesa Chile

Chile

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

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\$)

529.213.705

Objeto social

En general, actividades propias de la generación de energía eléctrica. Podrá efectuar asimismo, los actos y opera-

ciones 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.

Directores

Carlos Tembourg Molina (Presidente)
Francisco José Pérez Thoden Van Velzen (Vicepresidente)
Rocío Pachas Soto
Rigoberto Novoa Velásquez
Paolo Giovanni Pescarmona
Juan Francisco García Calderón

Gerente General

Francisco José Pérez Thoden Van Velzen

Relaciones Comerciales con Endesa Chile

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

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.

Objeto Social

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.

Actividad que desarrolla

Transporte de gas

Capital suscrito y pagado (M\$)

15.093.866

Directores Titulares

Juan Eduardo Vásquez Moya
Eduardo Lauer Rodríguez
Marco Arróspide Rivera
Humberto Espejo Paluz
Ramiro Alfonsín Balza

DIRECTORES SUPLENTES

Patricio Pérez Cotapos
Ricardo Santibáñez Zamorano
Luis Le Fort Pizarro
Juan Oliva Vásquez
Rafael Zamorano
Alan Fischer Hill
Gerente General

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA**CHILE.**

Electrogas mantiene vigente contrato por transporte firme de gas natural de naturaleza firme con Endesa Chile. Asimismo, Electrogas mantiene vigente un contrato de transporte de diesel con Endesa Chile y un contrato para la operación y mantenimiento de un oleoducto para el suministro de petróleo diesel a la Central Termoeléctrica Quintero. Además, Electrogas mantiene vigente un contrato por transporte firme de gas natural y otro de transporte de diesel con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., como sucesora y continuadora legal de Compañía Eléctrica San Isidro S.A.

EMGESÁ**Razón social**

Emgesa S.A. E.S.P.
NIT: 860.063.875-8

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\$)

146.498.021

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 y de gas combustible.

DIRECTORES

José Antonio Vargas Lleras (Presidente)
Bruno Riga
Lucio Rubio Díaz
Astrid Álvarez Hernández
José Alejandro Herrera Lozano
María Consuelo Araujo
Luisa Fernanda Lafaurie

EJECUTIVOS PRINCIPALES

Andrés Caldas Rico
Bruno Riga
Fernando Javier Gutiérrez Medina
Aurelio Ricardo Bustillo de Oliveira
Robert Camilo Torres Veja
María Celina Restrepo Santamaría
Rafael Carbonell Blanco
Diana Marcela Jiménez Rodríguez
Raffaele Cutrignelli
Giorgio De Champdoré
Ana Patricia Delgado Meza
Ana Lucia Moreno Moreno
Juan Manuel Pardo Gómez
Leonardo López Vergara
Carlos Eduardo Ruiz Diaz

Gerente General

Bruno Riga

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA**CHILE**

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

EMGESÁ PANAMÁ, S.A.**Razón Social**

Emgesa Panamá, S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad anónima que no cotiza en bolsa ni es emisora de valores.

Dirección

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\$)

17.034.

DIRECTORES

Fernando Gutiérrez Medina (Presidente)
Juan Manuel Pardo Gómez
Leonardo López Vergara
Andrés Caldas Rico

EJECUTIVOS PRINCIPALES

Fernando Gutiérrez Medina
Juan Manuel Pardo Gómez
Leonardo López Vergara
Andrés Caldas Rico
Elizabeth Laverde Enciso

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA**CHILE**

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

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 República Federativa de Brasil.

Dirección

Praça Leoni Ramos n° 01 – parte, São Domingos, Niterói, Rio de Janeiro, Brasil.

Teléfono

(55 21) 2613 7000

Capital suscrito y pagado (M\$)

1.886.685

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

Relaciones Comerciales con Endesa**Chile**

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

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

Realizar 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\$)

38.284.638

Directores

Maurizio Bezzeccheri (Presidente)

Gaetano Salierno (Vicepresidente)

María Inés Justo

Relaciones Comerciales con Endesa**Chile**

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

CENTRAIS ELÉTRICAS**CACHOEIRA DOURADA S.A.****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\$)

11.530.538

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 Llénenes Rebollo

Julia Freitas de Alcantara Nunes

Paulo Valle Fróes da Cruz Junior

Principales ejecutivos

Michele Siciliano (gerente general)

Paulo Valle Fróes Da Cruz Junior

Matteo de Zan

Luis Fermin Larumbe Aragon

Nelson Ribas Visconti

Janaina Savino Vilella Carro

Carlos Ewandro Naegele Moreira

Ana Cláudia Goncalves Rebello

José Nunes de Almeida Neto

José Alves de Mello Franco

Margot Frota Cohn Pires

Michele Siciliano

Relaciones Comerciales con Endesa**Chile**

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

CEMSA**Razón social**

Comercializadora de Energía S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima

Dirección

San José 140, piso 6. CABA

Buenos Aires, Argentina

Teléfono

(5411) 4124-1600

Capital suscrito y pagado (M\$)

768.042

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, gas y derivados.

Servicios informáticos y/o de control de la operación y/o de telecomunicaciones.

Directores

Maurizio Bezzeccheri

Gaetano Salierno

Gerente General

Fernando Antognazza

Relaciones comerciales con Endesa**Chile**

La sociedad mantiene un acuerdo con Endesa Chile para proveer un informe operativo diario de gas de Argentina por un precio mensual de US\$ 1.500.

CIEN

Razón social

CIEN - Compañía de Interconexión Energética

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\$)

51.083.711

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, trasmisión, 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.

Directores

Marcelo Llévenes Rebolledo (Presidente)
Cristine de Magalhães Marcondes (Vicepresidente)
Claudio Manuel Rivera Moya

Principales ejecutivos

Claudio Manuel Rivera Moya
Luis Fermin Larumbe Aragon
Andre Oswaldo dos Santos
José Alves de Mello Franco
Déborah Meirelles Rosa Brasil
Carlos Ewandro Naegle Moreira
José Nunes de Almeida Neto

Janaina Savino Vilella Carro

Margot Frota Cohn Pires

Gerente General

Abel Alves Rochinha

Relaciones Comerciales con Endesa Chile

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

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\$)

39.811.128

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

Maurizio Bezzeccheri (Presidente)
Gaetano Salierno (Vicepresidente)
Daniel Martini
Ramiro Alfonsín Balza
María Inés Justo
César Fernando Amuchástegui
Matías Brea

Gerente General

Roberto José Fagan

Relaciones comerciales con Endesa Chile

Endesa Chile tiene un crédito de 3,7 millones de dólares con la sociedad

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\$)

27.228.866

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 relacionadas 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.

Directores

Marcelo Andrés Llévenes Rebolledo
Marcelo Falcucci
Julia Freitas de Alcantara Nunes

Principales ejecutivos

Marcelo Falcucci
Cláudia Maria Suanno
Luis Fermin Larumbe Aragon
Claudio César Weyne da Cunha
Janaina Savino Vilella Carro
Raimundo Câmara Filho
Ana Cláudia Goncalves Rebello
José Nunes de Almeida Neto
José Alves de Mello Franco
Margot Frota Cohn Pires

Gerente General

Michele Siciliano

Relaciones Comerciales con Endesa

Chile

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

ENEL BRASIL

Razón social

Enel Brasil S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima de capital cerrado

Dirección

Praça Leoni Ramos, N°1, 7º andar, bloco 2 - Parte, Niterói, Río de Janeiro, Brasil

Teléfono

(5521) 3607 9500

Capital suscrito y pagado (M\$)

216.672.829

Objeto social

La participación en el capital social de otras compañías y sociedades, en cualquier segmento del sector eléctrico o del sector del gas, 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, así como la importación, exportación y comercialización de gas natural en cualquier estado físico 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)

Luca D'Agnese (Vicepresidente)

Antonio Basilio Pires de Carvalho e

Albuquerque

Gianluca Caccialupi

Paulo Domingues dos Santos

Principales ejecutivos

Luis Fermin Larumbe Aragon

Antônio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque

Carlos Ewandro Naegele Moreira

José Alves de Mello Franco

José Nunes de Almeida Neto

Janaina Savino Vilella Carro

Flávia da Silva Baraúna

Margot Frota Cohn Pires

Márcia Massotti de Carvalho

Gabriel Maluly Neto

Manuel Ricardo Soto Retamal

Matteo de Zan

Michele Siciliano

Cristine de Magalhães Marcondes

Gerente General

Marcelo Llénenes Rebolledo

Principales ejecutivos

Marcelo Llénenes Rebolledo

Gerente General

Vacante (Vice Gerente General)

Luis Fermín Larumbe Aragón

Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque

José Alves de Mello Franco

Carlos Ewandro Naegele Moreira

Teobaldo José Cavalcante Leal

Janaina Savino Vilella Carro

Manuel Ricardo Soto Retamal

Relaciones Comerciales con Endesa

Chile

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

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, N° 1, 5º andar, bloco 2, Niterói, RJ, Brasil, CEP24.210-205.

Capital suscrito y pagado (M\$)

31.362

Objeto Social

La generación de energía eléctrica de origen eólica.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica.

Administración

Newton Souza de Moraes

André Bruno Santos Gordon Afonso

Márcio Teixeira Trannin

Relaciones Comerciales con Endesa

Chile

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

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, N° 1, 5º andar, bloco 2, Niterói, RJ, Brasil, CEP: 24.210-205.

Objeto Social

La generación de energía eléctrica de origen eólica.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica.

Capital suscrito y pagado (M\$)

26.882

Administración

Newton Souza de Moraes

André Bruno Santos Gordon Afonso

Márcio Teixeira Trannin

Relaciones Comerciales con Endesa

Chile

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

EÓLICA CANELA

Razón Social

Central Eólica Canelas S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad anónima cerrada

Rut

76.003.204-2

Dirección

Santa Rosa 76, Santiago, Chile

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 eléctrica.
Capital Suscrito y Pagado (M\$)
12.284.743

DIRECTORES TITULARES

Bernardo Canales Fuenzalida
Presidente
Carlo Carvallo Artigas Vicepresidente
Ramiro Alfonsín Balza Director Titular
Claudio Soto Helfmann Director Titular
Cristobal García-Huidobro
Director Titular
Carlos Peña Garay Director Suplente
Ariel González Rogget
Director Suplente
Claudio Betti Pruzo Director Suplente
Juan Cristóbal Pavez Recart
Director Suplente

PRINCIPALES EXECUTIVOS

Carlo Carvallo Artigas
Gerente General

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA

Chile

Con fecha 1 de enero de 2010 se firmó un contrato de compraventa con Endesa Chile con el objeto de vender a ésta la totalidad de la producción de energía y potencia firme de su Parque Eólico que sea reconocida por el CDC-SIC. Eólica Canelá mantienen una deuda con Endesa Eco, filial de Endesa Chile, por 176,6 millones de dólares.

EÓLICA FAZENDA NOVA

Razón social

Eólica Fazenda Nova o Geraçāoa 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\$)

329.573.

Objeto social

La generación, transmisión, distribución y comercialización de energía. Asimismo, 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 Llénenes Rebolledo

Presidente

Guilherme Gomes Lencastre
Vacante

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA

Chile

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

GASATACAMA

Razón Social

GasAtacama S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad anónima cerrada.

Rut

96.830.980-3

Dirección

Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes, Santiago, Chile.

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.

Capital suscrito y pagado (M\$)

176.857.970

DIRECTORES TITULARES

Ramiro Alfonsín Balza
Claudio Helfmann Soto
Pablo Arnés Poggi
Humberto Espejo

DIRECTORES SUPLENTES

Rodrigo Paredes Barría
Bernardo Canales Fuenzalida
Carlo Carvallo Artigas
Principales ejecutivos
Valter Moro
Gerente General

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA

Chile

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

GASATACAMA CHILE

Razón Social

GasAtacama Chile S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad anónima cerrada.

Rut

78.932.860-9

Dirección

Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes, Santiago, Chile.

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 concesio-

nes 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) la captación, extracción, tratamiento, desalinización, transporte, distribución, comercialización, entrega y suministro de agua de mar, en todas sus formas, ya sea en su estado natural, potable, desalinizada o con cualquier otro tratamiento, sea por cuenta propia o ajena; g) invertir en toda clase de bienes corporales o incorporales, muebles o inmuebles ;h) 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. Para el cumplimiento del objeto social, la sociedad podrá ejecutar todos los actos y celebrar todos los contratos conducentes a la realización del giro social, incluyendo la compra, venta, adquisición o enajenación, a cualquier título, de todo tipo de bienes corporales e incorporales, muebles o inmuebles, el ingreso en sociedades de capital o de personas ya existentes o concurrir a la formación de éstas, cualquiera sea su clase o naturaleza.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica y transporte de gas.

Capital suscrito y pagado (M\$)

106.817.990

Directores Titulares

Humberto Espejo Paluz
Claudio Helfmann Soto
Rodrigo Paredes Barría
Ramiro Alfonsín Balza

Directores Suplentes

Bernardo Canales Fuenzalida
Carlo Carvallo Artigas
Vacante
Vacante

Principales ejecutivos

Valter Moro
Gerente General

Relaciones Comerciales con Endesa

Chile

La empresa tiene suscrito con Endesa Chile dos contratos de transporte de gas natural para su central Taltal, ubicada en la II Región de Chile.

GASODUCTO ATACAMA ARGENTINA

Razón Social

Gasoducto Atacama Argentina S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad anónima cerrada.

Rut

78.952.420-3

Dirección

Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes, Santiago, Chile.

Objeto Social

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.

Capital suscrito y pagado (M\$)

126.309.044

Directores Titulares

Claudio Helfmann Soto
Rodrigo Paredes Barría
Alez Díaz Sanzana

Directores Suplentes

Bernardo Canales Fuenzalida
Ricardo Santibáñez Zamorano
(Vacante)

Principales ejecutivos

Valter Moro
Gerente General

Relaciones Comerciales con Endesa

Chile

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

GASODUCTO TALTAL

Razón Social

Gasoducto Tal Tal S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad anónima cerrada.

Rut

77.032.280-4

Dirección

Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes, Santiago, Chile.

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\$)

14.255.421

Directores Titulares

Alex Díaz Sanzana
Juan Oliva Vásquez
Ricardo Santibáñez Zamorano

Principales ejecutivos

Valter Moro

Gerente General

Relaciones Comerciales con Endesa

Chile

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

GENERANDES PERÚ

Razón social

Generandes Perú S.A.

Tipo de sociedad	Objeto Social	GNL NORTE
Sociedad Anónima	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 toda 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.	GNL Norte S.A.
Dirección	Razón Social	Tipo de Sociedad
Avda. Víctor Andrés Belaúnde 147, Edificio Real 4, piso 7, San Isidro, Lima, Perú	GNL Norte S.A.	Sociedad anónima cerrada
Teléfono	Rut	Dirección
(511) 215 6300	76.676.750-8	Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes, Santiago, Chile.
Capital suscrito y pagado (M\$)	Capital suscrito y pagado (M\$)	Capital suscrito y pagado (M\$)
312.948.407	1.000	1.000
Objeto social	Objeto Social	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.	La sociedad tendrá por objeto la producción, transporte, distribución, almacenamiento y suministro de toda clase de energía y combustibles, pudiendo para tales efectos obtener, adquirir y gozar de las concesiones y mercedes respectivas. Tendrá también como objeto adquirir, diseñar, construir, mantener y explotar todo tipo de obras de civiles y de infraestructura relacionadas con energía y combustibles, en especial, aquellas relacionadas con su recepción marítima, almacenamiento, procesamiento y transporte. Para un mejor y adecuado cumplimiento de su objeto social, la sociedad podrá, constituir, adquirir, integrar como socia, accionista o en cualquier otra forma directamente, o con terceros o sociedades filiales, sociedades, instituciones de cualquier clase o naturaleza tanto en Chile como en el extranjero, y en general, la celebración de cualquier acto o contrato y el desarrollo de cualquier actividad relacionada directa o indirectamente con los objetos anteriores.	La sociedad tendrá por objeto la producción, transporte, distribución, almacenamiento y suministro de toda clase de energía y combustibles, pudiendo para tales efectos obtener, adquirir y gozar de las concesiones y mercedes respectivas. Tendrá también como objeto adquirir, diseñar, construir, mantener y explotar todo tipo de obras de civiles y de infraestructura relacionadas con energía y combustibles, en especial, aquellas relacionadas con su recepción marítima, almacenamiento, procesamiento y transporte. Para un mejor y adecuado cumplimiento de su objeto social, la sociedad podrá, constituir, adquirir, integrar como socia, accionista o en cualquier otra forma directamente, o con terceros o sociedades filiales, sociedades, instituciones de cualquier clase o naturaleza tanto en Chile como en el extranjero, y en general, la celebración de cualquier acto o contrato y el desarrollo de cualquier actividad relacionada directa o indirectamente con los objetos anteriores.
Directores	Actividades que desarrolla	Actividades que desarrolla
Carlos Tembourg Molina (Presidente) Francisco José Pérez Thoden Van Velzen (Vicepresidente) Paolo Giovanni Pescarmona	Importación y comercialización de gas natural.	Producción, transporte y almacenamiento de toda clase de energías y combustibles.
Principales ejecutivos	Directores Titulares	Directorio
Francisco Pérez Thoden Van Velzen Gerente General	Klaus Lührmann Poblete Alex Díaz Sanzana Andrés Alonso Rivas	Alex Díaz Sanzana Juan Oliva Vásquez Ricardo Santibáñez Zamorano
Relaciones Comerciales con Endesa Chile	Directores Suplentes	Principales ejecutivos
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile	Luis Arancibia Yiacometti Yasna Ross Humberto Espejo Paluz	Alejandro Palma Rioseco
GNL CHILE	Principales ejecutivos	Gerente General
Razón Social	Alejandro Palma Rioseco	Relaciones Comerciales con Endesa Chile
GNL Chile S.A.		La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile
Tipo de Sociedad	Gerente General	Principales ejecutivos
Sociedad anónima cerrada		Valter Moro
Rut	Relaciones Comerciales con Endesa Chile	Gerente General
76.418.940-K	La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile	
Dirección		
Rosario Norte 532, oficina 1303, Las Condes, Santiago.		
Teléfono		
(562) 2892 8000		
Capital suscrito y pagado (M\$)		
2.147.839		

Relaciones Comerciales con Endesa

Chile

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

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

Objeto Social

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, regasificación y entrega de gas natural licuado y gas natural.

Capital suscrito y pagado (M\$)

80.953.329

Directores Titulares

Marco Arróspide Rivera
Víctor Turpaud Fernández
Juan Oliva Vásquez
José Antonio de las Heras
Sultán Al Bartami

Principales ejecutivos

Antonio Bacigalupo Gittins
Gerente General

Relaciones Comerciales con Endesa

Chile

Existe un contrato de suministro eléctrico, suscrito entre GNL Quintero S.A. y Endesa Chile de fecha 20 de agosto de 2008, modificado el 3 de mayo de 2011. Asimismo, se encuentran vigentes entre estas sociedades un contrato de diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de paño 220 kV para conexión eléctrica suministro de energía a Planta GNL Quintero, y un contrato de prestación de servicios de construcción, operación, mantenimiento, transformación y transmisión a través de transformador 220/110 kV, línea y conexión por cable en 110 Kv, para conexión eléctrica suministro de energía a Planta GNL Quintero, de 31 de julio de 2009. Por último, existe un contrato por uso del sistema de transmisión suscrito entre Endesa Chile y GNL Quintero S.A con fecha 3 de mayo de 2011.

HIDROAYSÉN

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 Coihaique, Chile, calle Baquedano 260.

En Cochrane, Chile, calle Teniente Merino 324.

Objeto Social

El desarrollo, financiamiento, propiedad y explotación de un proyecto hidroeléctrico en la XI 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).

Capital Suscrito y Pagado (M\$)

180.445.662

Directores Titulares

Carlo Carvallo Artigas
Juan Eduardo Váquez Moya
Ramiro Alfonsín Balza (Subgerente General y Gerente de Finanzas y Administración Endesa Chile)
Bernardo Larraín Matte
Luis Felipe Gazitúa Achondo
Ignacio Quiñones Sotomayor

Principales ejecutivos

Camilo Charme Ackerman
Gerente General

Relaciones Comerciales con Endesa

Chile

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

HIDROINVEST

Razón social

Hidroinvest S.A.

Tipo de sociedad	Sociedad Anónima	Ignacio Quiñones Sotomayor
Dirección	Avda. España 3301, Buenos Aires, Argentina	Claudio Helfmann Soto
Teléfono	(5411) 4307 3040	Fernando Vallejos Reyes
Capital suscrito y pagado (M\$)	3.031.821	
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.	
Directores	Mauricio Bezzeccheri (Presidente) Gaetano Salierno (Vicepresidente) María Inés Justo	
Relaciones Comerciales con Endesa Chile	La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile	
INVERSIONES GASATACAMA HOLDING		
Razón Social	Inversiones GasAtacama Holding Limitada.	
Tipo de Sociedad	Sociedad de responsabilidad limitada.	
Rut	76.014.570-K	
Dirección	Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes, Santiago, Chile.	
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, trans-	
	misión, 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\$)	202.362.770	
Directores	Ramiro Alfonsín Balza Claudio Helfmann Soto Rodrigo Paredes Barría Humberto Espejo Paluz	
Gerente general	Valter Moro	
Relaciones Comerciales con Endesa Chile	La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.	
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.	
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\$)	175.774.920	
Directorio	Ramiro Alfonsín Balza Jorge Burlando Bonino	
Principales ejecutivos	Carlo Carvallo Artigas Gerente General	
Relaciones Comerciales con Endesa Chile	Pehuenche tiene suscrito con Endesa Chile un contrato de operación y mantenimiento de sus centrales y de administración comercial y financiera. Por otra parte, la sociedad, actuando como vendedora, tiene suscritos con Endesa Chile contratos de compraventa de energía y potencia.	
PROGAS		
Razón Social	Progás S.A.	
Tipo de Sociedad	Sociedad anónima cerrada.	
Dirección	Isidora Goyenechea 3356, 8º piso, Santiago, Chile.	
Objeto Social	Desarrollar en la I, II y III regiones 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\$)	1.154	
Directorio	Alex Díaz Sanzana Juan Oliva Vásquez Ricardo Santibáñez Zamorano	

Principales ejecutivos Valter Moro Gerente General	Teléfono (54 11) 4307 3040	bado mediante la resolución SE N° 1193/2005.
Relaciones Comerciales con Endesa Chile Chile La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.	Capital suscrito y pagado (M\$) 23.570	Actividades que desarrolla Generación de energía eléctrica. Servicio de gerenciamiento (compra equipamiento, construcción, operación y mantenimiento de una central térmica)
SOCIEDAD PORTUARIA CENTRAL CARTAGENA	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.	
Razón social Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Actividades que desarrolla Sociedad de inversiones	
Tipo de sociedad Sociedad Anónima	Directores Titulares Maurizio Bezzeccheri (Presidente) Gaetano Salierno (Vicepresidente) María Inés Justo	Directores José María Vázquez Claudio O. Majul Roberto Fagan Fernando Claudio Antognazza Patricio Testorelli Martín Genesio Gerardo Carlos Paz José Manuel Tierno Jorge Ravlich
Dirección Carrera 13 A N° 93-66, piso 2 Bogotá, D.C. Colombia.	Relaciones Comerciales con Endesa Chile La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile	Gerente General Ricardo Arakaki
Capital suscrito y pagado (M\$) 1.297	TERMOELÉCTRICA JOSÉ DE SAN MARTÍN	Relaciones Comerciales con Endesa Chile La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile
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.		TERMOELÉCTRICA MANUEL BELGRANO
Directores Bruno Riga Leonardo López Vergara Juan Manuel Pardo	Razón social Termoeléctrica José de San Martín S.A.	Razón social Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.
Gerente General Fernando Gutiérrez Medina	Tipo de sociedad Sociedad Anónima	Tipo de sociedad Sociedad Anónima
Relaciones Comerciales con Endesa Chile La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile	Dirección Elvia Rawson de Dellepiane 150, piso 9, Buenos Aires, República de Argentina	Dirección Suipacha 268, piso 12, Buenos Aires, Argentina
SOUTHERN CONE POWER ARGENTINA	Teléfono 54 11 4117-1011/1041	Teléfono (+54 11) 3-221-7950
Razón social Southern Cone Power Argentina S.A.	Capital suscrito y pagado (M\$) 27.407	Capital suscrito y pagado (M\$) 27.407
Tipo de sociedad Sociedad Anónima	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," apro-	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

Servicio de gerenciamiento (compra equipamiento, construcción, operación y mantenimiento de una central térmica)

Generación de energía eléctrica.

Directores

Martín Genesio
Emiliano Chaparro
Adrián Gustavo Salvatore
José María Vásquez
Fernando Claudio Antognazza
Roberto José Fagan
Gerardo Carlos Paz
José Manuel Tierno
Jorge Ravlich

Gerente General

Gabriel Omar Ures

Relaciones Comerciales con Endesa

Chile

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

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\$)

5.481

Objeto social

Prestar servicios de transporte de energía eléctrica en alta tensión, tanto en el caso de vinculación de sistemas eléctricos nacionales como internacionales, 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.

Actividades que desarrolla

Transmisión de energía eléctrica.

Directores

Maurizio Bezzeccheri (Presidente)
Juan Carlos Blanco (Vicepresidente)
Fernando Boggini

Gerente General

Sandro Ariel Rollan

Relaciones Comerciales con Endesa

Chile

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

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, La Venecia, comuna de Quillota, V Región de Valparaíso.

Objeto Social

Transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, por cuenta propia o de terceros.

Actividad que desarrolla

Transmisión de energía eléctrica

Capital Suscrito y Pagado

4.404.446

Apoderados Titulares

Pedro de la Sotta Sánchez
Ricardo Santibáñez Zamorano
Juan Oliva Vasquez
Alex Díaz Sanzana
Mauricio Cabello
Ítalo Cuneo
Juan Eduardo Vasquez Moya

Relaciones Comerciales con Endesa

Chile

La empresa tiene contratos con Endesa Chile y San Isidro por el uso de los sistemas de transmisión, que les permiten transmitir energía al Sistema Interconectado Central.



Declaración de Responsabilidad





Declaración de Responsabilidad

Los Directores de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y su 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, de fecha 10 de noviembre de 1989, emitida por la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS).

PRESIDENTE
Enrico Viale
Pasaporte :YA5599835

VICEPRESIDENTE
Ignacio Mateo Montoya
Pasaporte: 50830706Q

DIRECTOR
Felipe Lamarca Claro
RUT: 4.779.125-1

DIRECTOR
Enrique Cibié Bluth
RUT: 6.027.149-6

DIRECTORA
Isabel Marshall Lagarrigue
RUT: 5.664.265-K

DIRECTOR
Jorge Atton Palma
RUT:7.038.511-2

DIRECTOR
Francesco Buresti
Pasaporte : YA6104092

DIRECTORA
Francesca Gostinelli
Pasaporte:YA5001859

DIRECTOR
Vittorio Vagliasindi
Pasaporte: AA3780593

GERENTE GENERAL
Walter Moro
RUT: 24.789.926-K



Estados Financieros Consolidados





Informe de los Inspectores de Cuentas

Informe de los Inspectores de Cuentas

A los señores Accionistas:

En consideración al mandato que nos otorgó la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 27 de Abril de 2015, hemos examinado el Balance General de Empresa Nacional de Electricidad S.A. al 31 de Diciembre de 2015 y el correspondiente Estado de Resultados por el ejercicio de 12 meses terminados en esa fecha. Nuestra labor incluyó el conocimiento de los procedimientos y la revisión selectiva de cuentas, documentos e informes que los sustentaron.

Es opinión de estos inspectores de cuentas que dicho Balance General y Estado de Resultados, conjuntamente con el Dictamen de los Auditores independientes y las Notas a los Estados Financieros, reflejan razonablemente la situación financiera de este ejercicio, por lo que, no se afectan los resultados del negocio ni los intereses de los señores accionistas.

En consecuencia, no tenemos observaciones que formular.



Rolf Heller Ihle



Manuel Oneto Faure

Santiago, 08 de febrero de 2016

Informe de los Auditores Independientes



Informe de los Auditores Independientes

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y filiales, que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2015 y 2014 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo a instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 2.1 a los estados financieros consolidados. La Administración también es responsable por el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestras auditorías. Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, no hemos auditado los estados financieros de ciertas filiales que se encuentran clasificadas como disponibles para su distribución y otras consolidadas línea a línea, las cuales representan en su conjunto un activo total de M\$2.440.280.917 y M\$2.884.981.829 al 31 de diciembre de 2015 y 2014, respectivamente, y un resultado neto devengado (utilidad) de M\$321.246.726 (M\$0 operaciones continuas y M\$321.246.726 operaciones discontinuadas) y M\$368.552.370 (M\$23.215.608 operaciones continuas y M\$345.336.762 operaciones discontinuadas), por los años terminados en esas fechas. Adicionalmente, no hemos auditado los estados financieros de ciertas asociadas y sociedades controladas bajo control conjunto, clasificadas como disponibles para su distribución e inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación, los cuales representan en su conjunto un activo total de M\$483.785.982 y M\$575.076.827 al 31 de diciembre de 2015 y 2014, respectivamente; y un resultado neto devengado (utilidad) de M\$49.998.970 (M\$11.319.309 operaciones continuas y M\$38.679.661 operaciones discontinuadas) y M\$76.710.975 (M\$15.112.564 operaciones continuas y M\$61.598.411 operaciones discontinuadas), por los años terminados en esas fechas. Dichos estados financieros fueron auditados por otros auditores, cuyos informes nos han sido proporcionados, y nuestra opinión aquí expresada, en lo que se refiere a los importes incluidos de dichas sociedades filiales, asociadas y sociedades controladas bajo control conjunto, se basa únicamente en los informes emitidos por esos 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 a las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados.

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

Opinión sobre la base regulatoria de contabilización

En nuestra opinión, basada en nuestras auditorías y en los informes de otros auditores, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2015 y 2014 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 2.1.

Base de contabilización

Tal como se describe en Nota 2.1 a los estados financieros consolidados, en virtud de sus atribuciones la Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 17 de octubre de 2014 emitió Oficio Circular N°856 instruyendo a las entidades fiscalizadas, registrar en el ejercicio 2014 contra patrimonio las diferencias en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley N°20.780, cambiando el marco de preparación y presentación de información financiera adoptado hasta esa fecha, dado que el marco anterior (NIIF) requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas.

Sin embargo, no obstante que fueron preparados sobre las mismas bases de contabilización, los estados consolidados de resultados integrales y la conformación de los correspondientes estados consolidados de cambios en el patrimonio por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, en lo referido al registro de diferencias de activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos, no son comparativos de acuerdo a lo explicado en el párrafo anterior y cuyo efecto se explica en Nota 2.1.



Otros asuntos, estados financieros al 31 de diciembre de 2013

Anteriormente, hemos efectuado una auditoría, de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2013 de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y filiales adjuntas, que incluyen los estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados, sobre los cuales emitimos una opinión sin salvedades sobre los mismos en nuestro informe de fecha 7 de febrero de 2014.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Cristián Maturana R.", enclosed within a blue-lined rectangular border.

Cristián Maturana R.

KPMG Ltda.

Santiago, 25 de febrero de 2016

© 2016 KPMG Auditores Consultores Ltda., sociedad de responsabilidad limitada chilena y una firma miembro de la red de firmas miembro independientes de KPMG afiliadas a KPMG International Cooperative ("KPMG International"), una entidad suiza. Todos los derechos reservados.

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados

al 31 de diciembre de 2015 y 2014

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	37.425.233	336.628.803
Otros activos financieros, corrientes	8	1.011.555	24.850.020
Otros activos no financieros, corrientes		462.748	41.040.138
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, corrientes	9	363.475.277	433.407.008
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	10	68.867.726	81.090.930
Inventarios	11	36.755.409	65.771.121
Activos por impuestos, corrientes	12	14.857.462	47.290.575
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	4	3.889.706.030	7.978.963
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		4.412.561.440	1.038.057.558
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros, no corrientes	8	21.718.720	7.936.806
Otros activos no financieros, no corrientes		3.387.709	2.374.351
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, no corrientes	9	35.901	141.216.512
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	13	45.716.371	581.221.384
Activos intangibles distintos de la plusvalía	14	20.905.426	52.451.833
Plusvalía	15	24.860.356	125.609.898
Propiedades, planta y equipo	16	2.729.717.092	5.230.428.848
Activos por impuestos diferidos	17	19.867.318	58.374.709
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		2.866.208.893	6.199.614.341
TOTAL ACTIVOS		7.278.770.333	7.237.671.899

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros, corrientes	18	27.921.565	290.758.963
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	21	360.459.609	692.298.346
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	10	257.584.485	237.525.246
Otras provisiones, corrientes	22	15.617.614	38.351.988
Pasivos por impuestos, corrientes	12	14.484.736	94.392.334
Otros pasivos no financieros corrientes		23.330	33.920.467
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	4	1.851.784.156	5.490.249
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		2.527.875.495	1.392.737.593
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros, no corrientes	18	917.197.790	1.825.702.867
Otras cuentas por pagar, no corrientes	21	5.975.686	3.711.078
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, no corriente	10	97.186	-
Otras provisiones, no corrientes	22	50.702.975	28.853.555
Pasivo por impuestos diferidos	17	217.759.706	390.319.963
Provisiones por beneficios a los empleados, no corrientes	23	15.271.416	43.461.827
Otros pasivos no financieros, no corrientes		-	28.998.675
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		1.207.004.759	2.321.047.965
TOTAL PASIVOS		3.734.880.254	3.713.785.558
PATRIMONIO			
Capital emitido	24	1.331.714.085	1.331.714.085
Ganancias acumuladas		2.218.373.368	2.010.744.273
Primas de emisión	24	206.008.557	206.008.557
Otras reservas	24	(1.107.906.103)	(848.186.431)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		2.648.189.907	2.700.280.484
Participaciones no controladoras		895.700.172	823.605.857
TOTAL PATRIMONIO		3.543.890.079	3.523.886.341
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		7.278.770.333	7.237.671.899

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

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

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - diciembre		
		2015 M\$	2014 (*)	2013 (*)
			Re-expresados M\$	Re-expresados M\$
Ingresos de actividades ordinarias	25	1.539.977.511	1.209.796.735	968.271.355
Otros ingresos	25	3.832.806	21.178.089	1.765.996
Total de Ingresos Operacionales		1.543.810.317	1.230.974.824	970.037.351
Materias primas y consumibles utilizados	26	(880.891.223)	(750.216.671)	(494.895.934)
Margen de Contribución		662.919.094	480.758.153	475.141.417
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		15.250.810	16.466.173	10.625.755
Gastos por beneficios a los empleados	27	(70.969.357)	(64.859.965)	(63.300.839)
Gasto por depreciación y amortización	28	(124.835.559)	(101.304.909)	(92.641.004)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del ejercicio	28	9.793.652	(12.461.456)	64.138
Otros gastos, por naturaleza	29	(90.339.822)	(66.335.541)	(60.567.284)
Resultado de Explotación		401.818.818	252.262.455	269.322.183
Otras ganancias (pérdidas)	30	4.015.401	42.651.567	2.513.923
Ingresos financieros	31	234.821	1.586.033	3.154.877
Costos financieros	31	(64.206.719)	(71.617.257)	(75.971.351)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	13	8.905.045	(54.413.311)	24.309.344
Diferencias de cambio	31	(53.880.472)	(21.240.269)	(2.179.798)
Resultado por unidades de reajuste	31	3.600.187	13.926.117	1.001.573
Ganancia antes de impuestos		300.487.081	163.155.335	222.150.751
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	32	(76.655.819)	(34.098.106)	(36.995.257)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		223.831.262	129.057.229	185.155.494
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	4.1	411.189.551	489.915.518	378.350.743
GANANCIA		635.020.813	618.972.747	563.506.237
Ganancia atribuible a				
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora		392.868.115	334.556.376	353.926.779
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	24.6	242.152.698	284.416.371	209.579.458
GANANCIA		635.020.813	618.972.747	563.506.237
Ganancia por acción básica				
Ganancia por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	25,89	13,95	21,11
Ganancia por acción básica en operaciones discontinuadas	\$ / acción	22,01	26,84	22,04
Ganancia por acción básica	\$ / acción	47,90	40,79	43,15
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	8.201.754,58	8.201.754,58	8.201.754,58
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	25,89	13,95	21,11
Ganancias diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	\$ / acción	22,01	26,84	22,04
Ganancias diluida por acción	\$ / acción	47,90	40,79	43,15
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	8.201.754,58	8.201.754,58	8.201.754,58

(*) Ver Nota 4.1.II.iii)

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - diciembre		
		2015 M\$	2014 M\$	2013 M\$
Ganancia (Pérdida)		635.020.813	618.972.747	563.506.237
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos		(216.648)	(4.680.070)	(3.618.423)
Otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio		(216.648)	(4.680.070)	(3.618.423)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión		(244.110.922)	(8.365.502)	(18.023.501)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		(441.585)	(6.042)	109
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(151.642.828)	(130.534.462)	(70.970.740)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultado		15.850.894	(7.884.692)	(9.985.207)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		(2.475.299)	11.478.398	10.923.982
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del ejercicio		(382.819.740)	(135.312.300)	(88.055.357)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(383.036.388)	(139.992.370)	(91.673.780)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del ejercicio				
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		(5.476)	1.929.441	990.340
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio		(5.476)	1.929.441	990.340
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del ejercicio				
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		35.463.169	34.120.329	14.235.483
Impuesto a las ganancias relacionado con activos financieros disponibles para la venta		10	1.306	(22)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del ejercicio		35.463.179	34.121.635	14.235.461
Total Otro resultado integral		(347.578.685)	(103.941.294)	(76.447.979)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		287.442.128	515.031.453	487.058.258
Resultado integral atribuible a				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		132.746.446	276.001.825	279.020.022
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		154.695.682	239.029.628	208.038.236
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		287.442.128	515.031.453	487.058.258

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto

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

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Cambios en Otras Reservas						Reservas de ganancias o pérdidas en la remedición de activos financieros disponibles para la venta
	Capital emitido	Prima de emisión	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos		
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Saldo Inicial al 01-01-2015	1.331.714.085	206.008.557	(11.409.870)	(117.559.279)	-	-	(1.020)
Cambios en patrimonio							
Resultado Integral							
Ganancia (pérdida)							
Otro resultado integral				(160.979.109)	(96.154.779)	(467.310)	(118.688)
Resultado integral							
Dividendos							
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	191.041.945	8.022.483	467.310	118.662	
Total de cambios en patrimonio	-	-	30.062.836	(88.132.296)	-	-	(26)
Saldo Final al 31-12-2015	1.331.714.085	206.008.557	18.652.966	(205.691.575)			(1.046)

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Cambios en Otras Reservas						Reservas de ganancias o pérdidas en la remedición de activos financieros disponibles para la venta
	Capital emitido	Prima de emisión	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos		
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Saldo Inicial al 01-01-2014	1.331.714.085	206.008.557	(45.609.591)	(15.595.990)	-	-	3.716
Cambios en patrimonio							
Resultado Integral							
Ganancia (pérdida)							
Otro resultado integral				34.199.721	(101.963.289)	(2.342.125)	(4.736)
Resultado integral							
Dividendos							
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	2.342.125	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	34.199.721	(101.963.289)	-	-	(4.736)
Saldo Final al 31-12-2014	1.331.714.085	206.008.557	(11.409.870)	(117.559.279)			(1.020)

Cambios en Otras Reservas

Otras reservas varias	Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta	Otras reservas	Patrimonio			Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
			Ganancias (pérdidas) acumuladas	atribuible a los propietarios de la controladora			
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
(719.216.262)	-	(848.186.431)	2.010.744.273	2.700.280.484	823.605.857	3.523.886.341	
			392.868.115	392.868.115	242.152.698	635.020.813	
(2.401.783)	-	(260.121.669)		(260.121.669)	(87.457.016)	(347.578.685)	
			132.746.446	132.746.446	154.695.682	287.442.128	
			(184.771.710)	(184.771.710)	(80.862.173)	(265.633.883)	
1.901.739	(201.150.142)	401.997	(467.310)	(65.313)	(1.739.194)	(1.804.507)	
(500.044)	(201.150.142)	(259.719.672)	207.629.095	(52.090.577)	72.094.315	20.003.738	
(719.716.306)	(201.150.142)	(1.107.906.103)	2.218.373.368	2.648.189.907	895.700.172	3.543.890.079	

Cambios en Otras Reservas

Otras reservas varias	Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta	Otras reservas	Patrimonio			Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
			Ganancias (pérdidas) acumuladas	atribuible a los propietarios de la controladora			
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
(732.764.785)	-	(793.966.650)	1.908.211.855	2.651.967.847	935.846.143	3.587.813.990	
			334.556.376	334.556.376	284.416.371	618.972.747	
11.555.878	-	(58.554.551)		(58.554.551)	(45.386.743)	(103.941.294)	
			276.001.825	276.001.825	239.029.628	515.031.453	
			(171.152.254)	(171.152.254)	(349.898.166)	(521.050.420)	
1.992.645	-	4.334.770	(60.871.704)	(56.536.934)	(1.371.748)	(57.908.682)	
13.548.523	-	(54.219.781)	102.532.418	48.312.637	(112.240.286)	(63.927.649)	
(719.216.262)	-	(848.186.431)	2.010.744.273	2.700.280.484	823.605.857	3.523.886.341	

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Cambios en Otras Reservas						Reservas de ganancias o pérdidas en la remedición de activos financieros disponibles para la venta
	Capital emitido	Prima de emisión	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos		
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Saldo Inicial al 01-01-2013	1.331.714.085	206.008.557	(25.411.914)	47.991.711	-	-	3.629
Cambios en patrimonio							
Resultado Integral							
Ganancia (pérdida)							
Otro resultado integral			(20.197.677)	(63.587.701)	(2.045.448)		87
Resultado integral							
Dividendos							
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	2.045.448		-
Total de cambios en patrimonio	-	-	(20.197.677)	(63.587.701)	-		87
Saldo Final al 31-12-2013	1.331.714.085	206.008.557	(45.609.591)	(15.595.990)	-	-	3.716

Cambios en Otras Reservas

Otras reservas varias	Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta	Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
				M\$	M\$		
(728.439.301)	-	(705.855.875)	1.709.375.632	2.541.242.399	893.250.930	3.434.493.329	
10.923.982	-	(74.906.757)		353.926.779	353.926.779	209.579.458	563.506.237
		-		279.020.022	208.038.236	487.058.258	
		-	(153.045.108)	(153.045.108)	-	(153.045.108)	
(15.249.466)	-	(13.204.018)	(2.045.448)	(15.249.466)	(165.443.023)	(180.692.489)	
(4.325.484)	-	(88.110.775)	198.836.223	110.725.448	42.595.213	153.320.661	
(732.764.785)	-	(793.966.650)	1.908.211.855	2.651.967.847	935.846.143	3.587.813.990	

Estados de Flujos de Efectivos Consolidados Directo

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

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - diciembre			
		2015 M\$	2014 M\$	2013 M\$	
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación					
Clases de cobros por actividades de operación					
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		3.249.925.184	2.811.897.399	2.301.874.412	
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		3.865.539	3.680.012	6.152.266	
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		14.740.827	20.348.278	74.183.266	
Otros cobros por actividades de operación		24.297.790	10.278.543	27.734.928	
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación					
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.854.215.926)	(1.602.355.475)	(1.265.530.791)	
Pagos a y por cuenta de los empleados		(117.343.733)	(115.501.402)	(117.293.888)	
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(10.788.411)	(11.604.575)	(5.574.523)	
Otros pagos por actividades de operación		(51.345.413)	(41.309.466)	(33.439.518)	
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones					
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(236.640.545)	(141.369.833)	(166.026.029)	
Otras entradas (salidas) de efectivo		(121.281.076)	(117.263.976)	(114.311.073)	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		901.214.236	816.799.505	707.769.050	
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión					
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	7.e	6.639.653	-	-	
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios	7.c	-	(37.654.762)	(5.084.700)	
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		20.000.882	90.115.470	24.340.564	
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		-	(126.137.803)	-	
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		(2.550.000)	(3.315.000)	-	
Préstamos a entidades relacionadas		-	(98.813)	(29.112.042)	
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		49.916	1.223.429	5.462.527	
Compras de propiedades, planta y equipo		(525.755.416)	(421.313.962)	(292.016.898)	
Compras de activos intangibles		(12.049.927)	-	-	
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(6.376.166)	(19.237.796)	(753.082)	
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		10.906.446	11.498.294	14.308.008	
Cobros a entidades relacionadas		98.813	-	29.162.747	
Dividendos recibidos		11.249.679	139.059.018	51.167.601	
Intereses recibidos		9.190.650	11.725.222	17.176.674	
Otras entradas (salidas) de efectivo		-	26.689.567	(397.620)	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(488.595.470)	(327.447.136)	(185.746.221)	

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - diciembre		
		2015 M\$	2014 M\$	2013 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación				
Importes procedentes de la emisión de acciones		-	-	11.468.280
Total importes procedentes de préstamos		347.776.657	421.411.263	173.402.389
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		79.136.157	413.726.267	164.871.359
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		268.640.500	7.684.996	8.531.030
Préstamos de entidades relacionadas		645.635.959	448.358.997	692.658.296
Pagos de préstamos		(460.398.335)	(203.817.014)	(253.224.175)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(10.747.974)	(5.730.333)	(5.071.087)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(566.771.227)	(582.861.850)	(608.822.618)
Dividendos pagados		(400.032.465)	(368.635.733)	(293.937.897)
Intereses pagados		(152.767.801)	(144.524.347)	(136.456.892)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(8.479.868)	(16.459.962)	(9.603.719)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(605.785.054)	(452.258.979)	(429.587.423)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(193.166.288)	37.093.390	92.435.406
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		6.246.146	(24.242.264)	(4.305.760)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(186.920.142)	12.851.126	88.129.646
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio	7	336.658.505	323.807.379	235.677.733
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	7	149.738.363	336.658.505	323.807.379

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Índice

	Página
1. Actividad y Estados Financieros del Grupo..	258
2. Bases de presentación de los Estados Financieros Consolidados.	259
2.1. Principios contables.	259
2.2. Nuevos pronunciamientos contables..	260
2.3. Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas.	262
2.4. Entidades filiales.	262
2.4.1. Variaciones del perímetro de consolidación..	263
2.4.2. Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%..	263
2.4.3. Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%..	263
2.5. Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos..	263
2.6. Principios de consolidación y combinaciones de negocio..	264
3. Criterios contables aplicados.	266
a) Propiedades, planta y equipo..	266
b) Plusvalía..	267
c) Activos Intangibles distintos de la plusvalía.	267
c.1) Concesiones.	268
c.2) Gastos de investigación y desarrollo.	268
c.3) Otros activos intangibles.	268
d) Deterioro del valor de los activos no financieros.	268
e) Arrendamientos..	269
f) Instrumentos financieros.	270
f.1) Activos financieros excepto derivados.	270
f.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.	270
f.3) Deterioro de valor de los activos financieros.	271
f.4) Pasivos financieros excepto derivados.	271
f.5) Derivados y operaciones de cobertura.	271
f.6) Baja de activos y pasivos financieros.	272
f.7) Compensación de activos y pasivos financieros..	272
f.8) Contratos de garantías financieras.	273
g) Medición del valor razonable.	273
h) Inversiones contabilizadas por el método de participación.	274
i) Inventarios.	274
j) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) mantenidos para la venta o como mantenido para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas.	274
k) Acciones propias en cartera.	275
l) Provisiones.	275
l.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.	275
m) Conversión de saldos en moneda extranjera.	276
n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	276
o) Impuestos a las ganancias..	276
p) Reconocimiento de ingresos y gastos.	277
q) Ganancia (pérdida) por acción.	278

r) Dividendos.	278
s) Estado de flujos de efectivo.	279
4. Activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas..	280
4.1. Proceso de reorganización societaria	280
4.2. Venta de Sociedad Concesionaria Túnel el Melón S.A.	283
5. Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico.	285
a) Operaciones Continuadas.	285
b) Operaciones Discontinuadas.	287
6. Combinación de negocios – Adquisición Inversiones GasAtacama Holding Limitada.	293
7. Efectivo y equivalentes al efectivo.	296
8. Otros Activos Financieros.	298
9. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar.	298
10. Saldos y transacciones con partes relacionadas..	300
10.1. Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	300
10.2. Directorio y personal clave de la Gerencia.	306
10.3. Retribución de Gerencia de Endesa Chile.	310
10.4. Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción..	310
11. Inventarios.	311
12. Activos y pasivos por impuestos corrientes.	311
13. Inversiones contabilizadas por el método de participación..	312
13.1. Inversiones contabilizadas por el método de participación.	312
13.2. Información financiera adicional de las inversiones en asociadas.	314
13.3. Información financiera adicional de las inversiones en negocios conjuntos.	314
13.4. Compromisos y Contingencias.	316
14. Activos intangibles distintos de la plusvalía.	317
15. Plusvalía.	320
16. Propiedades, planta y equipo.	322
a) Composición del rubro.	322
b) Detalle de Propiedades, plantas y equipos.	322
c) Principales inversiones.	324
d) Costos Capitalizados	324
e) Arrendamiento financiero.	325
f) Arrendamiento operativo.	326
g) Otras informaciones relativas a operaciones Continuadas..	326
h) Otras informaciones relativas a operaciones Discontinuadas.	328
17. Impuestos diferidos.	329
18. Otros Pasivos Financieros.	335
18.1. Detalle de este rubro de corto y largo plazo.	335
18.2. Desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios.	336
18.3. Desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas.	340
18.4. Desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones Garantizadas.	340
18.5. Deuda de cobertura.	344
18.6. Otros aspectos.	345
19. Política de gestión de riesgos	346
19.1. Riesgo de tasa de interés.	346
19.2. Riesgo de tipo de cambio.	346
19.3. Riesgo de “commodities”	347
19.4. Riesgo de liquidez.	347

19.5. Riesgo de crédito.	347
19.6. Medición del riesgo.	348
20. Instrumentos financieros.	349
20.1. Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría.	349
a) Detalle de los Instrumentos financieros de activo.	349
b) Detalle de los Instrumentos financieros de pasivo.	349
20.2. Instrumentos Derivados..	350
a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura.	350
b) Activos y pasivos por instrumentos derivados a valor razonable con cambios en resultados.	351
c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados..	351
20.3. Jerarquías de Valor Razonable.	352
a) Clasificación jerárquica de los instrumentos financieros.	352
b) Conciliación entre los saldos de apertura y cierre de instrumentos financieros Nivel 3.	352
21. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	353
22. Provisiones.	354
a) Desglose de este rubro.	354
b) Movimiento de las provisiones durante el período.	354
23. Obligaciones por beneficios post empleo.	355
23.1. Aspectos generales.	355
23.2. Aperturas, movimientos y presentación de estados financieros.	355
23.3. Otras revelaciones.	357
23.4. Otras informaciones relativas a operaciones Discontinuadas.	357
24. Patrimonio total.	358
24.1. Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	358
24.1.1. Capital suscrito y pagado y número de acciones.	358
24.1.2. Dividendos.	358
24.2. Reserva por diferencias de cambio por conversión.	359
24.3. Gestión del capital.	359
24.4. Restricciones a la disposición de fondos de las filiales..	359
24.5. Otras reservas.	360
24.6. Participaciones no controladoras.	361
25. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos.	362
26. Materias primas y consumibles utilizados.	363
27. Gastos por beneficios a los empleados.	363
28. Gastos por depreciación, amortización y pérdidas por deterioro.	364
29. Otros gastos por naturaleza.	365
30. Otras ganancias (pérdidas).	365
31. Resultado Financiero.	366
32. Impuesto a las ganancias.	367
33. Información por segmento.	368
33.1. Criterios de segmentación..	368
33.2. Distribución por país.	370
34. Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros.	376
34.1. Garantías directas.	376
34.2. Garantías Indirectas.	376
34.3. Litigios y arbitrajes..	378
a) Operaciones Continuadas..	378
b) Operaciones Discontinuadas..	379
34.4. Restricciones financieras.	389

34.5. Otra información.	391
35. Dotación.	395
36. Sanciones.	395
37. Medio Ambiente..	406
38. Información financiera resumida de filiales.	408
39. Hechos posteriores..	410
Anexo N°1. Sociedades que componen el grupo Endesa Chile.	412
Anexo N°2. Variaciones del perímetro de consolidación.	414
Anexo N°3. Sociedades asociadas y negocios conjuntos..	414
Anexo N°4. Información complementaria relativa a los activos y pasivos mantenidos para distribuir a los propietarios y Operaciones Discontinuadas.	416
Anexo N°5. Información adicional sobre deuda financiera.	428
a) Préstamos Bancarios.	428
b) Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas.	432
c) Arrendamiento Financiero.	434
d) Otras Obligaciones..	434
Anexo N°6. Detalle de activos y pasivos en moneda extranjera.	436
Anexo N°7. Detalle de información adicional oficio circular N° 715 de fecha 03 de febrero de 2012.	438
Anexo N°7.1. Detalle de información complementaria de cuentas comerciales.	442
Anexo N°7.2. Estimaciones de ventas y compras de Energía, Potencia y Peajes..	446
Anexo N°8. Detalle vencimiento proveedores.	448

■ Estados Financieros Consolidados

correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015 y 2014

(En miles de pesos)

■ Nota 1

Actividad y Estados Financieros del Grupo

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

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

Endesa Chile es filial de Enersis Américas S.A⁽¹⁾, Compañía que a su vez es filial de Enel Iberoamérica S.R.L., entidad que a su vez es controlada por Enel, S.p.A. (en adelante, Enel).

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

La dotación del Grupo alcanzó los 2.288 trabajadores al 31 de diciembre de 2015. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio de 2015 fue de 2.480 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica, ver Nota 35.

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

Los estados financieros consolidados de Endesa Chile correspondientes al ejercicio 2014 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 29 de enero de 2015 y, posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas celebrada con fecha 27 de abril de 2015, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

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

(1). Con fecha 1 de Febrero 2016, Enersis S.A. modificó su razón social a Enersis Américas S.A

Nota 2

Bases de Presentación de los Estados Financieros Consolidados

2.1 Principios contables

Los estados financieros consolidados de Endesa Chile al 31 de diciembre de 2015, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 25 de febrero de 2016, han sido preparados de acuerdo a instrucciones y normas emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS), las cuales se componen de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), más instrucciones específicas dictadas por la SVS.

Con fecha 17 de octubre de 2014, mediante la emisión del Oficio Circular N° 856, la SVS instruyó a las entidades fiscalizadas registrar directamente en patrimonio las variaciones en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos, que surgieran como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido en Chile por la Ley 20.780. Esta instrucción de la SVS es la única que contraviene las NIIF y los efectos contables que derivan de la misma fueron registrados al 30 de septiembre de 2014 (ver nota 3.o y 17.c).

La aplicación del Oficio N° 856 de la SVS vino a modificar el marco de preparación y presentación de estados financieros utilizado por Endesa Chile a partir del ejercicio 2014, ya que el anterior (NIIF), requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas.

No obstante que los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, fueron preparados sobre las mismas bases de contabilización (instrucciones y normas emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS)), los estados consolidados de resultados integrales y la conformación de los correspondientes estados con-

solidados de cambios en el patrimonio por los años terminados en esas fechas, en lo referido al registro de diferencias de activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos, no son comparativos de acuerdo a lo explicado en los párrafos anteriores.

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Endesa Chile al 31 de diciembre de 2015 y 2014, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013.

Estos estados financieros consolidados presentan de forma voluntaria las cifras correspondientes al año 2013 del estado de resultados integrales consolidado, estado de flujos de efectivo consolidado, estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, y sus correspondientes notas.

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

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

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

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

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
Enmienda a NIC 19: Beneficios a los empleados El objetivo de esta enmienda es simplificar la contabilidad de las contribuciones que son independientes de los años de servicio del empleado, por ejemplo, contribuciones de los empleados que se calculan de acuerdo a un porcentaje fijo del sueldo.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 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 1 de julio de 2014.

Las enmiendas y mejoras a la normativa, que han entrado en vigor a partir del 1 de enero de 2015, no han tenido efectos significativos en los estados financieros consolidados de Endesa Chile y filiales.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2016 y siguientes:

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

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
Enmienda a NIIF 11: Acuerdos Conjuntos Esta enmienda requiere que los principios relevantes de la contabilidad de las combinaciones de negocios, contenidos en la NIIF 3 y otros estándares, deben ser aplicados en la contabilidad para la adquisición de un interés en una operación conjunta, cuando la operación constituye un negocio.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.
Enmienda a NIC 16 y NIC 38: Métodos aceptables de depreciación y amortización La enmienda a NIC 16 prohíbe de manera explícita la depreciación basada en los ingresos ordinarios para propiedades, plantas y equipos. En el caso de la NIC 38, la enmienda introduce la presunción refutable de que para los activos intangible el método de amortización basado en los ingresos ordinarios es inapropiado, estableciendo dos excepciones limitadas.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.
Mejoras a las NIIF (Ciclo 2012-2014) Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 5, NIIF 7, NIC 19 y NIC 34.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.
Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos La enmienda corrige una inconsistencia existente entre la NIIF 10 y la NIC 28 respecto al tratamiento contable de la venta y aportaciones entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.
Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los estados financieros separados Permite a las entidades utilizar el método de la participación para contabilizar las inversiones en filiales, negocios conjuntos y asociadas en sus estados financieros separados. El objetivo de esta enmienda es minimizar los costos de cumplir con las NIIF, especialmente para quienes aplican NIIF por primera vez, sin reducir la información disponible para los inversores.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.

Normas, Interpretaciones y Enmiendas

Aplicación obligatoria para:

Enmienda a NIC 1: Iniciativa de Revelación

El IASB emitió enmiendas a la NIC 1, como parte de su principal iniciativa para mejorar la presentación y revelación de información en los estados financieros. Estas modificaciones están diseñadas con el objetivo de alentar aún más a las empresas a aplicar el juicio profesional para determinar qué tipo de información revelar en sus estados financieros.

Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.

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

Estas modificaciones de alcance restringido aclaran la aplicación de la excepción de consolidación para las entidades de inversión y sus subsidiarias. Las modificaciones además disminuyen las exigencias en circunstancias particulares, reduciendo los costos de la aplicación de las Normas.

Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.

NIIF 9: Instrumentos Financieros

Corresponde a la versión final de la norma, publicada en julio de 2014, y completa el proyecto del IASB de reemplazar a la NIC 39 "Instrumentos financieros: reconocimiento y medición". Este proyecto fue dividido en tres etapas:

Fase 1 - Clasificación y medición de los activos y pasivos financieros: introduce un enfoque lógico para la clasificación de los activos financieros, basado en las características del flujo de efectivo y en el modelo de negocio. Este nuevo modelo también resulta en un único modelo de deterioro para todos los instrumentos financieros.

Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018.

Fase 2 - Metodología del deterioro de valor: con el objetivo de reconocer las pérdidas crediticias de manera oportuna, la norma exige a las entidades dar cuenta de las pérdidas crediticias esperadas desde el momento en que los instrumentos financieros son reconocidos en los estados financieros.

Fase 3 - Contabilidad de coberturas: establece un nuevo modelo que está orientado a reflejar una mejor alineación entre la contabilidad y la gestión de los riesgos. Se incluyen además mejoras en las revelaciones requeridas.

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

NIIF 15: Ingresos procedentes de contratos con clientes

Esta nueva norma es aplicable a todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros. Su objetivo es mejorar la comparabilidad de la información financiera, proporcionando un nuevo modelo para el reconocimiento de ingresos y requerimientos más detallados para contratos con elementos múltiples. Además exige un mayor desglose de información. Esta norma reemplazará a las NIC 11 y NIC 18, y a las interpretaciones relacionadas con ellas (CINIIF 13, CINIIF 15, CINIIF 18 y SIC 31).

Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018.

NIIF 16: Arrendamientos

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

Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019.

El Grupo está evaluando el impacto que tendrá la NIIF 9, la NIIF15 y NIIF16 en la fecha de su aplicación efectiva. La Administración estima que el resto de normas y enmiendas pendientes de aplicación no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados de Endesa y filiales.

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

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

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

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

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

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- > Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos y plusvalías o fondos de comercio (ver Nota 3.d).
- > Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 3.I.1 y 23).
- > La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.c).
- > Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.g y 20).
- > 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.

ma 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.I).
- > Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Notas 3.a).
- > Los resultados fiscales de las distintas filiales de Endesa Chile, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados (ver Nota 3.o).
- > Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.

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

2.4 Entidades Filiales

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

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

El Grupo reevaluará si tiene o no control en una sociedad filial si los hechos y circunstancias indican que ha habido cam-

bios en uno o más de los elementos de control mencionados anteriormente.

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

2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación

Con fecha 9 de enero de 2015, Endesa Chile en conjunto con su filial Compañía Eléctrica de Tarapacá S.A., formalizó la venta del 100% de sus acciones en la Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A., por un monto de M\$ 25.000.000. (ver nota 7.e y 30).

La salida de Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. del perímetro de consolidación Endesa Chile supuso una reducción en el estado de situación financiera consolidado de M\$ 871.022 en los activos corrientes, M\$ 7.107.941 en los activos no corrientes, M\$ 3.700.546 en los pasivos corrientes y de M\$ 1.789.703 en los pasivos no corrientes.

Durante el primer semestre de 2014, ingresó al perímetro de consolidación del Grupo la sociedad Inversiones GasAtacama Holding Limitada, como consecuencia de la compra realizada por Endesa Chile S.A. del 50% adicional de participación en dicha Sociedad, el 22 de abril de 2014 (ver nota 6).

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

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

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

2.4.2 Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%

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

2.4.3 Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%

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

Al 31 de diciembre de 2015, los activos y pasivos de Emgesa han sido reclasificados a "mantenidos para distribuir a los propietarios". De la misma forma, sus resultados por los ejercicios 2015, 2014 y 2013 han sido reclasificados a operaciones discontinuadas.(Ver Notas 3.j y 4.1).

2.5 Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos

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

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

Por otra parte, se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las que el grupo ejerce control gracias al acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos, es decir, cuando las decisiones sobre sus actividades relevantes re-

quieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control. Los acuerdos conjuntos se clasifican en:

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

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

2.6 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

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

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

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

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NIIF. Si el valor razonable de la contraprestación transferida más el valor razonable de cualquier participación no controladora excede el valor razonable de los activos netos adquiridos de la fi-

lial, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra a bajo precio, la ganancia resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir el valor razonable de estos montos.

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

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

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

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" y "Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integrales consolidado.
3. La conversión de los estados financieros de las sociedades extranjeras con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:
 - a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.

- b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio medio del período (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).
- c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.
- d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro “Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión” dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral. (ver Nota 24.2).
4. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
5. Los cambios en la participación en las sociedades filiales que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.
6. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método “pooling interest”. Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libro en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas.

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

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. El Grupo define período sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión. (Ver Nota 16.d.1).
- > Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso. (Ver Nota 16.d.2).
- > Los desembolsos futuros a los que Endesa Chile deberán hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. Endesa Chile revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 22).

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

mento comienza su depreciación.

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

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

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

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

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

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

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

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

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Instalaciones de generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	35 - 65
Equipo electromecánico	10 - 85
Centrales térmicas	10 - 40
Renovables	10 - 35
Líneas de transporte	20 - 35
Instalaciones de transporte gas natural:	
Gasoductos	30 - 35

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

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

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Hidroeléctrica El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	1993	30 años	8 años

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

La administración de Endesa Chile evaluó las casuísticas específicas de la concesión descrita anteriormente y concluyó que no existen factores determinantes que indiquen que el concedente (ente gubernamental), tiene el control sobre la infraestructura y, simultáneamente, puede determinar de forma permanente el precio del servicio. Estos requisitos son indispensables para aplicar la CINIIF 12, interpretación que establece cómo registrar y valorizar cierto tipo de concesiones (las que son de alcance de esta norma se presentan en (Nota 3.c.1.) . Al 31 de diciembre de 2015, los activos y pasivos de Hidroeléctrica El Chocón han sido reclasificados a "mantenidos para distribuir a los propietarios". De la misma

forma, sus resultados por los ejercicios 2015, 2014 y 2013 han sido reclasificados a operaciones discontinuadas.(Ver Notas 3.j y 4.1).

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

b) Plusvalía

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

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

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

c) Activos Intangibles distintos de la Plusvalía

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

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, no existen activos intangibles con vida útil indefinida por montos significativos.

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

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

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

c.1) Concesiones.

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

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

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

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

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

c.2) Gastos de investigación y desarrollo

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

c.3) Otros activos intangibles

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

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

d) Deterioro del valor de los activos no financieros.

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

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, en el caso de las UGE 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 UGE utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

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

País	Tasas de crecimiento (g)		
	31-12-2015	31-12-2014	
Chile	4,5%	2,2%	4,1%
Argentina	11,1%	6,9%	
Brasil	4,1%	5,6%	5,0% 5,9%
Perú	3,1%	3,4%	
Colombia	3,5%	4,3%	

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

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicadas en 2015 y 2014 fueron las siguientes:

País	Moneda	31-12-2015		31-12-2014	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Chile	Peso chileno	12,7%	9,6%	13,0%	
Argentina	Peso argentino	34,5%	39,4%	37,2%	38,9%
Brasil	Real brasileño	11,1%	21,1%	9,7%	22,7%
Perú	Nuevo sol peruano	11,3%		12,6%	
Colombia	Peso colombiano	15,1%		13,3%	

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

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

Al cierre del ejercicio 2015, los activos sujetos a análisis de deterioro que se relacionan con operaciones fuera de Chile han sido recalificados a "mantenidos para distribución a los propietarios".(Ver Notas 3.j y 4).

e) Arrendamientos.

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

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

Los arrendamientos financieros en los que Endesa Chile actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo según su naturaleza y un pasivo por el mismo monto e igual al valor razonable del bien arrendado, o bien al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento, si éste fuera menor. Posteriormente, los pagos míni-

mos 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 depreciará 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 depreciará en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

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

f) Instrumentos financieros

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

f.1) Activos financieros excepto derivados

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

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

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

> **Inversiones mantenidas hasta vencimiento:** Aquellas que Endesa Chile tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento, se contabilizan al costo amortizado según se ha definido en el párrafo anterior.

> **Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:** Incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.

> **Activos financieros disponibles para la venta:** Son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las tres categorías anteriores, correspondiendo casi en su totalidad a inversiones financieras en instrumentos de patrimonio. (ver Nota 8).

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

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

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

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

f.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación consolidado se registra el efectivo en caja, saldos en bancos, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo, (igual o inferior a 90 días desde la fecha de inversión), de alta liquidez que son rápidamen-

te realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.

f.3) Deterioro de valor de los activos financieros

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

- > En el caso de los activos financieros que tienen origen comercial incluidos dentro de la categoría "Préstamos y cuentas por cobrar", se provisionan los saldos sobre los cuales existe evidencia objetiva de la incapacidad de recuperación de valor. Con carácter general, las sociedades del Grupo tienen definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad, como puede ser el caso de montos por cobrar a entidades públicas (ver Nota 9).
- > Para el caso de los activos financieros con origen financiero, que se incluyen dentro de las categorías "Préstamos y cuentas por cobrar" e "Inversiones mantenidas hasta el vencimiento", la determinación de la necesidad de deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, y se mide como la diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados, descontados a la tasa de interés efectiva original (ver Notas 8 y 20).
- > Para el caso de las inversiones financieras disponibles para la venta, los criterios de deterioro se detallan en la Nota 3.f.1.

f.4) Pasivos financieros excepto derivados.

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

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

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se

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

f.5) Derivados y operaciones de cobertura

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

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

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

- > **Coberturas de valor razonable:** La parte del subyacente para la que se está cubriendo el riesgo se valora por su valor razonable al igual que el instrumento de cobertura, registrándose en el estado de resultados integrales las variaciones de valor de ambos, neteando los efectos en el mismo rubro del estado de resultados integrales.
- > **Coberturas de flujos de efectivo:** Los cambios en el valor razonable de los derivados se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, en una reserva del Patrimonio Total denominada "Coberturas de flujo de

caja." La pérdida o ganancia acumulada en dicho rubro se traspasa al estado de resultados integrales en la medida que el subyacente tiene impacto en el estado de resultados integrales por el riesgo cubierto, neteando dicho efecto en el mismo rubro del estado de resultados integrales. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en el estado de resultados integrales.

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

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

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

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

Los contratos de compra o venta a largo plazo de "commodities" que mantiene formalizados Endesa Chile, fundamentalmente de electricidad, combustible y otros insumos, cumplen con las características descritas anteriormente. Así, los contratos de compras de combustibles tienen como

propósito utilizarlos para la generación de electricidad, los de compra de electricidad se utilizan para concretar ventas a clientes finales, y los de venta de electricidad para la colocación de producción propia.

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

f.6) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

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

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

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

f.7) Compensación de activos y pasivos financieros

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

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

f.8) Contratos de garantías financieras

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

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

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

g) Medición del valor razonable

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

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

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

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

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

Nivel 2: Inputs diferentes a los precios cotizados que se in-

cluyen 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 y 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");

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

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

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

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

riesgo de crédito de la contraparte, se permite medir el valor razonable sobre una base neta, de forma congruente con la forma en que los participantes del mercado pondrían precio a la exposición de riesgo neta en la fecha de medición.

h) Inversiones contabilizadas por el método de participación

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

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

La plusvalía relativa a la asociada o negocio conjunto se incluye en el valor libro de la inversión y no se amortiza ni se realiza una prueba individual de deterioro, a menos que existan indicadores 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 a Endesa Chile conforme a su participación, se registran en el rubro "Participación en ganancia (pérdida) de Asociadas contabilizadas por el método de participación".

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

i) Inventarios

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

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

La Sociedad clasifica como activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios, las Propiedades, Plantas y Equipos, los intangibles, las inversiones en asociadas, los negocios conjuntos y los grupos sujetos a desapropiación (grupo de activos que se van a enajenar junto con sus pasivos directamente asociados), para los cuales en la fecha de cierre del estado de situación financiera se han iniciado gestiones activas para su venta, o para su distribución a los propietarios, y se estima que es altamente probable que la operación se concrete durante el periodo de doce meses siguientes.

Los activos o grupos sujetos a desapropiación, clasificados como mantenidos para la venta, se valoran al menor de su valor en libros o su valor razonable menos los costos de venta, y dejan de amortizarse desde el momento en que adquieren esta clasificación.

Los activos o grupos sujetos a desapropiación, clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios, se valoran al menor valor entre su monto en libros y su valor razonable menos los costos de la distribución.

Los activos que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta, o dejen de formar parte de un grupo de elementos enajenables, son valorados al menor de su valor contable antes de su clasificación, menos las depreciaciones, amortizaciones o revalorizaciones que se hubieran reconocido si no se hubieran clasificado como tales, y el valor recuperable en la fecha en la que van a ser reclasificados a Activos no corrientes.

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

A su vez, una operación discontinuada es un componente del Grupo que ha sido vendido o se ha dispuesto de él por otra vía, o bien que ha sido clasificado como mantenido para la venta, y

- > representa una línea de negocio o un área geográfica, que es significativa y puede considerarse separada del resto;
- > forma parte de un plan individual y coordinado para disponer de una línea de negocio o de un área geográfica de la operación que sea significativa y pueda considerarse separada del resto; o
- > es una entidad filial adquirida exclusivamente con la finalidad de revenderla.

Los resultados después de impuestos de las operaciones discontinuadas se presentan en una única línea del estado de resultados integral denominada "Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas", incluyendo asimismo la plusvalía o minusvalía después de impuestos generada por la operación de desinversión, una vez que la misma se ha materializado.

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 período. Al 31 de diciembre de 2015 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado durante los ejercicios 2015 y 2014, transacciones con acciones propias.

I) Provisiones

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

El monto reconocido como provisión es la mejor estimación de la consideración requerida para liquidar la obligación presente en la fecha de emisión de los estados financieros, teniendo en consideración los riesgos e incertidumbres que

rodean a la obligación. Cuando una provisión se mide utilizando flujos de caja estimados para liquidar la obligación presente, su valor libros es el valor presente de esos flujos de caja (cuando el efecto del valor del dinero en el tiempo es importante). El devengo del descuento se reconoce como gasto financiero. Los costos legales incrementales esperados a ser incurridos en la resolución de la reclamación legal se incluyen en la medición de la provisión.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

m) Conversión de saldos en moneda extranjera

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

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

Endesa Chile ha establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos que están directamente vinculadas a la evolución del dólar norteamericano, mediante la obtención de financiación en esta última moneda. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de caja, se imputan, netas de su efecto impositivo, como un componente de Otros resultados integrales en la cuenta Ganancias (Pérdidas) por coberturas de flujo de flujo de caja, 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. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como no corrientes.

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

o) Impuesto a las ganancias

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

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

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

deducible, surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

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

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

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

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

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

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

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

p) Reconocimiento de ingresos y gastos

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

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

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

Sólo se reconocen ingresos ordinarios derivados de la prestación de servicios cuando pueden ser estimados con fiabilidad y en función del grado de realización de la prestación del servicio a la fecha del estado de situación financiera. Cuando el resultado de una transacción que implique la prestación de servicios no puede ser estimado en forma fiable, se reconocen ingresos por la cuantía en que los gastos reconocidos se consideran recuperables.

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

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

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

En contratos en los que el Endesa Chile realizará múltiples actividades generadoras de ingresos (contratos de elementos múltiples), los criterios de reconocimiento será de aplicación a cada componente separado identificable de la transacción, con el fin de reflejar la sustancia de la transacción, o de dos o más transacciones conjuntamente, cuando estas están vinculadas de tal manera que el efecto comercial no puede ser entendido sin referencia al conjunto completo de transacciones.

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

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

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

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

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

q) Ganancia (pérdida) por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del ejercicio atribuible a la Sociedad Matriz y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período,

sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder de alguna sociedad filial, si en alguna ocasión fuere el caso.

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

Durante los ejercicio 2015, 2014 y 2013, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

r) Dividendos

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

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

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

s) Estado de flujos de efectivo

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

> **Flujos de efectivo:** entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, 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

Activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas

4.1 Proceso de reorganización societaria - Activos no corrientes mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas

I. Antecedentes generales

Con fecha 28 de abril de 2015, la Sociedad informó a la SVS, mediante un hecho esencial, que el Directorio de su matriz directa, Enersis S.A., le comunicó que resolvió iniciar los trabajos de análisis de una reorganización societaria, tendiente a la separación de las actividades de generación y distribución en Chile del resto de actividades desarrolladas fuera de Chile por Enersis S.A. y sus filiales Endesa Chile y Chilectra S.A., manteniendo la pertenencia al Grupo Enel S.p.A.

Al respecto, en el mismo hecho esencial, el Directorio de Endesa Chile informó que acordó iniciar los estudios tendientes a analizar una posible reorganización societaria ("reorganización") consistente en la división de la Sociedad, para la segregación de los negocios en Chile y fuera de Chile, y eventualmente una futura fusión de estos últimos en una sola sociedad. Además, se indicó que el objetivo de esta reorganización es la generación de valor para todos sus accionistas, que ninguna de estas operaciones requeriría el aporte de recursos adicionales de parte de los accionistas, que la posible reorganización societaria se estudiaría teniendo en consideración tanto el interés social como el de todos los accionistas, con especial atención al interés minoritario, y que de ser aprobada sería, en su caso, sometida a la aprobación de una Junta Extraordinaria de Accionistas.

Esta reorganización societaria consta de dos fases:

- > la división de Enersis S.A., y sus filiales Endesa Chile y Chilectra S.A. de forma que queden separados, por un

lado los negocios de generación y distribución en Chile y, por otro, las actividades fuera de Chile, y

- > la ulterior fusión de las sociedades que sean propietarias de participaciones sociales en negocios fuera de Chile, las cuales se denominarían Enersis Américas S.A., Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A.. Enersis Américas S.A. absorbería por fusión a las otras dos sociedades.

Con fecha 18 de diciembre de 2015, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Endesa Chile resolvió aprobar la división de la compañía, sujeta a las condiciones suspensivas consistentes en la aprobación de las divisiones de Enersis S.A. y Chilectra S.A. por parte de sus respectivas Juntas Extraordinarias de Accionistas, además de las correspondientes tramitaciones legales de sus actas y otros asuntos relacionados. Adicionalmente, se aprobó que la división tendrá efecto a partir del primer día calendario del mes siguiente a aquel en que se otorgue una escritura pública de cumplimiento de condiciones de la división.

Producto de la división de Endesa Chile surgiría una nueva sociedad anónima abierta que se denominaría Endesa Américas S.A., a la cual le serían asignadas las participaciones societarias y activos y pasivos asociados a Endesa Chile fuera de Chile.

Con fecha 1 de febrero de 2016, habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Endesa Chile y desde esa misma fecha comenzó a existir la compañía Endesa Américas. Consecuentemente, se verificó la correspondiente disminución de capital de Endesa Chile y demás reformas de estatutos (ver nota 39.2).

II. Aspectos contables

Al 31 de diciembre de 2015, habiéndose cumplido los requisitos establecidos en la NIIF 5 "Activos no corrientes disponibles para la venta y operaciones discontinuadas", se han realizaron los siguientes registros contables:

- i) Activos y pasivos

Todos los activos y pasivos relacionados con el nego-

cio de generación y distribución fuera de Chile (Enel Brasil, filiales de distribución) se han considerado como "Activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios", o como "Pasivos no corrientes o grupo de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta, según co-

rresponda, habiéndose procedido a reclasificar sus saldos de acuerdo a lo indicado en la nota 3.j.

Al 31 de diciembre de 2015, los principales grupos de activos y pasivos clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios, que se relacionan con las operaciones fuera de Chile de Endesa Chile, son los siguientes:

	31-12-2015 M\$
ACTIVOS	
ACTIVOS CORRIENTES	
Efectivo y equivalentes al efectivo	112.313.130
Otros activos financieros corrientes	5.641.903
Otros activos no financieros corriente	14.336.049
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	199.139.964
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	37.639.756
Inventarios	25.926.892
Activos por impuestos corrientes	50.966
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	395.048.660
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	395.048.660
ACTIVOS NO CORRIENTES	
Otros activos financieros no corrientes	625.981
Otros activos no financieros no corrientes	3.239.510
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	230.824.700
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	446.338.964
Activos intangibles distintos de la plusvalía	31.083.689
Plusvalía	100.700.656
Propiedades, planta y equipo	2.663.590.814
Activos por impuestos diferidos	18.253.056
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES	3.494.657.370
TOTAL DE ACTIVOS	3.889.706.030
PASIVOS CORRIENTES	31-12-2015 M\$
Otros pasivos financieros corrientes	221.018.241
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	259.664.724
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	48.124.723
Otras provisiones corrientes	78.935.605
Pasivos por impuestos corrientes	65.310.111
Otros pasivos no financieros corrientes	1.951.294
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	675.004.698
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	675.004.698
PASIVOS NO CORRIENTES	
Otros pasivos financieros no corrientes	896.924.119
Otras cuentas por pagar no corrientes	39.373.175
Otras provisiones no corrientes	36.473.503
Pasivo por impuestos diferidos	163.761.907
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	21.548.342
Otros pasivos no financieros no corrientes	18.698.412
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	1.176.779.458
TOTAL PASIVOS	1.851.784.156

ii) Otros resultados integrales acumulados en el patrimonio neto

Los saldos acumulados en reservas por otros resultados integrales, asociadas a los activos y pasivos mantenidos para distribución a los propietarios, son los siguientes:

Reservas generadas por	31-12-2015 M\$
Diferencias de cambio por conversión	(191.041.945)
Coberturas de flujo de caja	(8.022.483)
Remedición de activos disponibles para la venta	(118.662)
Otras reservas	(1.967.052)
Total	(201.150.142)

iii) Ingresos y gastos

Todos los ingresos y gastos correspondientes a los negocios de generación y distribución fuera de Chile (Enel Brasil, filiales de distribución), objeto de distribución a los propietarios, al considerarse operaciones discontinua-

das, se presentan en el rubro "Ganancias (pérdidas) procedentes de operaciones discontinuadas" del estado de resultados integrales consolidado.

Por lo anterior, el estado de resultados integrales consolidado incluido en los presentes estados financieros consolidados, a efectos comparativos, no coinciden con los aprobados al cierre de los ejercicios 2014 y 2013, al haberse reclasificado los ingresos y gastos generados en dichos ejercicios por las operaciones ahora discontinuadas al rubro "Ganancias (pérdidas) procedentes de operaciones discontinuadas".

A continuación se presenta el desglose por naturaleza del rubro "Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas" al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013:

Estado de resultados consolidadas	Nota	enero-diciembre		
		2015 M\$	2014 M\$	2013 M\$
Ingresos de actividades ordinarias		1.238.466.148	1.154.414.241	997.623.514
Otros ingresos, por naturaleza		64.649.040	61.145.248	59.762.115
Total de Ingresos		1.303.115.188	1.215.559.489	1.057.394.629
Materias primas y consumibles utilizados		(481.747.189)	(369.241.528)	(335.977.638)
Margin de Contribución		821.367.999	846.317.961	721.416.991
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		11.937.667	12.704.315	8.356.167
Gastos por beneficios a los empleados		(85.228.546)	(70.044.870)	(60.148.919)
Gastos por depreciación y amortización		(108.405.664)	(103.836.335)	(97.054.335)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo)		(4.813.372)	(2.057.856)	(6.523.091)
Otros gastos por naturaleza		(73.277.014)	(60.025.087)	(52.530.118)
Resultado de Explotación		561.581.070	623.058.128	513.516.695
Otras ganancias (pérdidas)		(508.842)	749.878	843.216
Ingresos financieros		59.300.320	93.967.597	15.137.446
Costos financieros		(87.794.374)	(65.211.335)	(66.695.425)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociados y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación		38.679.661	61.598.412	95.037.839
Diferencias de cambio		96.180.972	(20.192.759)	(11.576.858)
Resultado por unidades de reajuste		-	-	-
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		667.438.807	693.969.921	546.262.933
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas		(256.249.256)	(204.054.403)	(167.912.190)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuas		411.183.551	489.915.518	378.350.743
Ganancia (Pérdida) procedente de operaciones discontinuas		-	-	-
GANANCIAS (PÉRDIDAS)		411.189.551	489.915.518	378.350.743

Con la clasificación de las actividades de generación y distribución de energía fuera de Chile como operaciones discontinuadas, estas líneas de negocio no se desglosan en la Nota 33 "Información por segmento".

iv) Flujos de efectivo

A continuación se presentan los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de operación, inversión y financiación atribuibles a las Operaciones discontinuadas durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013:

Estado de flujo de efectivo neto resumido	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	473.002.615	567.896.051	395.386.771
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(233.343.856)	(136.647.445)	(118.745.497)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(430.690.847)	393.584.765	(217.551.915)
Incremento neto (disminución en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio)	(191.032.088)	37.663.841	59.089.359
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	4.902.989	(25.440.304)	(4.195.957)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(186.129.099)	12.223.537	54.893.402
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio	298.442.229	286.218.692	231.325.290
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	112.313.130	298.442.229	286.218.692

En anexo N° 4 de los presentes estados financieros consolidados se presenta información complementaria relativa a los activos y pasivos mantenidos para distribuir a los propietarios, como así también para los resultados de las operaciones discontinuadas.

4.2 Venta de Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. - Activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta

Durante el mes de diciembre de 2014, Empresa Nacional de Electricidad S.A. y su filial Compañía Eléctrica de Tarapacá S.A. suscribieron un contrato de compraventa de acciones en virtud del cual, acordaron vender, ceder y transferir a Temsa Fondo de Inversión Privado el 100% de las acciones de Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.. Este contrato estableció una serie de condiciones suspensivas, que, estando pendientes de cumplimiento al cierre de 2014, impidieron el perfeccionamiento de la venta. Finalmente, la venta fue perfeccionada el 9 de enero de 2015. (Ver Nota 30)

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

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

Tal como se describe en la nota 3.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.

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

Túnel El Melón	Saldo al 31-12-2014 M\$
ACTIVOS	
ACTIVOS CORRIENTES	
Efectivo y equivalentes al efectivo	29.702
Otros activos no financieros corriente	81.275
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	758.645
Activos por impuestos corrientes	1.400
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	871.022
ACTIVOS NO CORRIENTES	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	4.404.615
Propiedades, planta y equipo	81.432
Activos por impuestos deferidos	2.621.894
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES	7.107.941
TOTAL DE ACTIVOS	7.978.963
PASIVOS CORRIENTES	
Otros pasivos financieros corrientes	3.072.179
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	495.235
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	2.102
Otros pasivos no financieros corrientes	131.030
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	3.700.546
PASIVOS NO CORRIENTES	
Otros pasivos financieros no corrientes	1.660.254
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	102.423
otros pasivos no financieros no corrientes	27.026
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	1.789.703
TOTAL PASIVOS	5.490.249
El flujo de efectivo neto resumido	
Flujo de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	9.045.776
Flujo de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(5.604.740)
Flujo de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(3.450.774)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	(9.738)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(9.738)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio	39.440
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	29.702

Ver Nota de Criterios Contables N° 2.4.1

Nota 5

Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

a) Operaciones Continuadas

Chile

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

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

bó el proyecto de ley que permitirá la interconexión del SIC con el SING.

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

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

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

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

- (i) Empresas Distribuidoras para el suministro a sus Clientes regulados: Corresponden a aquellos consumidores residenciales, comerciales, pequeña y mediana industria, con una potencia conectada igual o inferior a 500 kW, y que están ubicados en el área de concesión de una

empresa distribuidora. Hasta enero de 2015, los clientes con una capacidad conectada entre 500 kW y 2.000 kW podían elegir su condición entre libres y regulados. El 29 de enero de 2015 se publicó en el Diario Oficial una modificación legal que incrementó el límite de 2.000 kW a 5.000 kW. Los alcances de esta modificación legal se incluyen más adelante.

Hasta 2009, el precio de la energía de transferencia entre las compañías generadoras y distribuidoras para el abastecimiento de clientes regulados tenía un valor máximo que se denomina precio de nudo, el que es regulado por el Ministerio de Energía. Los precios de nudo son determinados cada seis meses (abril y octubre), en función de un informe elaborado por la CNE, sobre la base de las proyecciones de los costos marginales esperados del sistema en los siguientes 48 meses, en el caso del SIC, y de 24 meses, en el del SING. A partir de 2010, y a medida que la vigencia de los contratos a precio de nudo se van extinguiendo, este precio de transferencia entre las empresas generadoras y distribuidoras es reemplazado por el resultado de licitaciones que se llevan a cabo en un proceso regulado, con un precio máximo definido por la autoridad cada seis meses.

- (ii) **Cientes libres:** Corresponden a aquellos clientes que tienen una potencia conectada mayor a 5.000 kW, principalmente industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia conectada entre 500 y 5.000 kW, tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus proveedores -o bien-, seguir sometidos a precios regulados, con un período de permanencia mínima de cuatro años en cada régimen. Según se señaló anteriormente, este límite de 5.000 kW rige a partir de enero de 2015.
- (iii) **Mercado Spot o de corto plazo:** Corresponde a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras, que resultan de la coordinación realizada por el CDEC para lograr la operación económica del sistema, y los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del CDEC. Para el caso de la energía, las transferencias son valoradas al costo marginal. Para la potencia, al precio de nudo correspondiente, según ha sido fijado semestralmente por la autoridad.

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

A partir de 2010, con la promulgación de la Ley 20.018, las empresas distribuidoras deben disponer del suministro permanentemente para el total de su demanda proyectada a tres años, para lo cual se deben realizar licitaciones públicas de largo plazo. Este plazo de tres años cambió a cinco años, a raíz de la modificación legal publicada en enero de 2015.

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

El 29 de septiembre de 2014 se publicó en el Diario Oficial la Reforma Tributaria, la que incluyó la creación del denominado impuesto verde que gravará las emisiones al aire de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NOx), dióxido de azufre (SO₂) y dióxido de carbono (CO₂). Para las emisiones de CO₂, el impuesto será equivalente a 5 US\$/tonelada.

El 29 de enero de 2015 se publicó en el Diario Oficial la Ley 20.805 que introduce una modificación legal relativa a los procesos de licitación de energía destinada al consumo de los clientes regulados. Entre los cambios introducidos por esta modificación, se destacan, una mayor participación de la CNE en estos procesos, el aumento de tres a cinco años de la anticipación para el llamado a una licitación, una duración del contrato de suministro de hasta veinte años, la incorporación de un precio oculto o precio de reserva como precio techo de cada licitación, la posibilidad de postergar la entrega del suministro por parte de un adjudicatario en el caso de fuerza mayor, la incorporación de licitaciones de corto plazo, el tratamiento de la energía sin contratos y el incremento del límite para calificar como cliente regulado de 2.000 a 5.000 kW.

Energías renovables no convencionales

- > **En Chile,** en abril de 2008 se promulgó la Ley 20.257, que incentiva el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de esta norma es

que obliga a los generadores a que -al menos- un 5% de su energía comercializada con clientes provenga de estas fuentes renovables, entre 2010 y 2014, aumentando progresivamente en 0,5% desde el ejercicio 2015 hasta el 2024, donde se alcanzará un 10%. Esta Ley fue modificada en 2013 por la Ley 20.698, denominada 20/25, que establece que hacia el año 2025, un 20% de la matriz eléctrica será cubierto por ERNC, respetando la senda de retiros contemplada en la ley anterior para los contratos vigentes a julio de 2013.

Límites a la integración y concentración

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

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

En cuanto a la concentración en un sector específico, no se establecen límites cuantitativos específicos a la integración vertical u horizontal, sin perjuicio de la normativa sobre libre competencia. Por otro lado, la Ley General de Servicios Eléctricos establece que las empresas operadoras o propietarias de los Sistemas de Transmisión Troncal no podrán dedicarse directa ni indirectamente, a actividades que comprendan en cualquier forma, el giro de generación o distribución de electricidad.

b) Operaciones Discontinuadas

Argentina

Argentina ha dado señales de intervención en el mercado eléctrico desde que se produjo la crisis en el año 2002. Inicialmente la normativa contemplaba que el precio de venta de generadores a distribuidoras se obtenía de un cálculo centralizado del precio "spot". Por su parte, el precio

de compra de las distribuidoras era el promedio previsto para los próximos 6 meses, denominado precio estacional. Las diferencias entre el precio estacional (precio de compra) y el precio spot real (precio de venta) se liquidaban con cargo al Fondo Estacional que gestiona la Compañía Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad (CAMMESA).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

MWh para los ciclos combinados y 24\$Arg/MWh para el resto de la generación térmica. Esta resolución es retroactiva desde Febrero de 2014.

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

Brasil

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

Respecto de los planes indicativos de las autoridades, a partir de las necesidades de contratación declaradas por los agentes de Distribución, el Ministerio de Energía participa en la expansión del sistema eléctrico, definiendo, por un lado, las cuotas de capacidad por tecnología y promoviendo, por otro, licitaciones separadas para energías térmicas, hidráulicas o renovables o directamente licitando proyectos específicos. Por otro lado, la coordinación de la operación se realiza de manera centralizada, donde un operador independiente coordina el despacho de carga centralizado basado en costos variables de producción y busca garantizar el abaste-

cimiento de la demanda a mínimo costo para el sistema. El precio al cual se liquidan las transacciones del mercado spot se denomina Precio de Liquidación de las Diferencias -(PLD)-, el cual tiene en cuenta la curva de aversión al riesgo de los agentes.

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

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

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

El principal efecto del nuevo límite es reducir el impacto financiero de las distribuidoras a posibles riesgos futuros de exposición contractual de energía al mercado spot, donde en 2014 el precio spot estuvo al máximo en gran parte del año. Desde el punto de vista de generación el nuevo precio máximo también resulta en mitigación de riesgos de exposición económica y financiera no recuperable, cuando la producción está por debajo de los valores contractuales. Por

otro lado se reduce la posibilidad de vender energía libre con mayores precios, los generadores hoy pueden dividir su energía libre entre los meses del año (racionalización) de modo a poder potenciar sus ingresos poniendo más energía en los meses donde se prevé mayores precios, con la bajada del techo.

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

Los mecanismos regulatorios aseguran la creación de activos regulatorios, cuya recomposición tarifaria para los déficits en 2014, ocurrirá a partir de los reajustes tarifarios en 2015 (Marzo para Ampla y Abril para Coelce). Dicho mecanismo existe desde 2001, y se llama Cuenta de Compensación de Valores de la Parcela A (CVA). Objetivan mantener constantes los márgenes operacionales para el concesionario por la vía de permitir ganancias tarifarias debido a los costos de la Parcela A.

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

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

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

Para cubrir el sobrecoste de energía el gobierno ha creado la cuenta ACR a través de préstamos bancarios a abonar dentro de dos años por la tarifa. Hasta el 31 de diciembre de 2014 los distribuidores utilizaran un monto aproximado de 18

mil millones de reales de la cuenta ACR, sin embargo, no fue suficiente para cubrir todo el déficit. En marzo de 2015 fue aprobado un nuevo préstamo a la cuenta ACR, para cubrir el déficit de noviembre y diciembre de 2014. Fue aprobado también un alargamiento del plazo de pago de todos los préstamos, que ahora deberán ser pagos en 54 meses a partir de noviembre 2015.

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

Colombia

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

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

La principal institución del sector eléctrico es el Ministerio de Minas y Energía que a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), elabora el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión de Referencia Generación -

Transmisión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD) son las encargadas, respectivamente, de regular y fiscalizar a las empresas del sector, adicionalmente la Superintendencia de Industria y Comercio es la autoridad nacional para temas de protección de la competencia.

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

Perú

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

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

ción por lo menos con tres años de anticipación a fin de evitar que la demanda de sus usuarios regulados quede sin cobertura.

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

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

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

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

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

> En las tarifas de distribución, el cálculo del VAD (Valor Agregado de Distribución) y de la Tasa Interna de Retorno (TIR) se efectuará individualmente para cada empresa de Distribución con más de 50 mil clientes.

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

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

Energías renovables no convencionales

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

rio de Minas y Energía expidió el Decreto 2469 de 2014 el cual estableció los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración. Así mismo, la CREG publicó la resolución 24 de 2015 que regula la actividad de autogeneración a gran escala, y la UPME publicó la resolución 281 de 2015 que define el límite de autogeneración a pequeña escala igual a 1MW. Adicionalmente, la CREG expidió la resolución 11 de 2015 que promueve mecanismos de respuesta de la demanda. En 2015 la CREG publicó la Resolución 138 que modifica el esquema de remuneración del cargo por confiabilidad para las plantas menores. La nueva normativa establece que dichas plantas pertenecerán al esquema centralizado del cargo y deberán declarar ENFICC para tener asignaciones de OEF. Si la diferencia entre la generación real y programada de dichas plantas es menor al +/-5%, podrán mantener el esquema de remuneración actual. Mediante la Resolución CREG 177 de 2015 se definió un periodo de transición hasta junio 2016 para la aplicación de esta medida. El Ministerio de minas y Energía expidió en 2015 el Decreto 1623 que reglamenta las políticas de expansión de cobertura y el Decreto 2143 de 2015 que define los lineamientos para la aplicación de los incentivos fiscales y tributarios establecidos en la Ley 1715.

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

MWh, y fijando penalidades a quienes no cumplan con los objetivos. Se encuentra pendiente la reglamentación de la ley.

Límites a la integración y concentración

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

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

En cuanto a la concentración en un sector específico, en Argentina no se establece límites específicos a la integración vertical u horizontal. En Perú las integraciones están sujetas a autorización. En Colombia, ninguna empresa podrá tener directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización de electricidad, por otro lado para la actividad de generación se establecen dos criterios, uno que revisa los límites de participación en función de la concentración del mercado (índice HHI) y el tamaño de los agentes según su Energía Firme, y otro que revisa condiciones de pivotalidad en el mercado según la disponibilidad de los recursos frente a la demanda del sistema. Adicionalmente, en Colombia aquellas empresas creadas con posterioridad a la Ley de Servicios Públicos de 1994, únicamente pueden desarrollar actividades complementarias de generación-comercialización y distribución-comercialización. Finalmente en el caso de Brasil, con los cambios en el sector eléctrico derivados de la Ley N° 10.848/2004 y del Decreto N° 5.163/2004, la ANEEL fue gradualmente perfeccionando el reglamento, eliminando los límites a la concentración, por no ser más compatible con el entorno regulatorio vigente. En el caso de consolidaciones o fusiones entre agentes de un mismo segmento, la normativa exige contar con la autorización del regulador.

Nota 6

Combinación de Negocios – Adquisición de Inversiones GasAtacama Holding Limitada

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

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

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

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

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

a) Contraprestación transferida

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

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

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

b) Costos relacionados con la adquisición

Endesa Chile incurrió en costos de M\$ 23.543 relacionados con la adquisición de Inversiones GasAtacama Holding Limitada, por concepto de honorarios de asesoría financiera. Estos costos fueron reconocidos en el año 2014 en el rubro Otros gastos por naturaleza del estado de resultados integrales consolidado.

c) Activos adquiridos identificables y pasivos asumidos identificables

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

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

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

(*) Ver Nota 16.b.

(**) Ver Nota 17.a.

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

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

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

Conciliación de valores

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

d) Plusvalía

	Saldo al 31-12-2014 M\$
Precio pagado en efectivo	157.958.101
Valor razonable de participación pre-existente	157.147.000
Valor razonable de los activos netos adquiridos identificables	(296.367.364)
Plusvalía (*)	18.737.737

(*) Ver Nota 15.

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

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

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

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

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

■ Nota 7

Efectivo y Equivalente al Efectivo

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

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Efectivo en caja	4.759	551.153
Saldos en bancos	10.802.821	130.725.229
Depósitos a plazo	971.873	168.153.726
Otros instrumentos de renta fija	25.645.780	37.198.695
Total	37.425.233	336.628.803

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

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

Moneda	31-12-2015		31-12-2014	
	M\$	M\$	M\$	M\$
\$ Chilenos	27.625.086		43.104.563	
\$ Argentinos	5.531.184		16.686.627	
\$ Colombianos	-		224.221.908	
Nuevo sol peruano	-		27.175.201	
US\$ Estadounidenses	4.268.963		25.440.504	
Total	37.425.233		336.628.803	

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

Adquisición de subsidiarias	31-12-2015		31-12-2014	
	M\$	M\$	M\$	M\$
Importes por adquisiciones pagadas en efectivo y equivalentes al efectivo	-		(157.958.101)	
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en entidades adquiridas	-		120.303.339	
Total neto (*)			(37.654.762)	

(*) Ver Nota 6.

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

	31-12-2015		31-12-2014	
	M\$	M\$	M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de situación financiera)	37.425.233		336.628.803	
Efectivo y equivalentes al efectivo atribuidos a activos mantenidos para la venta	-		29.702	
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para distribuir a los propietarios (*)	112.313.130		-	
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	149.738.363		336.658.505	

(*) Ver Nota 4.1

e) A continuación se muestran los montos recibidos por la venta de participación de subsidiarias, al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

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

(*) Ver Nota 2.4.1 y 30

■ Nota 8

Otros Activos Financieros

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

Otros activos financieros	Saldos			
	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Inversiones Disponibles para la Venta que cotizan	-	-	389	425
Inversiones Disponibles para la Venta no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	3.001.868	4.202.577
Instrumentos Derivados Cobertura (*)	76.703	1.221.342	18.716.463	3.711.802
Instrumentos Derivados No Cobertura (**)	-	2.958.770	-	22.002
Inversiones a mantener hasta el vencimiento	934.852	20.669.908	-	-
Total	1.011.555	24.850.020	21.718.720	7.936.806

(*) Ver Nota 20.2.a.

(**) Ver Nota 20.2.b.

■ Nota 9

Cuentas Comerciales y otras cuentas por cobrar

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

Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	31-12-2015		31-12-2014	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	365.024.469	35.901	437.038.801	141.216.512
Cuentas comerciales, bruto	271.783.505	35.901	335.438.803	136.744.799
Otras cuentas por cobrar, bruto	93.240.964	-	101.599.998	4.471.713

Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	31-12-2015		31-12-2014	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	363.475.277	35.901	433.407.008	141.216.512
Cuentas comerciales, neto	270.234.313	35.901	333.117.446	136.744.799
Otras cuentas por cobrar, neto	93.240.964	-	100.289.562	4.471.713

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

El Grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

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

b) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagados, pero no deteriorados es el siguiente:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	Saldo al	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Con antigüedad menor de tres meses	1.122.810	9.595.932
Con antigüedad entre tres y seis meses	522	571.114
Con antigüedad entre seis y doce meses	411.387	1.812.932
Total	1.534.719	11.979.978

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

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente y no Corriente M\$
Saldo al 1 de enero de 2013	4.587.452
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	(140.365)
Montos castigados	(411.830)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(43.031)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	3.992.226
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	748.748
Montos castigados	(1.035.170)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(74.011)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	3.631.793
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*) (**)	480.617
Montos castigados	(3.566)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(213.092)
Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	(2.346.560)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	1.549.192

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

(**) El aumento de las provisiones por deterioro de cuentas comerciales, relacionadas con las operaciones continuadas de Endesa Chile, ascendió a M\$ 371.558 durante el ejercicio 2015. Por otra parte, el 100% de los montos castigados y diferencias de conversión de moneda extranjera generadas en 2015, se relacionan con las operaciones discontinuadas (Ver Nota 4.1).

Castigos de deudores incobrables

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

d) Información adicional

- > Información adicional estadística requerida por oficio circular N° 715, de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, de fecha 03 de febrero de 2012 (taxonomía XBRL). Ver Anexo 7.
- > Información complementaria de cuentas comerciales: Ver anexo 7.1.

■ Nota 10

Saldos y transacciones con partes relacionadas

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

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

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

10.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Compañía Interconexao Energética S.A.	Peaje	Menos de 90 días
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Peaje	Menos de 90 días
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Cta. Cte. mercantil	Menos de 90 días
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Venta de Energía	Menos de 90 días
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Generalima S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Anticipo Compra de Gas	Menos de 90 días
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Préstamos	Menos de 90 días
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días
76.107.186-6	ICT Servicios Informáticos Ltda.(*)	Otros servicios	Menos de 90 días
79.913.810-7	Inmobiliaria Manso de Velasco S.A. (*)	Otros servicios	Menos de 90 días
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Venta de Energía	Menos de 90 días
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Dividendos	Menos de 90 días
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días
Extranjera	Distrilec Inversora S.A.	Dividendos	Menos de 90 días
Extranjera	PH Chucas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Derivados de commodities	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días

Naturaleza de la relación	Moneda	País	Corrientes		No corrientes	
			31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Asociada	\$ Arg	Argentina	-	180.969	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	44.709.413	38.040.166	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	501.764	163.098	-	-
Matriz Común	\$ Arg	Brasil	-	7.467.263	-	-
Matriz Común	\$ Col	Colombia	-	7.529.800	-	-
Matriz Común	\$ Col	Colombia	-	27.827	-	-
Matriz Común	Soles	Perú	-	321.910	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	-	23.983	-	-
Matriz Común	Soles	Perú	-	5.507.890	-	-
Matriz Común	Soles	Perú	-	653.237	-	-
Matriz Común	Soles	Perú	-	926.965	-	-
Matriz Común	\$ Arg	Argentina	-	3.415	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	3.009	7.659	-	-
Matriz Común	\$ Col	Colombia	-	260.417	-	-
Matriz	CH\$	Chile	265.162	296.325	-	-
Matriz Común	CH\$	Perú	-	3.176.838	-	-
Asociada	US\$	Chile	-	1.644.650	-	-
Asociada	US\$	Chile	15.570.315	11.845.926	-	-
Asociada	US\$	Chile	1.498.339	549.359	-	-
Asociada	CH\$	Chile	571.118	649.986	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	-	10.500	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	-	579	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	18.277	-	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	462	1.524	-	-
Asociada	CH\$	Chile	1.849.765	1.477.177	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	86.713	156.613	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	198	-	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	64	64	-	-
Asociada	US\$	Argentina	-	6.158	-	-
Matriz Común	CH\$	Costa Rica	1.188.564	-	-	-
Matriz Común	CH\$	España	1.858.366	99.662	-	-
Matriz Común	CH\$	España	-	36.067	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	232.867	-	-	-

(Continua)

(Continua)

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días
76.321.458-3	Almeyda Solar SPA	Otros servicios	Menos de 90 días
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos SA	Venta de Energía	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Derivados de commodities	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Otros servicios	Menos de 90 días
Total			

(*) Con fecha 31 de diciembre de 2014 Inmobiliaria Manso de Velasco S.A. fue fusionada con ICT Servicios Informáticos Ltda., siendo esta última sociedad la continuadora legal con el nombre Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Compra de Combustible	Menos de 90 días
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Peaje	Menos de 90 días
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Peaje	Menos de 90 días
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Peaje	Menos de 90 días
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Peaje	Menos de 90 días
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Cta. Cte. mercantil	Menos de 90 días
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Peaje	Menos de 90 días
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Dividendos	Menos de 90 días
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Dividendos	Menos de 90 días
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Cta. Cte. mercantil	Menos de 90 días
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Préstamos	Menos de 90 días
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Dividendos	Menos de 90 días
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Compra de Gas	Menos de 90 días
76.107.186-6	ICT Servicios Informáticos Ltda.(*)	Otros servicios	Menos de 90 días
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Compra de Carbón	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Derivados de commodities	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Iberoamérica SRL	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Iberoamérica SRL	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Iberoamérica SRL	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Iberoamérica SRL	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Produzione S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Ingegneria & Ricerca	Otros servicios	Menos de 90 días
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días
76.321.458-3	Almeyda Solar S.P.A	Compra de energía	Menos de 90 días
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos SA	Compra de energía	Menos de 90 días
Extranjera	Enel S.p.A	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Otros servicios	Menos de 90 días
Total			

(*) Con fecha 31 de diciembre de 2014 Inmobiliaria Manso de Velasco S.A. fue fusionada con ICT Servicios Informáticos Ltda., siendo esta última sociedad la continuadora legal con el nombre Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.

Naturaleza de la relación	Moneda	País	Corrientes		No corrientes	
			31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Matriz Común	CH\$	Chile	59.786	21.647	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	215.977	-	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	91.443	-	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	125.727	-	-	-
Matriz Común	CH\$	Italia	20.397	-	-	-
Matriz Común	CH\$	Italia	-	3.256	-	-
			68.867.726	81.090.930	-	-

Naturaleza de la relación	Moneda	País	Corrientes		No corrientes	
			31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Asociada	\$ Arg	Argentina	-	1.782.295	-	-
Asociada	\$ Arg	Argentina	17.836	33.288	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	57.024	33.575	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	8.996.228	12.169.357	-	-
Matriz Común	\$ Col	Colombia	-	2.088.174	-	-
Matriz Común	\$ Col	Colombia	-	59.568	-	-
Matriz Común	\$ Arg	Argentina	-	7.467.263	-	-
Matriz Común	Soles	Peru	-	207.716	-	-
Matriz Común	Soles	Perú	-	478.950	-	-
Matriz Común	Soles	Perú	-	35.678	-	-
Matriz Común	\$ Arg	Argentina	-	176.620	-	-
Asociada	CH\$	Chile	641.113	335.962	-	-
Asociada	CH\$	Chile	77.049	-	-	-
Matriz Común	\$ Col	Colombia	-	127.568	-	-
Matriz	CH\$	Chile	1.436.317	1.442.312	-	-
Matriz	CH\$	Chile	47.843.968	61.089.088	-	-
Matriz	\$ Col	Chile	-	57.423.449	-	-
Matriz	CH\$	Chile	-	36.253	-	-
Matriz	CH\$	Chile	177.747.326	60.904.443	-	-
Matriz	Soles	Chile	-	3.139.149	-	-
Asociada	CH\$	Chile	6.357.467	19.808.375	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	-	180.080	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	1.457.580	-	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	334.425	1.547.416	-	-
Matriz Común	CH\$	España	309.558	2.881.032	-	-
Matriz Común	CH\$	España	482.211	-	-	-
Matriz Común	CH\$	España	2.899.021	1.102.253	-	-
Matriz	\$ Col	España	-	7.961	-	-
Matriz	\$ Arg	España	-	20.444	-	-
Matriz	CH\$	España	419.898	261.050	-	-
Matriz	Eur	España	-	209.132	-	-
Matriz Común	CH\$	Italia	216.599	99.837	97.186	-
Negocio Conjunto	CH\$	Chile	258.625	157.762	-	-
Matriz Común	CH\$	Italia	4.295.894	2.123.506	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	50.757	-	-	-
Asociada	CH\$	Brasil	76.021	95.690	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	2.196.983	-	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	113	-	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	1.162.999	-	-	-
Matriz	Eur	Italia	11.849	-	-	-
Matriz Común	CH\$	Italia	237.624	-	-	-
			257.584.485	237.525.246	97.186	-

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

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

R.U.T.	Sociedad	Naturaleza de la relación
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Matriz Común
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Matriz Común
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Matriz Común
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Matriz Común
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Matriz Común
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Matriz
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Matriz
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Matriz
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Matriz
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Matriz Común
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Matriz Común
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Matriz Común
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Asociada
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Matriz Común
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Matriz Común
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Matriz Común
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Matriz Común
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Matriz Común
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Matriz Común
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Matriz Común
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Matriz Común
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Matriz Común
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Matriz Común
Extranjera	Generalima S.A.	Matriz Común
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Matriz Común
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Matriz Común
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada
Extranjera	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Matriz Común
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada
76.107.186-6	ICT Servicios informáticos Ltda.(*)	Matriz Común
76.107.186-6	ICT Servicios informáticos Ltda.(*)	Matriz Común
79.913.810-7	Inmobiliaria Manso de Velasco S.A. (*)	Matriz Común
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Matriz Común
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Matriz Común
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Matriz Común
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Matriz Común
Extranjera	Compañía Interconexao Energética S.A.	Matriz Común

Descripción de la transacción	País	Saldo al		
		31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Venta de Energía	Chile	337.882.270	262.011.113	182.946.267
Servicios Prestados	Chile	30.650.096	17.612.598	1.558.697
Servicios Recibidos	Chile	-	(82.255)	(7.596)
Peajes de Electricidad	Chile	(28.371.022)	(11.335.478)	(2.433.950)
Peajes de Electricidad	Chile	21.641	31.007	9.267
Servicios Prestados	Chile	-	-	15
Servicios Prestados	Chile	1.467.189	1.380.813	-
Préstamos	Chile	(4.545.877)	(14.263.659)	(17.722.188)
Servicios Recibidos	Chile	(6.283.408)	(5.069.370)	(1.093.820)
Servicios Recibidos	Argentina	(1.281.486)	(118.566)	(35.012)
Venta de Energía	Argentina	15.903	17.099	20.319
Peajes de Electricidad	Chile	1.907	3.369	1.696
Venta de Energía	Colombia	69.490.689	106.451.872	155.432.080
Compra de Energía	Colombia	(838.185)	(1.015.099)	(25.482)
Servicios Prestados	Colombia	97.342	112.364	102.046
Servicios Recibidos	Colombia	(142.605)	(147.705)	(156.355)
Préstamos	Colombia	(12.947)	-	-
Peajes de Electricidad	Colombia	(24.597.268)	(26.321.732)	(24.036.652)
Servicios Recibidos	Argentina	(525.165)	(540.848)	(586.483)
Venta de Energía	Perú	71.454.196	63.798.914	82.950.522
Peajes de Electricidad	Perú	16.442.636	(141.495)	(122.031)
Servicios Prestados	Perú	-	11.966.790	141.190
Servicios Recibidos	Perú	(523.969)	-	-
Consumo de Combustible	España	(15.030.911)	(30.318.202)	(47.540.061)
Derivados de commodities	España	(2.144.063)	(2.521.138)	-
Servicios Recibidos	España	(23.329)	-	-
Servicios Prestados	España	-	17.157	-
Venta de Energía	Perú	320.120	67.108	856.559
Compra de Energía	Perú	(2.337.992)	(2.879.068)	(141.984)
Servicios Prestados	Perú	608.437	264.024	(726.425)
Servicios Recibidos	Perú	(192)	-	137.866
Préstamos	Perú	(27.502)	-	-
Servicios Prestados	Perú	151.907	3.126.444	1.826.218
Peajes de Electricidad	Colombia	(1.076.426)	(1.055.225)	(883.691)
Venta de Energía	Colombia	4.239.620	3.230.442	9.145.949
Venta de Energía	Chile	3.260.734	2.671.120	2.808.698
Servicios Prestados	Chile	650.390	956.854	835.543
Peajes de Electricidad	Chile	151.088	47.263	-
Peajes de Electricidad	Argentina	(811.173)	(805.099)	(1.036.437)
Peajes de Gas	Chile	(3.296.956)	(3.409.581)	(2.734.877)
Consumo de Combustible	Chile	(952.044)	(434.289)	(428.555)
Consumo de Gas	Chile	(123.964.573)	(114.115.041)	(60.095.868)
Préstamos	Chile	81.749	58.169	40.124
Transporte de Gas	Chile	(52.195.582)	(39.638.398)	(34.796.720)
Servicios Prestados	Chile	54.377	56.042	769.402
Servicios Recibidos	Chile	(826.358)	(954.995)	(1.090.847)
Servicios Prestados	Chile	17.780	14.419	14.936
Servicios Prestados	Chile	-	5.526	2.939
Venta de Energía	Chile	286.833	942.615	356.056
Compra de Energía	Chile	(5.713.909)	(8.117.834)	(6.119.652)
Servicios Prestados	Chile	2.292	6.433	-
Peajes de Electricidad	Chile	(61.307)	(152.045)	225.833
Venta de Energía	Chile	-	34.008	(65.184)
Compra de Energía	Chile	-	(3.805)	-
Servicios Prestados	Chile	-	-	(44.504)
Peajes de Electricidad	Chile	-	(12.399)	1.036.437
Peajes de Electricidad	Brasil	811.173	805.099	-

R.U.T.	Sociedad	Naturaleza de la relación
Extranjera	Enel Iberoamérica SRL	Matriz
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	Asociada
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	Asociada
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Asociada
76.014.570-K	Gas Atacama Chile S.A. (**)	Negocio Conjunto
76.014.570-K	Gas Atacama Chile S.A. (**)	Negocio Conjunto
76.014.570-K	Gas Atacama Chile S.A. (**)	Negocio Conjunto
76.014.570-K	Gas Atacama Chile S.A. (**)	Negocio Conjunto
76.014.570-K	Gas Atacama Chile S.A. (**)	Negocio Conjunto
Extranjera	PH Chucas S.A.	Matriz Común
Extranjera	Central Dock Sud S.A.	Matriz Común
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Matriz Común
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Matriz Común
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Matriz Común
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Matriz Común
Extranjera	Enel Ingegneria & Ricerca	Matriz Común
96.764.840-k	Construcciones y Proyectos Los Maitenes S.A.	Matriz Común
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Matriz Común
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Matriz Común
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Matriz Común
Extranjera	Endesa España S.A.	Matriz Común
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Matriz Común
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Matriz Común
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos SA	Matriz Común
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos SA	Matriz Común
76.321.458-3	Almeyda Solar S.PA	Matriz Común
76.321.458-3	Almeyda Solar S.PA	Matriz Común
Extranjera	Compañia Energetica Veracruz S.A.C.	Matriz Común
Extranjera	Enel Produzione S.p.A.	Matriz Común
Extranjera	Enel Latinoamerica	Matriz
Extranjera	Enel S.p.A	Matriz
Extranjera	Enel S.p.A	Matriz
Extranjera	INVERSIONES DISTRILIMA	Filial
Total		

(*) Con fecha 31 de diciembre de 2014 Inmobiliaria Manso de Velasco S.A. fue fusionada con ICT Servicios Informáticos Ltda. siendo esta última sociedad la continuadora legal con el nombre Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.

(**) Ver Nota 2.4.1 y 6

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

10.2 Directorio y personal clave de la Gerencia

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

El Directorio vigente al 31 de diciembre de 2015 fue elegido, en primera instancia, en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 27 de abril de 2015. En sesión de Directorio celebrada con esa misma fecha fueron designados los actuales Presidente, Vicepresidente y Secretario del Directorio, y se realizó el nombramiento de nuevos directores en reemplazo de aquellos que presentaron su renuncia durante el período.

Descripción de la transacción	País	Saldo al		
		31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Servicios Recibidos	España	(363.777)	(722.172)	(396.540)
Préstamos	Chile	(9.322)	-	46.444
Servicios Prestados	Chile	-	23.891	10.281
Peajes de Electricidad	Chile	(1.473.974)	(1.378.743)	(1.243.417)
Compra de Energía	Chile	-	(3.322.616)	(9.295.172)
Transporte de Gas	Chile	-	(7.764.442)	(20.937.075)
Préstamos	Chile	-	229.609	489.864
Venta de Energía	Chile	-	1.858.318	95.845
Servicios Recibidos	Chile	-	(5.487)	(219.671)
Servicios Prestados	Costa Rica	1.188.564	-	236.173
Servicios Prestados	Argentina	3.383	2.442	3.091
Venta de Gas	España	14.604.841	-	21.397.171
Servicios Prestados	España	226.509	-	51.722
Compra de Energía	Chile	(502.332)	(5.141.673)	(1.148.051)
Venta de Energía	Chile	153.158	-	-
Servicios Recibidos	Italia	(2.140.170)	(437.196)	(573.929)
Servicios Prestados	Chile	-	9.305	-
Derivados de commodities (*)	Italia	(833.366)	-	-
Servicios Recibidos	Italia	(216.437)	-	-
Servicios Prestados	Italia	-	3.222	-
Servicios Recibidos	España	(74.767)	-	-
Compra de Energía	Chile	(26.456.123)	-	-
Venta de Energía	Chile	217.448	-	-
Compra de Energía	Chile	(14.929.463)	-	-
Venta de Energía	Chile	670.035	-	-
Compra de Energía	Chile	(289.186)	-	-
Venta de Energía	Chile	87.080	-	-
Servicios Prestados	Peru	1.058.037	-	-
Servicios Recibidos	Italia	(403.404)	-	-
Servicios Recibidos	España	(89.075)	-	-
Servicios Prestados	Italia	-	-	-
Servicios Recibidos	Italia	(1.166.150)	-	-
Préstamos	Peru	(1.747)	-	-
		231.835.882	195.589.794	227.811.021

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 Endesa Chile. Los beneficios que a continuación se describen, en lo referente a su metodología de determinación, se establecieron en la Junta Ordinaria de accionistas del año 2015.

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

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

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

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

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

Comité de Directores

Cada miembro integrante del Comité de Directores percibe una dieta por asistencia a Sesión de 58 Unidades de Fomento, como retribución fija mensual a todo evento, y de 28 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión, sin límite de sesiones remuneradas.

En la Junta Ordinaria de Accionistas de Endesa Chile del año 2015 se aprobó modificar el acuerdo sobre remuneración del Comité de Directores adoptado en la Junta Ordinaria de Accionistas del año 2014, en el sentido de eliminar el límite de 12 sesiones remuneradas al año, y de este modo pagarles a los integrantes de dicho comité la remuneración mensual fijada de 58 unidades de fomento por cada una de las sesiones a la que hubieran asistido en el precitado período por sobre el referido límite de las 12 sesiones.

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

A continuación se detallan las retribuciones percibidas por el Directorio al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

Nombre	Cargo	Período de desempeño	31-12-2015		
			Directorio de Endesa M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
Enrico Viale (1) (8)	Presidente	01/01/15 al 31/12/15	-	-	-
Ignacio Mateo Montoya (2) (8)	Vicepresidente	01/01/15 al 31/12/15	-	-	-
Francesco Buresti (8)	Director	01/01/15 al 31/12/15	-	-	-
Felipe Lamarca Claro	Director	01/01/15 al 31/12/15	91.432	-	32.038
Enrique Cibié Bluth	Director	01/01/15 al 31/12/15	91.432	-	32.038
Susana Carey Claro (3) (6)	Director	01/01/15 al 27/04/15	18.065	-	7.336
Isabel Marshall Lagarrigue (4)	Director	01/01/15 al 31/12/15	91.432	-	-
Vittorio Vagliasindi (5) (8)	Director	01/01/15 al 31/12/15	-	-	-
Alfredo Arahuete García (6)	Director	01/01/15 al 27/04/15	18.065	-	-
Jorge Atton Palma (7)	Director	27/04/15 al 31/12/15	73.366	-	24.454
Francesca Gostinelli (7) (8)	Director	27/04/15 al 31/12/15	-	-	-
TOTAL			383.792		95.866

31-12-2014					
Nombre	Cargo	Período de desempeño	Directorio de Endesa M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
Jorge Rosenblut Ratinoff	Presidente	01/01/14 al 04/11/14	92.967	-	-
Paolo Bondi	Vicepresidente	01/01/14 al 04/11/14	-	-	-
Enrico Viale	Presidente	04/11/14 al 31/12/14	-	-	-
Ignacio Mateo Montoya	Vicepresidente	04/11/14 al 31/12/14	-	-	-
Francesco Buresti	Director	01/01/14 al 31/12/14	-	-	-
Vittorio Corbo	Director	01/01/14 al 28/07/14	32.446	-	-
Jaime Bauzá Bauzá	Director	01/01/14 al 04/11/14	42.235	-	14.624
Felipe Lamarca Claro	Director	01/01/14 al 31/12/14	54.383	-	17.321
Alfredo Arahuetes García	Director	01/01/14 al 31/12/14	55.970	-	-
Enrique Cibié Bluth	Director	01/01/14 al 31/12/14	55.970	-	17.321
Susana Carey Claro	Director	01/01/14 al 31/12/14	9.486	-	4.121
Isabel Marshall Lagarrigue	Director	01/01/14 al 31/12/14	9.486	-	-
Manuel Morán Casero	Director	01/01/14 al 04/11/14	-	-	-
Vittorio Vagliasindi	Director	01/01/14 al 31/12/14	-	-	-
TOTAL			352.943	-	53.387

31/12/13					
Nombre	Cargo	Período de desempeño	Directorio de Endesa M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
Jorge Rosenblut Ratinoff	Presidente	01/01/13 al 31/12/13	98.197	-	-
Paolo Bondi	Vicepresidente	01/01/13 al 31/12/13	-	-	-
Francesco Buresti	Director	01/01/13 al 31/12/13	-	-	-
Vittorio Corbo Lioi	Director	01/01/13 al 31/12/13	49.099	-	-
Jaime Bauzá Bauzá	Director	01/01/13 al 31/12/13	49.099	-	15.451
Felipe Lamarca Claro	Director	01/01/13 al 31/12/13	49.099	-	15.451
Alfredo Arahuetes García	Director	01/01/13 al 31/12/13	49.099	-	-
Enrique Cibié Bluth	Director	01/01/13 al 31/12/13	49.099	-	15.451
Manuel Morán Casero	Director	01/01/13 al 31/12/13	-	-	-
TOTAL			343.692	-	46.353

- (1) El Sr. Enrico Viale asumió como Presidente el 4 de Noviembre 2014 en reemplazo de Jorge Rosenblut Ratinoff.
- (2) El Sr. Ignacio Mateo Montoya asumió como Vicepresidente el 4 de Noviembre 2014 en reemplazo de Paolo Bondi.
- (3) La Sra. Susana Carey Claro asumió como Director el 4 de Noviembre 2014 en reemplazo de Jaime Bauzá Bauzá.
- (4) La Sra. Isabel Marshall Lagarrigue asumió como Director el 4 de Noviembre 2014 en reemplazo de Vittorio Corbo.
- (5) El Sr. Vittorio Vagliasindi asumió como Director el 4 de Noviembre 2014 en reemplazo de Manuel Morán Casero.
- (6) La Sra. Susana Carey Claro y el Sr. Alfredo Arahuetes García, desempeñaron su cargo hasta el 27 de abril de 2015 como miembros Directorio Endesa Chile.
- (7) La Sra. Francesca Gostinelli y el Sr. Jorge Atton Palma asumieron como miembros del Directorio Endesa Chile el 27 de Abril de 2015.
- (8) Los Señores Enrico Viale, Ignacio Mateo Montoya, Francesco Buresti, Vittorio Vagliasindi, Paolo Bondi, Manuel Morán Casero y Francesca Gostinelli renunciaron a sus honorarios y dietas como miembros del Directorio de Endesa Chile.

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

10.3 Retribución del personal clave de la Gerencia de Endesa Chile.

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la Gerencia

RUT	Miembros de la Alta Dirección	
	Nombre	Cargo
24.789.926-K	Valter Moro	Gerente General
22.357.225-1	Ramiro Alfonsin Balza (1)	Subgerente General y Gerente de Finanzas y Administración
12.403.710-7	Juan Fernando La Fuente Vila	Gerente de Planificación y Control
24.332.937-K	Federico Polemann	Gerente de Recursos Humanos
7.776.718-5	Luis Ignacio Quiñones Sotomayor	Fiscal
10.603.713-2	Maria Teresa González Ramírez	Gerente de Relaciones Comunitarias y Comunicación
11.629.179-7	Humberto Espejo Paluz (2)	Gerente de Trading y Comercialización
13.191.190-4	Claudio Helfmann Soto (3)	Gerente de Desarrollo de Negocios
11.565.097-1	Bernardo Canales Fuenzalida (4)	Gerente de Ingeniería y Construcción

- (1) El 26 de febrero de 2015, el Sr. Ramiro Alfonsín Balza, quien a la fecha se desempeñaba como Subgerente General, asumió adicionalmente como Gerente de Finanzas y Administración en reemplazo del Sr. Fernando Gardeweg Ried, quien renunció a su cargo con la misma fecha.
- (2) El Sr. Humberto Espejo Paluz asumió como Gerente de Trading y Comercialización el 26 de febrero de 2015, en reemplazo del Sr. José Venegas Maluenda, quien por mutuo acuerdo con la compañía renunció a la misma con fecha 31 de enero de 2015.
- (3) El Sr. Claudio Helfmann Soto asumió como Gerente de Desarrollo de Negocios el 26 de febrero de 2015.
- (4) El Sr. Bernardo Canales Fuenzalida asumió como Gerente de Ingeniería y Construcción el 26 de febrero de 2015.
- (*) El Sr. Sebastián Fernández Cox quien ocupaba el cargo de Gerente de Planificación Energética, renunció a la compañía con fecha 8 de enero de 2015.
- (*) El Sr. Fernando Prieto Plaza quien ocupaba el cargo de Gerente de Ingeniería, Proyectos, e I+D+I Regional, por mutuo acuerdo con la compañía renunció a la misma, con fecha 31 de enero de 2015.
- (*) El Sr. Paulo Jorge Domínguez Dos Santos quien ocupaba el cargo de Gerente Regional de Producción Eléctrica, renunció a su cargo con fecha 26 de febrero de 2015.

Planes de incentivo a los principales ejecutivos y gerentes

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

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

	Saldo al	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Remuneración	1.581.984	2.144.848
Beneficios a corto plazo para los empleados	460.027	730.281
Otros beneficios a largo plazo	695.840	519.990
TOTAL	2.737.851	3.395.119

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

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

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

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

Nota 11

Inventarios

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

Clases de Inventarios	Saldo al	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Suministros para la producción	17.838.254	36.493.097
- Gas	3.882.410	1.407.285
- Petróleo	3.183.800	13.587.203
- Carbón	10.772.044	21.498.609
Repuestos	18.917.155	29.278.024
Total	36.755.409	65.771.121

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 31 de diciembre de 2015, las materias primas e insumos reconocidos como consumo de combustible ascienden a M\$ 327.502.996 (M\$ 305.479.173 y M\$ 211.612.174 al 31 de diciembre de 2014 y 2013, respectivamente).

Ver Nota 26.

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

Nota 12

Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

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

	Saldo al	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Pagos provisionales mensuales	12.656.076	13.423.607
Tax Credit	-	21.113.943
Crédito por utilidades absorbidas	9.597	11.110.824
Créditos por gastos de capacitación	22.000	218.000
Ganancia mínima presunta (Argentina)	1.095	-
Otros	2.168.694	1.424.201
Total	14.857.462	47.290.575

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

	Saldo al	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Impuesto a la Renta	14.484.736	94.391.510
Otros	-	824
Total	14.484.736	94.392.334

■ Nota 13

Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación

13.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación

- a) A continuación se presenta un detalle de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01-01-2015 M\$	Adiciones M\$
Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,5000%	10.777.659	-
GNL Quinteros S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,0000%	15.198.935	-
GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,3300%	1.818.168	-
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (2)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,0000%	6.144.556	2.550.000
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,0000%	6.426.004	-
Enel Brasil S.A.(3)	Asociada	Brasil	Real brasileño	38,6367%	538.876.930	-
Endesa Cemsa S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	45,0000%	1.979.132	-
Distrilec Inversora S.A. (4) y (5)	Asociada	Argentina	Peso argentino	0,8875%	-	-
Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso argentino	24,1760%	-	8.623
Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso argentino	24,1760%	-	8.623
Central Vuelta Obligada S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	34,5000%	-	12.213
Totales					581.221.384	2.579.459

Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01-01-2014 M\$	Adiciones M\$
Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,5000%	9.682.324	-
GNL Quintero S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,0000%	4.797.508	-
GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,3300%	559.615	-
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Negocio Conjunto	Chile	Dólar estadounidense	50,0000%	123.627.967	-
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (2)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,0000%	69.684.864	3.315.000
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,0000%	6.073.897	-
Enel Brasil S.A. (3)	Asociada	Brasil	Real brasileño	38,6367%	543.713.349	-
Endesa Cemsa S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	45,0000%	2.400.103	-
Distrilec Inversora S.A. (4) y (5)	Asociada	Argentina	Peso argentino	0,8875%	141.706	-
Totales					760.681.333	3.315.000

- (1) En abril de 2014 la Compañía Inversiones GasAtacama Holding Ltda. comienza a consolidarse por el método de integración global (ver Notas 2.4.1, y 6).
- (2) La pérdida reconocida durante 2014, incluye una provisión por deterioro por M\$ 69.066.857 como consecuencia de la incertidumbre sobre la recuperabilidad de esta inversión. (Ver nota 34.5).
- (3) Cambio de denominación social a contar del 12 de diciembre de 2014 de Endesa Brasil S.A a Enel Brasil S.A.
- (4) Los saldos correspondientes a la provisión por patrimonios negativos se presentan en el rubro Otros pasivos no financieros no corrientes.
- (5) La influencia significativa se ejerce producto que Enersis, matriz de Endesa Chile, posee el 51,5% de participación sobre Distrilec.
- (*) La participación en las ganancias (pérdidas) correspondientes a las operaciones continuadas de Endesa Chile ascendió a M\$ 8.905.045, M\$ 54.413.310 y M\$24.309.345 al 31 de diciembre 2015, 2014 y 2013 respectivamente.
- b) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, no ocurrieron movimientos significativos de participaciones en nuestras asociadas.

Participación en Ganancia (Pérdida) M\$ (*)	Dividendos Declarados M\$	Diferencia de Conversión M\$	Otros Resultados Integrales M\$	Otro Incremento (Decremento) M\$	Saldo al 31-12-2015 M\$	Provisión Patrimonio Negativo M\$	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios M\$		Saldo al 31-12-2015 M\$
5.121.427	(4.398.423)	1.120.074	(577.863)	-	12.042.874	-	-	-	12.042.874
4.534.344	(4.449.179)	1.852.923	-	-	17.137.023	-	-	-	17.137.023
495.389	-	348.472	-	-	2.662.029	-	-	-	2.662.029
(2.414.264)	-	-	-	-	6.280.292	-	-	-	6.280.292
1.168.149	-	-	-	-	7.594.153	-	-	-	7.594.153
36.473.505	(16.467.640)	(112.807.060)	(1.893.133)	-	444.182.602	-	(444.182.602)	-	-
(820.910)	-	(281.870)	-	-	876.352	-	(876.352)	-	-
497.609	-	(36.875)	(4.306)	-	456.428	(315.634)	(140.794)	-	-
1.336.702	(585.303)	(171.618)	-	-	588.404	-	(588.404)	-	-
1.192.755	(502.124)	(157.897)	-	-	541.357	-	(541.357)	-	-
-	-	(2.758)	-	-	9.455	-	(9.455)	-	-
47.584.706	(26.402.669)	(110.136.609)	(2.475.302)	-	492.370.969	(315.634)	(446.338.964)	45.716.371	

Participación en Ganancia (Pérdida) M\$ (**)	Dividendos Declarados M\$	Diferencia de Conversión M\$	Otros Resultados Integrales M\$	Otro Incremento (Decremento) M\$	Saldo al 31-12-2014 M\$	Provisión Patrimonio Negativo M\$	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios M\$		Saldo al 31-12-2014 M\$
4.566.154	(4.239.280)	847.016	31.475	(110.030)	10.777.659	-	-	-	10.777.659
5.808.748	(6.897.599)	311.747	13.445.396	(2.266.865)	15.198.935	-	-	-	15.198.935
1.099.143	-	159.410	-	-	1.818.168	-	-	-	1.818.168
3.053.468	-	8.919.247	-	(135.600.682)	-	-	-	-	-
(69.525.875)	-	-	-	2.670.567	6.144.556	-	-	-	6.144.556
585.051	-	-	-	(232.944)	6.426.004	-	-	-	6.426.004
62.181.302	(75.642.378)	10.619.850	(1.995.193)	-	538.876.930	-	-	-	538.876.930
(153.554)	-	(267.417)	-	-	1.979.132	-	-	-	1.979.132
(429.336)	-	(24.724)	(3.280)	-	(315.634)	315.634	-	-	-
7.185.101	(86.779.257)	20.565.129	11.478.398	(135.539.954)	580.905.750	315.634	-	581.221.384	

13.2 Información financiera adicional de las inversiones en asociadas.

A continuación se detalla información financiera al 31 de diciembre de 2015 y 2014 de los estados financieros de las principales sociedades en la que Endesa Chile ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$
GNL Quintero S.A.	20,00%	154.169.202	679.246.875	22.104.679
Electrogas S.A.	42,50%	9.800.478	46.815.192	12.191.561
GNL Chile S.A.	33,33%	73.289.529	19.843.392	59.207.958
Endesa Cemsa S.A.	45,00%	22.954.619	91.195	21.098.368
Enel Brasil S.A.	38,64%	796.102.019	1.994.170.371	653.756.271
Distilec Inversora S.A.	0,89%	587.602	-	648.086

Inversiones con influencia significativa	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$
GNL Quintero S.A.	20,00%	98.325.654	597.812.711	20.036.542
Electrogas S.A.	42,50%	6.085.889	43.289.210	10.076.915
GNL Chile S.A.	33,33%	73.425.419	81.983	64.329.604
Endesa Cemsa S.A.	45,00%	28.225.495	873.712	24.701.137
Enel Brasil S.A.	38,64%	754.829.591	2.402.919.071	481.334.130
Distilec Inversora S.A.	0,89%	759.186	-	823.444

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

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

13.3 Información financiera adicional de las inversiones en negocios conjuntos.

A continuación se incluye información al 31 de diciembre de 2015 y 2014 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que Endesa Chile posee negocio conjunto:

% Participación	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.		Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	
	51,0%	51,0%	50,0%	50,0%
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Total de Activos corrientes	502.938	485.966	4.870.520	4.426.445
Total de Activos no corrientes	15.159.321	15.026.706	12.228.334	11.420.593
Total de Pasivos corrientes	3.290.947	3.419.214	463.983	1.159.095
Total de Pasivos no corrientes	56.685	45.348	1.674.416	1.835.937
Efectivo y equivalentes al efectivo	428.440	319.670	4.457.803	3.930.814
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	2.099.517	2.672.950
Gasto por depreciación y amortización	-	(52.978)	(529.169)	(738.927)
Pérdidas por deterioro de valor	-	(131.894.113)	-	-
Ingresos procedentes de intereses	20.009	479.518	1.652.413	88.597
Gasto por impuestos a las ganancias	(8.586)	-	(496.978)	(205.839)
Ganancia (pérdida)	(4.733.482)	(136.325.281)	2.108.449	1.170.102
Resultado integral	(4.733.482)	(136.325.281)	2.108.449	1.170.102

31 de diciembre de 2015

Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganancia (Pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral M\$
725.626.283	130.540.774	(107.869.054)	22.671.720	9.264.617	31.936.337
16.087.931	23.546.048	(10.624.229)	12.921.819	1.275.795	14.197.614
25.938.077	655.759.390	(654.273.074)	1.486.316	1.045.519	2.531.835
-	2.269.586	(4.093.829)	(1.824.243)	(626.380)	(2.450.623)
725.006.818	2.016.488.835	(1.898.139.782)	118.349.053	(370.529.946)	(252.180.893)
51.369.880	56.070.768	-	56.070.768	(9.439.319)	46.631.449

31 de diciembre de 2014

Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganancia (Pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral M\$
600.107.009	117.435.890	(88.392.142)	29.043.748	68.785.714	97.829.462
13.938.983	19.635.597	(8.891.705)	10.743.892	2.067.038	12.810.930
3.723.224	732.138.386	(728.840.589)	3.297.797	478.277	3.776.074
-	1.280.939	(1.622.171)	(341.232)	(594.259)	(935.491)
959.822.163	2.269.559.959	(2.058.056.356)	211.503.603	23.085.739	234.589.342
35.501.499	-	(48.377.741)	(48.377.741)	-	(48.377.741)

Información Adicional relativa a operaciones Discontinuadas.

- i) Ampla y Coelce (filiales de nuestra asociada Enel Brasil S.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 (filiales de nuestra asociada Enel Brasil S.A.). Esta nueva legislación establece, entre otros aspectos, que el Gobierno, en su calidad de concedente, utilizará el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para efectuar el pago que le corresponde a las empresas concesionarias, como concepto de indemnización, por aquellos activos que no hayan sido amortizados al final del período de concesión.

Este nuevo antecedente originó una modificación en la forma en que se venían valorizando y clasificando los montos que las filiales de nuestra asociada prevén recuperar, como concepto de indemnización, cuando el período de concesión finalice. Anteriormente, siguiendo un enfoque basado en el costo histórico de las inversiones, estos derechos se registraban como una cuenta por cobrar, pasando ahora a valorizarse en función de VNR y clasificándose estos derechos como inversiones financieras disponibles para la venta. Considerando lo anterior, se efectuó una nueva estimación de los montos que Ampla y Coelce esperan recibir al final del período de concesión, originándose el registro al 31 de diciembre de 2015 de un mayor activo e ingresos financieros por un monto de M\$ 61.136.882, que nivel de Endesa Chile implicaron un reconocimiento de resultados por M\$ 13.848.637; al 31 de diciembre de 2014 de un menor activo y gastos financieros por un monto de M\$ 68.728.638, que nivel de Endesa Chile implicaron un reconocimiento de resultados por (M\$ 13.099.670). Los resultados que Endesa Chile reconoce por su participación en Enel Brasil se presentan como ganancias (pérdidas) procedentes de operaciones discontinuadas (Ver nota 4.1).

Restricciones a la disposición de fondos de asociadas

Enel Brasil debe cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio, que restringen la transferencia de activos hacia sus propietarios. Al 31 de diciembre de 2015, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de Enel Brasil asciende a M\$ 100.594.399.

Al 31 de diciembre de 2015, la inversión de Endesa Chile en Enel Brasil ha sido clasificada como activos o grupo de activos mantenidos para distribuir propietarios.(Ver Nota 4.1)

13.4 Compromisos y Contingencias.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, no existen compromisos y contingencias significativas en compañías asociadas y negocio conjunto.

Nota 14

Activos Intangibles distintos de la Plusvalía

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

	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Activos Intangibles Neto		
Activos Intangibles Identificables, Neto	20.905.426	52.451.833
Costos de Desarrollo	-	5.666.572
Servidumbres y Derechos de Agua	8.052.525	31.781.522
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	-	1.514.216
Programas Informáticos	12.373.049	12.995.648
Otros Activos Intangibles Identificables	479.852	493.875
Activos Intangibles Bruto	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Activos Intangibles Identificables, Bruto	34.329.497	81.236.477
Costos de Desarrollo	-	8.192.203
Servidumbres y Derechos de Agua	8.634.831	38.543.363
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	-	2.662.312
Programas Informáticos	25.214.814	25.534.402
Otros Activos Intangibles Identificables	479.852	6.304.197
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(13.424.071)	(28.784.644)
Costos de Desarrollo	-	(2.525.631)
Servidumbres y Derechos de Agua	(582.306)	(6.761.841)
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	-	(1.148.096)
Programas Informáticos	(12.841.765)	(12.538.754)
Otros Activos Intangibles Identificables	-	(5.810.322)

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

Año 2015

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo M\$	Servidumbres y Derechos de Agua M\$	Concesiones M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2015	5.666.572	31.781.522	-
Movimientos en activos intangibles identificables			
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	4.181.283	209.063	-
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(747.993)	(1.533.670)	-
Amortización	-	(872.437)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(2.398.107)	275.065	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	2	275.419	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(2.398.109)	(354)	-
Disposiciones y retiros de servicio	(949.049)	(80.000)	-
Retiros de servicio	(949.049)	-	-
Disposiciones	-	(80.000)	-
Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios	(5.752.706)	(21.727.018)	-
Total movimientos en activos intangibles identificables	(5.666.572)	(23.728.997)	-
Saldo Final Activos Intangibles al 31-12-2015	-	8.052.525	-

Las adiciones de activos intangibles relacionados con las operaciones continuadas de Endesa Chile ascendieron a M\$ 3.025.400 durante 2015. Por otra parte, la amortización de activos intangibles relacionados con las operaciones continuadas ascendió a M\$ 1.498.864, 2.990.986 y 2.580.352 por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013. (Ver nota 4.1 y 28).

Año 2014

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo M\$	Servidumbres y Derechos de Agua M\$	Concesiones M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	7.365.667	28.962.374	7.247.556
Movimientos en activos intangibles identificables			
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	1.990.879	1.778.162	-
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(311.518)	(431.185)	(3.305)
Amortización	(2.734.208)	(1.272.127)	(2.564.216)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(530.532)	2.744.298	(275.420)
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	(557.131)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(530.532)	3.301.429	(275.420)
Disposiciones y retiros de servicio	(113.716)	-	-
Retiros de servicio	(113.716)	-	-
Disposiciones	-	-	-
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta	-	-	(4.404.615)
Total movimientos en activos intangibles identificables	(1.699.095)	2.819.148	(7.247.556)
Saldo Final activos intangibles al 31-12-2014	5.666.572	31.781.522	-

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que disponen la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrados al 31 de diciembre de 2015 (ver Nota 3.d).

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

Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos M\$	Programas Informáticos M\$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
1.514.216	12.995.648	493.875	52.451.833
213.815	3.739.977	-	8.344.138
(166.947)	(76.106)	18.464	(2.506.252)
(530.306)	(1.994.281)	(20.145)	(3.417.169)
5.439	224.384	79.875	(1.813.344)
5.439	(5.439)	(275.421)	-
-	229.823	355.296	(1.813.344)
-	(41.042)	-	(1.070.091)
-	(41.042)	-	(990.091)
-	-	-	(80.000)
(1.036.217)	(2.475.531)	(92.217)	(31.083.689)
(1.514.216)	(622.599)	(14.023)	(31.546.407)
-	12.373.049	479.852	20.905.426

Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos M\$	Programas Informáticos M\$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
1.824.734	7.876.555	2.771.659	56.048.545
280.380	5.355.491	-	9.404.912
(91.295)	(11.790)	125.942	(723.151)
(613.665)	(850.304)	(7.207)	(8.041.727)
(5.381)	628.545	(2.396.519)	164.991
(5.381)	562.512	-	-
-	66.033	(2.396.519)	164.991
119.443	(2.849)	-	2.878
-	(2.849)	-	(116.565)
119.443	-	-	119.443
-	-	-	(4.404.615)
(310.518)	5.119.093	(2.277.784)	(3.596.712)
1.514.216	12.995.648	493.875	52.451.833

Nota 15

Plusvalía

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

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial 01-01-2015 M\$	Incrementos por combinación de negocios M\$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios M\$	Saldo Final 31-12-2015 M\$
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Inversiones Gasatacama Holding Ltda.	20.204.251	-	-	-	20.204.251
Cía. Eléctrica Tarapacá S.A.	Generación Chile - SING	4.656.105	-	-	-	4.656.105
Edegel S.A.A.	Edegel S.A.A.	88.241.040	-	2.351.245	(90.592.285)	-
Emgesa S.A.E.S.P.	Emgesa S.A.E.S.P.	4.886.064	-	(600.606)	(4.285.458)	-
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	7.622.438	-	(1.799.525)	(5.822.913)	-
Total		125.609.898	-	(48.886)	(100.700.656)	24.860.356

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

(*) Ver Nota 6 d) y Anexo I.

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

a) Operaciones Continuadas

1. Empresa Eléctrica Pangue S.A.

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

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

2. Inversiones GasAtacama Holding Limitada.

Con fecha 22 de abril de 2014, Endesa Chile adquirió el 50% de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Limitada, que Southern Cross Latin America Private Equity Fund III L.P. poseía a dicha fecha, (ver Nota 2.4.1, 6.d y 15).

3. Compañía Eléctrica San Isidro S.A.

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

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

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

b) Operaciones Discontinuadas

1. 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.

2. Edegel S.A.A.

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

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

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

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia de Endesa Chile, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 31 de diciembre de 2015 y 2014 (ver Nota 3.b).

Nota 16

Propiedades, planta y equipo

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

	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto		
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	2.729.717.092	5.230.428.848
Construcción en Curso	511.700.683	1.187.912.827
Terrenos	51.375.538	59.924.326
Edificios	10.394.207	22.025.921
Planta y Equipo	2.109.572.014	3.868.224.748
Instalaciones Fijas y Accesorios	26.457.203	35.627.709
Arrendamientos Financieros	20.217.447	56.713.317

	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto		
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	5.153.576.797	8.969.956.729
Construcción en Curso	511.700.683	1.187.912.827
Terrenos	51.375.538	59.924.326
Edificios	22.542.374	42.788.328
Planta y Equipo	4.452.010.828	7.514.750.306
Instalaciones Fijas y Accesorios	87.187.343	84.793.177
Arrendamientos Financieros	28.760.031	79.787.765

b) A continuación se presenta el detalle de Propiedades, Plantas y Equipos para los ejercicios 2015 y 2014:

	Construcción en Curso M\$
Movimiento año 2015	
Saldo inicial al 1 de enero de 2015	1.187.912.827
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	564.234.389
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	-
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(62.471.079)
Depreciación (*)	-
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del ejercicio (*)	(2.522.445)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(1.026.969.936)
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(1.030.758.049)
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(1.030.758.049)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	3.788.113
Disposiciones y retiros de servicio	(3.021.358)
Disposiciones	-
Retiros	(3.021.358)
Disposiciones y retiros de servicio	(145.461.715)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios	(145.461.715)
Otros incrementos (disminución)	-
Total movimientos	(676.212.144)
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	511.700.683

(*) Ver Nota 28

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(2,423,859.705)	(3,739,527.881)
Edificios	(12,148,167)	(20,762,407)
Planta y Equipo	(2,342,438.814)	(3,646,525.558)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(60,730,140)	(49,165,468)
Arrendamientos Financieros	(8,542,584)	(23,074,448)

Terrenos M\$	Edificios, Neto M\$	Planta y Equipos, Neto M\$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M\$	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$
59.924.326	22.025.921	3.868.224.748	35.627.709	56.713.317	5.230.428.848
50.874.933	126.085	139.715	275.145	168.589	615.818.856
-	-	-	-	-	-
(5.108.866)	(1.757.484)	(183.492.582)	(1.359.443)	901.095	(253.288.359)
-	(1.750.734)	(218.184.844)	(5.997.874)	(3.890.602)	(229.824.054)
-	-	12.655.609	-	-	10.133.164
14.273.553	5.680.711	1.025.604.765	5.980.519	(712.122)	23.857.490
3.985.957	341.572	1.026.911.028	3.436.292	(3.916.800)	-
3.985.957	341.572	1.026.911.028	3.436.292	(3.916.800)	-
10.287.596	5.339.139	(1.306.263)	2.544.227	3.204.678	23.857.490
-	(679)	(701.220)	(83.732)	(11.051)	(3.818.040)
-	-	(10.367)	(66.114)	(11.051)	(76.481)
-	(679)	(690.853)	(17.618)	-	(3.730.508)
(68.588.408)	(13.929.613)	(2.394.674.177)	(7.985.121)	(32.951.779)	(2.663.590.813)
(68.588.408)	(13.929.613)	(2.394.674.177)	(7.985.121)	(32.951.779)	(2.663.590.813)
-	-	-	-	-	-
(8.548.788)	(11.631.714)	(1.758.652.734)	(9.170.506)	(36.495.870)	(2.500.711.756)
51.375.538	10.394.207	2.109.572.014	26.457.203	20.217.447	2.729.717.092

Las adiciones de propiedad, planta y equipo relacionados con las operaciones continuadas de Endesa Chile ascendieron a M\$ 204.350.080 durante 2015. Por otra parte, la depreciación de propiedad, planta y equipo relacionados con las operaciones continuadas ascendió a M\$ 123.336.694, 98.813.923 y 90.060.652 por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013. (Ver nota 4.1 y 28).

	Construcción en Curso M\$
Movimiento año 2014	
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	870.787.402
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	601.694.765
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	10.802.165
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(49.116.078)
Depreciación(**)	-
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del ejercicio	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(246.310.557)
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(246.310.557)
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(246.310.557)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-
Disposiciones y retiros de servicio	-
Disposiciones	-
Retiros	-
Disposiciones y retiros de servicio	-
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta	-
Otros incrementos (disminución)	55.130
Total movimientos	317.125.425
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	1.187.912.827

(**) Ver Nota 6.c.

c) Principales inversiones

c.1) Operaciones Continuadas:

Las inversiones materiales en generación del negocio eléctrico en Chile incluyen los avances en el programa de nueva capacidad. En este sentido se destaca los avances en la construcción de la Central Hidroeléctrica Los Cóndores, que utilizará los recursos de la Laguna del Maule y que contará con una capacidad instalada de aproximadamente de 150 MW. Las adiciones relacionadas con este proyecto alcanzaron a M\$ 111.059.753 al 31 de diciembre de 2015 (M\$ 61.514.232 al 31 de diciembre 2014).

c.2) Operaciones Discontinuadas:

Las inversiones materiales en generación del negocio eléctrico incluyen los avances en el programa de nueva capacidad. En ella se destaca los avances en la construcción de la Central Hidráulica de El Quimbo en Colombia de 400 MW de potencia instalada (ya finalizada), con una generación media anual de alrededor de 2.216 GWh., que implica adiciones al 31 de diciembre de 2015 por M\$ 287.285.701 (M\$ 175.419.903 al 31 de diciembre de 2014).

d) Costos capitalizados

d.1) Gastos financieros capitalizados:

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros ascendió a M\$ 42.484.720, M\$ 41.829.814 y M\$ 24.518.935, durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, respectivamente. La tasa media de financiamientos depende principalmente del área geográfica y varió en un rango comprendido entre un 9% y un 10,8% durante 2015 (entre 7,5% y 10,8% en 2014 y 7,22% e 7,5% en 2013)

Terrenos M\$	Edificios, Neto M\$	Planta y Equipos, Neto M\$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M\$	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$
56.927.135	20.737.186	3.670.530.303	15.585.705	57.721.214	4.692.288.945
-	-	3.988	550.469	-	602.249.222
3.216.432	-	171.934.311	13.707.483	-	199.660.391
(180.363)	(631.466)	(17.912.049)	1.428.360	2.853.253	(63.558.343)
-	(1.301.473)	(189.570.715)	(2.366.179)	(3.861.150)	(197.099.517)
-	-	(13.770.564)	-	-	(13.770.564)
74	1.801.536	242.636.252	1.872.695	-	-
74	1.801.536	242.636.252	1.872.695	-	-
74	1.801.536	242.636.252	1.872.695	-	-
-	-	-	-	-	-
-	-	(186.817)	(40.632)	-	(227.449)
-	-	-	-	-	-
-	-	(186.817)	(40.632)	-	(227.449)
-	-	-	(81.432)	-	(81.432)
(38.952)	1.420.138	4.560.039	4.971.240	-	10.967.595
2.997.191	1.288.735	197.694.445	20.042.004	(1.007.897)	538.139.903
59.924.326	22.025.921	3.868.224.748	35.627.709	56.713.317	5.230.428.848

Los costos capitalizados por concepto de gastos financieros, relacionados con las operaciones continuadas de Endesa Chile, ascendió a \$ 2.221.329, M\$ 1.817.283 y M\$ 998.984 por los ejercicios 2015, 2014 y 2013, respectivamente.(Ver Notas 4.1 y 31)

d.2) Gastos de personal capitalizados:

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso ascendió a M\$ 27.188.477, M\$ 29.170.488 y M\$ 18.981.922 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, respectivamente. De estos montos, M\$ 15.250.810, M\$ 16.466.173 y M\$ 10.625.755, respectivamente, se relacionan con las operaciones continuadas de Endesa Chile.

e) Arrendamiento financiero

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, las Propiedades, Planta y Equipo incluyen M\$ 20.217.448 y M\$ 56.713.317 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:

	31-12-2015			31-12-2014		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	2.840.639	1.007.567	1.833.072	11.492.537	1.587.086	9.905.451
Entre un año y cinco años	14.203.200	2.758.773	11.444.427	43.679.052	4.302.450	39.376.602
Más de cinco años	7.897.586	513.553	7.384.033	-	-	-
Total (*)	24.941.425	4.279.893	20.661.532	55.171.589	5.889.536	49.282.053

(*)Ver Nota 18.1

Los activos en Leasing, provienen principalmente de:

Operaciones Continuadas.

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

Operaciones Discontinuadas.

Edegel S.A.: corresponde a los contratos que financiaron la conversión de la planta termoeléctrica de la Central Ventanilla a ciclo combinado, que la empresa suscribió con el BBVA - Banco Continental, Banco de Crédito del Perú, Citibank del Perú y Banco Internacional del Perú – Interbank. El plazo promedio de dichos contratos es de 8 años, y devengan intereses a una tasa anual de Libor+1,75 % al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

Asimismo, la empresa cuenta con un contrato, suscrito con Scotiabank, que financió la construcción de una nueva planta en ciclo abierto en la Central Santa Rosa. El plazo de dicho contrato es de 9 años y devenga intereses a una tasa anual de Libor + 1,75%. El importe en libros de estos activos en leasing alcanzan a M\$ 33.533.825 al 31 de diciembre de 2015 (M\$ 35.641.611 al 31 de diciembre de 2014).

f) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados al 31 de diciembre de 2015 y 2014 incluyen M\$1.240.625 y M\$ 2.939.241 respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados períodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

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

	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Menor a un año	1.764.360	1.661.609
Entre un año y cinco años	7.361.782	6.850.130
Más de cinco años	8.769.808	8.268.791
Total	17.895.950	16.780.530

g) Otras informaciones relativas a operaciones continuadas.

1. Endesa Chile mantenía al 31 de diciembre de 2015 y 2014 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 226.793.675 y M\$ 89.623.698, respectivamente.
2. Al de diciembre de 2015 y 2014, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos ascendía a M\$ 13.903.028 y M\$ 21.952.283, respectivamente (ver Nota 34.1).
3. La Sociedad y sus filiales nacionales tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000, incluyéndose por estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Adicionalmente la empresa cuenta con seguros de Responsabilidad Civil para enfrentar demandas de terceros por un límite de MM€500. Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro gastos pagados por adelantado."
4. La situación de determinados activos, básicamente obras e infraestructuras de instalaciones construidas con el objeto de dar respaldo a la generación de energía en el sistema SIC en el año 1998 ha cambiado, principalmente por la instalación en el SIC de nuevas centrales térmicas, la llegada de GNL y la entrada de nuevos proyectos. Lo anterior, configura una situación de abastecimiento en los próximos años que se estima no requerirá el uso de estas instalaciones. Por lo anterior, la Sociedad registró en el ejercicio de 2009 una provisión de deterioro de estos activos por M\$ 43.999.600, vigente a la fecha.
5. Con fecha 16 de octubre de 2012 Endesa Chile procedió a ejecutar el total de las boletas bancarias de garantías que aseguraban el fiel cumplimiento de las obras y la correcta y oportuna ejecución de las mismas, todo ello referido al Contrato "Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina, contrato ACP-003.06., suministro llave en mano de una planta de generación térmica a carbón de 350 MW" ("el contrato") suscrito con fecha 25 de Julio de 2007, entre Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("el propietario") y el Consorcio formado por: (i) la empresa chilena "Ingeniería y Construcción Tecnímont Chile y Compañía Limitada"; (ii) la empresa italiana "Tecnímont SpA"; (iii) la empresa brasileña "Tecnímont do Brasil

Construcción e Administración de Proyectos Ltda.”; (iv) la empresa eslovaca Slovenske Energetické Strojarne a.s.” (“SES”); (v) la empresa chilena “Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada”; (todos colectivamente denominados “el Consorcio”).

El total de las referidas boletas correspondía a las cantidades de US\$ 74.795.164,44 y UF 796.594,29 (US\$ 38.200.000 aprox.). Durante el ejercicio 2012, se cobraron boletas por un monto total de US\$ 93.992.554. El cobro de estas Boletas de Garantías redujo la capitalización de los sobrecostos incurridos con motivo de los incumplimientos al contrato.

Con fecha 17 de octubre de 2012, Endesa Chile interpuso ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional una solicitud de arbitraje en contra del Consorcio, con el objeto de exigir el íntegro y oportuno cumplimiento de las obligaciones pactadas, al amparo del contrato de construcción señalado. Con fecha 29 de diciembre de 2014, el Directorio de Endesa Chile aceptó y aprobó un acuerdo con el Consorcio que pone término al arbitraje y que otorga un amplio finiquito recíproco de las obligaciones. Como consecuencia de este acuerdo, al cierre de 2014 Endesa Chile incurrió en costos adicionales por U\$125 millones (aprox. M\$75.843.750), los cuales fueron reconocidos como parte del costo de adquisición de propiedades planta y equipos. Finalmente el pago de estos costos se concretó con fecha 6 de abril de 2015.

6. Al cierre del ejercicio 2014, Endesa Chile registró una provisión por deterioro por M\$ 12.581.947, relacionada con el proyecto Punta Alcalde. Esta provisión surge como consecuencia de que el proyecto, en su definición actual, no se encuentra totalmente alineado con la estrategia que la compañía está reformulando para el desarrollo de sus proyectos, particularmente en lo relacionado con liderazgo tecnológico, y la sustentabilidad con el medio ambiente y la sociedad. Endesa Chile ha decidido detener el desarrollo del proyecto a la espera de poder despejar la incertidumbre respecto de su rentabilidad. (ver nota 3.d).
7. Al cierre del ejercicio 2012, nuestra filial Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (“CELTa”) registró una pérdida por deterioro por M\$ 12.578.098, con el propósito de ajustar el valor libro de ciertos activos específicos que operan en el SING a su valor recuperable.

Al cierre del ejercicio 2015, se han puesto de manifiesto una serie de nuevos antecedentes que, habiéndose evaluado por la compañía, han supuesto la identificación y definición de una nueva UGE para todos los activos de Generación en Chile. En análisis realizado se sostiene en el hecho que Endesa Chile realiza una optimización y gestión para todos activos de su parque de generación, adquisición de combustibles y la decisión de la política comercial de forma centralizada, con ventas de contratos realizadas a nivel de la empresa y que no son asignadas por central. La generación de flujos depende de todos los activos en su conjunto.

Anteriormente, la compañía distinguía una UGE para los activos que operan en el SIC y otras para activos específicos que operan en el SING, bajo la consideración que existían dos mercados independientes. El nuevo esquema que plantea la interconexión del SIC y el SING, unifica los mercados, y considera formación de precios única, como ocurre con las últimas licitaciones de suministro a clientes regulados.

Por lo anterior, se han configurado condiciones que provocan la necesidad de reversar la pérdida por deterioro antes indicada. Lo anterior se fundamenta, entre otros aspectos, por la generación de valor que origina el proyecto de interconexión entre el SIC y SING que se prevé estará operativo en 2019, gracias a una mejor utilización de reservas, ampliación del mercado potencial para los activos específicos deteriorados y disminución del riesgo global del portafolio. Los efectos de la interconexión están considerados en las proyecciones a cinco años que utiliza la compañía para realizar las pruebas de deterioro (ver Nota 3.d).

8. Como parte de su estrategia de sostenibilidad y relaciones comunitarias, Endesa Chile ha decidido estudiar nuevas alternativas de diseño para el proyecto Neltume, en especial, respecto de la descarga sobre el lago Neltume, lo cual ha sido planteado por las comunidades en las diversas instancias de diálogo.

Para poder iniciar una nueva fase de estudio de una alternativa de proyecto que contemple la descarga de aguas sobre el río Fuy, a fines de diciembre de 2015 la compañía retiró el Estudio de Impacto Ambiental de la central. Esta decisión compete sólo al proyecto central Neltume y no al proyecto de transmisión, el que sigue su curso de tramitación en el Servicio de Evaluación Ambiental.

Como consecuencia de lo anterior, al 31 de diciembre de 2015 Endesa Chile reconoció un pérdida de M\$ 2.706.830, asociada al castigo de ciertos activos relacionados con el Estudio de Impacto Ambiental que ha sido retirado y a otros estudios directamente vinculados al antiguo diseño.

9. Al 31 de diciembre de 2015, Endesa Chile registró una provisión por deterioro por M\$ 2.522.445 asociada con el proyecto eólico Waiwen. Esta pérdida surge como resultado de nuevas mediciones realizadas por la compañía respecto a la viabilidad del proyecto, concluyendo que, bajo las condiciones existentes a la fecha, su rentabilidad es incierta.

h) Otras informaciones relativas a operaciones discontinuadas.

1. En el mes de noviembre del año 2010, la Compañía firmó el contrato CEO-21 con el Consorcio Impregilo – Obrascon Huarte Lain (OHL), el cual tenía por objeto la construcción de las obras civiles principales del proyecto hidroeléctrico El Quimbo; al 31 de diciembre de 2015 la mayoría de las obras relevantes de dicho contrato se encuentran ejecutadas y en proceso de análisis, revisión y verificación de todos los asuntos inherentes a lo pactado en el contrato, especialmente lo referente a la recepción definitiva de las obras, para posteriormente iniciar el proceso de liquidación final del mismo.

Dentro de la revisión y análisis referidos, y bajo el marco general del contrato, la Compañía se encuentra además verificando el cumplimiento de una serie de hitos contractuales (de obligatorio cumplimiento para el Contratista Consorcio Impregilo-OHL), y cuyo incumplimiento acarrea la aplicación de multas o apremios, sin perjuicio de asuntos futuros adicionales que puedan surgir dentro de la liquidación final del contrato.

Dentro de éstos Hitos en análisis, se encuentra el número 15 pactado en el contrato: "termino de las obras": Este término fue pactado para el día 15 de octubre de 2015, pero teniendo en cuenta que al 31 de diciembre de 2015 este hito no ha finalizado, se genera un atraso de 77 días y un posible descuento al contratista tasado en M\$ Col \$ 83.849.329. (M\$ 18.906.813).

Por otra parte, el contrato también establece un margen de variación para las cantidades acordadas en el mismo, de tal forma que, si las cantidades finalmente ejecutadas están por debajo del 85% de las estimadas en el contrato, se le deberá pagar al Contratista la Administración y los imprevistos correspondientes a la cantidad faltante para llegar al 85% de lo contratado. De manera recíproca, si las cantidades realmente ejecutadas sobrepasan el 115% de las contratadas, se le descontará la Administración y los imprevistos a las cantidades que sobreponen este 115%.

En concordancia con lo anterior, la compañía se encuentra analizando las actividades relacionadas con el contrato, identificando variaciones importantes en cantidades de obra (VICO) que de acuerdo con lo pactado generaría un descuento que se debe aplicar al contratista por valor de M\$ Col 8.455.079 (M\$ 1.906.498).

Por su parte, el Consorcio Impregilo OHL presentó ante la Compañía ocho reclamaciones por M\$ Col 147.685.420 (M\$ 33.300.929). Este monto incluye costos financieros y supuestos sobrecostos generados en temas como descapotaje, cambios en referencias de materiales para los rellenos de presa y dique auxiliar, hallazgos arqueológicos, consecución de personal calificado y variaciones por volatilidad de la tasa de cambio. La Compañía de acuerdo con el análisis técnico y jurídico realizado a cada una de las reclamaciones, considera que estas no proceden por cuanto no se encuentran especificadas en el alcance del contrato, no obtuvieron la autorización requerida por la Compañía (consignada en el contrato) y por estar incluidos (acordados y liquidados) en el addendum 13.

Adicionalmente, el contratista presentó notificaciones de órdenes de cambio (NOC) por valor de M\$ Col 28.522.475 (M\$ 6.431.406). Del análisis preliminar de las mismas, la Compañía registró en los estados financieros un valor de M\$ Col 8.425.765 (M\$ 1.899.888). El monto diferencial, corresponde a costos que no están bajo la responsabilidad de la Compañía o se encuentran reconocidas en el addendum 12 por valor de M\$ Col 11.945.357 (M\$ 2.693.505), por cuya razón se rechazan.

Nota 17

Impuestos Diferidos

a) El origen de los impuestos diferidos de activos y pasivos registrados al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Impuestos Diferidos de Activos	Impuestos diferidos de Activos relativos a						Impuestos Diferidos de Activos
	Depreciaciones Acumuladas	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Pérdidas fiscales	Otros	
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	42.410.489	7.788.371	494.680	54.260	4.851.839	2.775.070	58.374.709
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	1.319.678	6.151.750	23.625	(50.718)	7.868.630	(2.117.518)	13.195.447
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otro resultado integral	-	-	191.008	557.599	-	-	748.607
Movimientos	Diferencia de conversión de moneda extranjera	(3.717.007)	(414.275)	(69.045)	(3.542)	- (98.171)	(4.302.040)
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	(14.361.783)	(3.241.403)	(576.075)	-	-	(39.660)	(18.218.921)
Otros incrementos (decrementos)	(20.668.904)	(8.822.737)	(64.193)	(557.599)	-	182.949	(29.930.484)
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	4.982.473	1.461.706	-	- 12.720.469	702.670	19.867.318	
Impuestos diferidos de Pasivos relativos a							
Impuestos Diferidos de Pasivos	Depreciaciones Acumuladas	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Pérdidas fiscales	Otros	Impuestos Diferidos de Pasivos
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	361.570.401	41.553	-	163.062	- 28.544.947		390.319.963
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	18.628.285	243.817	(678)	-	- 15.789.511		34.660.935
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otro resultado integral	-	-	(65.055)	184.060	- (200.434)		(81.429)
Movimientos	Diferencia de conversión de moneda extranjera	3.316.715	-	65.061	5.424	- (10.368.839)	(6.981.639)
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	(132.500.328)	(16.764)	(237)	(249.770)	(32.286.272)		(165.053.371)
Otros incrementos (decrementos)	(34.332.673)	16.649	909	(102.776)	- (686.862)		(35.104.753)
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	216.682.400	285.255	-	-	- 792.051	217.759.706	

(*) Ver Nota 6.c.

Impuestos Diferidos de Activos Depreciaciones Acumuladas	Impuestos diferidos de Activos relativos a						Impuestos Diferidos de Activos	
	Depreciaciones Acumuladas	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Pérdidas fiscales	Otros		
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	44.338.482	4.029.561	366.977	-	1.450.462	1.679.980	51.865.462	
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	13.904	1.839.559	(139.462)	(1.716)	5.156.500	2.161.955	9.030.740	
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otro resultado integral	-	-	1.779.099	(348.587)	-	-	1.430.512	
Movimientos	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios (*)	-	879.716	-	-	537.933	974.882	2.392.531
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(2.365.601)	(63.966)	(55.492)	12.753	-	86.414	(2.385.892)	
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	-	(29.583)	(1.761)	-	(1.448.281)	(1.142.270)	(2.621.895)	
Otros incrementos (decrementos)	423.704	1.133.084	(1.454.681)	391.810	(844.775)	(985.891)	(1.336.749)	
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	42.410.489	7.788.371	494.680	54.260	4.851.839	2.775.070	58.374.709	

Impuestos Diferidos de Pasivos	Impuestos diferidos de Pasivos relativos a						Impuestos Diferidos de Pasivos	
	Depreciaciones Acumuladas	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Pérdidas fiscales	Otros		
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	290.656.225	20.222	-	4.104.129	-	10.908.943	305.689.519	
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(26.734.119)	379	368	(4.687.449)	-	14.414.523	(17.006.298)	
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otro resultado integral	-	-	(3.674)	665.247	-	(1.306)	660.267	
Movimientos	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios (*)	27.088.856	-	-	-	-	1.834.311	28.923.167
Diferencia de conversión de moneda extranjera	14.540.966	(307.279)	-	13.619	-	(813.443)	13.433.863	
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	-	-	-	-	-	-	-	
Otros incrementos (decrementos)	56.018.473	328.231	3.306	67.516	2.201.919	-	58.619.445	
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	361.570.401	41.553	-	163.062	- 28.544.947	390.319.963		

(*) Ver Nota 6.c.

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

b) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 9.925.718 y M\$ 9.087.377, respectivamente (ver Nota 3.o)

Endesa Chile no ha registrado impuesto diferido de activos y pasivos por diferencias temporales relacionadas con inversiones en filiales y en determinados negocios conjuntos. No ha reconocido impuesto diferido de pasivo asociado con utilidades no distribuidas, en las que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de estas diferencias temporales imponibles, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2015 asciende a M\$ 493.810.478 (M\$ 395.525.524 al 31 de diciembre de 2014).

Por otra parte, el monto total de las diferencias temporales deducibles relacionadas con inversiones en filiales y en determinados negocios conjuntos para los cuales no se han registrado activos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2015 asciende a M\$ 471.291.386 (M\$ 342.408.426 al 31 diciembre de 2014).

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 au-

ditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas inspecciones.

Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. El siguiente es un resumen de los períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

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

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

Al 31 de diciembre de 2015, los activos y pasivos asociados a las operaciones que Endesa Chile realiza fuera de Chile han sido reclasificados a mantenidos para distribuir a los propietarios. Del mismo modo, los resultados han sido reclasificados a operaciones discontinuadas. (Ver notas 3.j, 4.1 y 39)

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

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	31 de diciembre de 2015		
	Importe antes de Impuestos M\$	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias M\$	Importe después de Impuestos M\$
Activos financieros disponibles para la venta	(441.585)	10	(441.575)
Cobertura de flujo de caja	(135.791.934)	35.463.169	(100.328.765)
Ajustes por conversión	(244.110.922)	-	(244.110.922)
Ajustes de asociadas y negocios conjuntos	(2.475.299)	-	(2.475.299)
Ganancias (Pérdidas) actuariales definidas como beneficios de planes de pensiones	(216.648)	(5.476)	(222.124)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	(383.036.388)	35.457.703	(347.578.685)

c) Operaciones Continuadas

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

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

31 de diciembre de 2014			31 de diciembre de 2013		
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\$
(6.042)	1.306	(4.736)	109	(22)	87
(138.419.154)	34.120.329	(104.298.825)	(80.955.947)	14.235.483	(66.720.464)
(8.365.502)	-	(8.365.502)	(18.023.501)	-	(18.023.501)
11.478.398	-	11.478.398	10.923.982	-	10.923.982
(4.680.070)	1.929.441	(2.750.629)	(3.618.423)	990.340	(2.628.083)
(139.992.370)	36.051.076	(103.941.294)	(91.673.780)	15.225.801	(76.447.979)

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

De acuerdo a lo indicado en nota 3.o) y asumiendo la aplicación del sistema parcialmente integrado, atendido a que ese es el sistema que por defecto deben aplicar las sociedades anónimas y que no se ha celebrado una Junta Extraordinaria de Accionistas que haya acordado adoptar el sistema alternativo, Endesa Chile reconoció las variaciones en sus activos y pasivos por impuestos diferidos, que se producen como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría, directamente en Patrimonio. En concreto, durante el ejercicio 2014 el cargo neto registrado en el Patrimonio de Endesa Chile ascendió a M\$ 59.956.195, disminuyendo el Patrimonio atribuble a los propietarios de la sociedad controladora en M\$ 58.529.578.

d) Operaciones Discontinuadas

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

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

Las filiales colombianas producto de este incremento en las tasas, reconocieron al 31 de diciembre de 2014 las variaciones en sus activos y pasivos por impuestos diferidos. El cargo neto a resultados fue de una utilidad de M\$ 1.766.932.

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

A partir del ejercicio 2015, en atención a la Ley N° 30.296 de 2014, la tasa del impuesto a la renta aplicable sobre la utilidad gravable, luego de deducir la participación de los trabajadores será la siguiente: Año 2015 y 2016 de 28%, Año 2017 y 2018 de 27% y año 2019 en adelante de 26%.

Las filiales peruanas producto de este decremento en las tasas, reconocieron al 31 de diciembre de 2014 las variaciones en sus activos y pasivos por impuestos diferidos. El cargo neto a resultados fue de una utilidad de M\$ 18.906.796.

Nota 18

Otros Pasivos Financieros.

El saldo de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	31 de diciembre de 2015		31 de diciembre de 2014	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos que devengan intereses	18.446.476	826.380.628	287.550.354	1.790.657.084
Instrumentos derivados de cobertura (*)	328.415	78.768.620	681.811	28.758.801
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	9.146.674	12.048.542	2.526.798	6.286.982
Total	27.921.565	917.197.790	290.758.963	1.825.702.867

(*) Ver Nota 20.2.a.

(**) Ver Nota 20.2.b.

Préstamos que devengan intereses

18.1 El detalle de este rubro de corto y largo plazo al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	31 de diciembre de 2015		31 de diciembre de 2014	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos bancarios	58	-	34.908.368	158.762.494
Obligaciones no garantizadas	16.613.346	807.552.168	236.367.105	1.556.488.063
Arrendamiento financiero (*)	1.833.072	18.828.460	9.905.451	39.376.602
Otros préstamos	-	-	6.369.430	36.029.925
Total	18.446.476	826.380.628	287.550.354	1.790.657.084

*) Ver Nota 16.d

18.2 El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Resumen de préstamos bancarios por monedas y vencimientos.

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente		Total Corriente al 31-12-2015
					Vencimiento		
					Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$	
Chile	US\$	0,00%	0,00%	Sin Garantía	-	-	-
Chile	CH\$	6,00%	6,00%	Sin Garantía	58	-	58
Perú	US\$	0,00%	0,00%	Sin Garantía	-	-	-
Argentina	US\$	0,00%	0,00%	Sin Garantía	-	-	-
Argentina	\$ Arg	0,00%	0,00%	Sin Garantía	-	-	-
Colombia	\$ Col	0,00%	0,00%	Sin Garantía	-	-	-
Total					58	-	58

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente		Total Corriente al 31-12-2014
					Vencimiento		
					Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$	
Chile	US\$	6,32%	5,98%	Sin Garantía	-	1.007.362	1.007.362
Chile	CH\$	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1.338	-	1.338
Perú	US\$	3,01 %	2,93%	Sin Garantía	2.472.247	8.382.913	10.855.160
Argentina	US\$	13,68%	13,03%	Sin Garantía	11.451.387	2.126.669	13.578.056
Argentina	\$ Arg	39,91%	35,13%	Sin Garantía	2.861.876	6.395.181	9.257.057
Colombia	\$ Col	8,29%	8,13%	Sin Garantía	-	209.395	209.395
Total					16.786.848	18.121.520	34.908.368

Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los préstamos bancarios corriente y no corriente al 31 de diciembre de 2015 asciende a M\$ 0 (M\$ 189.554.750 al 31 de diciembre de 2014), respectivamente. Para ambos ejercicios, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver nota 3 g). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 3 f.4).

No Corriente						
Vencimiento						
Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		Total No Corriente al 31-12-2015 M\$
-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-
No Corriente						
Vencimiento						
Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		Total No Corriente al 31-12-2014 M\$
-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-
38.628.554	17.850.471	16.254.959	255.432	-	-	72.989.416
1.022.595	-	-	-	-	-	1.022.595
6.999.683	-	-	-	-	-	6.999.683
-	-	-	-	77.750.800	-	77.750.800
46.650.832	17.850.471	16.254.959	255.432	77.750.800	-	158.762.494

Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés de nominal	Tipo Amortización	Corriente		
										Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	3,98%	3,96%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú	Perú	US\$	2,12%	2,01%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,18%	3,01%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,48%	3,40%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	3,44%	3,36%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Bank Nova Scotia	Perú	US\$	1,02%	1,00%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	8,39%	8,22%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	6,71%	6,60%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	6,74%	6,63%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AV VILLAS	Colombia	\$ Col	5,62%	5,51%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AV VILLAS	Colombia	\$ Col	5,50%	5,38%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	5,67%	5,53%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Citibank Colombia	Colombia	\$ Col	5,51%	5,38%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Citibank Colombia	Colombia	\$ Col	5,73%	5,61%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Citibank Colombia	Colombia	\$ Col	5,57%	5,46%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	5,76%	5,64%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	5,90%	5,81%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	6,26%	6,12%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	6,27%	6,12%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Davivienda	Colombia	\$ Col	6,30%	6,15%	Al Vencimiento	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	B.N.P. Paribas	E.E.U.U.	US\$	6,32%	5,98%	Semestral	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander	Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	Mensual	58	-	58
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	28,00%	28,00%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	51,47%	42,24%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau	Argentina	\$ Arg	55,08%	44,68%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	44,17%	37,14%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arg	49,97%	41,21%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	45,11%	37,81%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Credit Suisse International	Argentina	US\$	14,84%	13,92%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	ICB Argentina	Argentina	\$ Arg	51,99%	42,59%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Macro	Argentina	\$ Arg	30,56%	27,87%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Deutsche Bank	Argentina	US\$	13,40%	12,78%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank	Argentina	US\$	13,40%	12,78%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau	Argentina	US\$	13,40%	12,78%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	36,21%	32,11%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau- Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	36,21%	32,11%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	36,21%	32,11%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	36,21%	32,11%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad -Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	36,21%	32,11%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	ICB Argentina	Argentina	\$ Arg	36,21%	32,11%	Trimestral	-	-	-
Total M\$										58	-	58

En anexo N° 5, letra a), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a los préstamos bancarios arriba mencionados.

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

Resumen de Obligaciones No Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			Total Corriente al 31-12-2015	
					Vencimiento				
					Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$			
Chile	US\$	6,99%	6,90%	Sin Garantía	7.303.274	2.548.685	9.851.959		
Chile	U.F.	6,00%	5,48%	Sin Garantía	-	6.761.387	6.761.387		
Perú	US\$	0,00%	0,00%	Sin Garantía	-	-	-		
Perú	Soles	0,00%	0,00%	Sin Garantía	-	-	-		
Colombia	\$ Col	0,00%	0,00%	Sin Garantía	-	-	-		
Total					7.303.274	9.310.072	16.613.346		

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			Total Corriente al 31-12-2014	
					Vencimiento				
					Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$			
Chile	US\$	7,43%	7,24%	Sin Garantía	10.600.825	123.527.558	134.128.383		
Chile	U.F.	6,00%	5,48%	Sin Garantía	-	6.562.506	6.562.506		
Perú	US\$	6,70%	6,59%	Sin Garantía	4.852.113	-	4.852.113		
Perú	Soles	6,40%	6,30%	Sin Garantía	156.702	8.008	164.710		
Colombia	\$ Col	8,67%	8,45%	Sin Garantía	90.659.393	-	90.659.393		
Total					106.269.033	130.098.072	236.367.105		

18.4 El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones Garantizadas al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Resumen de Obligaciones Garantizadas por monedas y vencimientos

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 no existen obligaciones garantizadas vigentes.

Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las obligaciones con el público corriente y no corriente, garantizadas y no garantizadas, al 31 de diciembre de 2015 asciende a M\$ 981.390.150 (M\$ 1.959.415.197 al 31 de diciembre de 2014). Para ambos ejercicios, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver nota 3 h). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 3 f.4).

No Corriente						
Vencimiento						Total No Corriente al 31-12-2015 M\$
Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		
-	-	-	-	-	493.795.141	493.795.141
5.330.851	5.330.851	5.330.851	5.330.851	292.433.623		313.757.027
-	-	-	-	-		-
-	-	-	-	-		-
-	-	-	-	-		-
5.330.851	5.330.851	5.330.851	5.330.851	786.228.764		807.552.168

No Corriente						
Vencimiento						Total No Corriente al 31-12-2014 M\$
Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		
-	-	-	-	-	419.950.580	419.950.580
5.122.437	5.122.437	5.122.437	27.510.710	263.190.670		306.068.691
12.133.186	-	6.066.593	4.953.980	12.133.186		35.286.945
-	-	-	5.074.099	5.074.099		10.148.198
-	43.326.710	55.611.108	92.241.270	593.854.561		785.033.649
17.255.623	48.449.147	66.800.138	129.780.059	1.294.203.096		1.556.488.063

Individualización de Obligaciones Garantizadas y No garantizadas por Deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Garantía	Corriente		
										Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,41%	6,31%	No	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,38%	6,28%	No	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	6,44%	6,34%	No	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	7,93%	7,78%	No	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	7,25%	7,13%	No	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,73%	6,63%	No	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,09%	6,00%	No	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5,86%	5,78%	No	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,57%	6,47%	No	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos A-10	Colombia	\$ Col	8,87%	8,59%	No	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos A102	Colombia	\$ Col	8,87%	8,59%	No	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B-103	Colombia	\$ Col	9,79%	9,79%	No	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B10	Colombia	\$ Col	10,44%	10,06%	No	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B15	Colombia	\$ Col	10,77%	10,36%	No	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B09-09	Colombia	\$ Col	10,57%	10,17%	No	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B12	Colombia	\$ Col	10,78%	10,37%	No	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	No	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos químico	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	No	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Químico B10	Colombia	\$ Col	8,09%	7,85%	No	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Químico B15	Colombia	\$ Col	8,21%	7,97%	No	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Químico B12-13	Colombia	\$ Col	9,63%	9,30%	No	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Químico B6-13	Colombia	\$ Col	8,85%	8,57%	No	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-13	Colombia	\$ Col	8,85%	8,57%	No	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Químico B16-14	Colombia	\$ Col	8,74%	8,47%	No	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Químico B10-14	Colombia	\$ Col	8,41%	8,16%	No	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Químico B6-14	Colombia	\$ Col	7,98%	7,75%	No	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-14	Colombia	\$ Col	7,98%	7,75%	No	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	7,98%	7,88%	No	4.797.465	-	4.797.465
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	7,40%	7,33%	No	1.534.133	-	1.534.133
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,26%	8,13%	No	971.676	-	971.676
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	8,83%	8,63%	No	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Unica 24296	E.E.U.U.	US\$	4,32%	4,25%	No	-	2.548.685	2.548.685
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander -317 Serie-H	Chile	U.F.	7,17%	6,20%	No	-	6.232.249	6.232.249
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander 522 Serie-M	Chile	U.F.	4,82%	4,75%	No	-	529.138	529.138
Total M\$										7.303.274	9.310.072	16.613.346

En anexo N° 5, 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 Arrendamiento Financiero por Deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	31-12-2015					
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	87.509.100-K	Abengoa Chile	Chile	US\$	6,50%	-	1.833.072	1.833.072	2.840.640	1.952.223	2.079.117
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	2,02%	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	10,80%	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	6,55%	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,08%	-	-	-	-	-	-
Total M\$										1.833.072			

31-12-2015				31-12-2014												
No Corriente				Corriente					No Corriente							
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente		
-	-	-	-	-	-	-	8.008	8.008	-	-	-	-	-	5.074.099	5.074.099	
-	-	-	-	-	-	156.702	-	156.702	-	-	-	-	5.074.099	-	5.074.099	
-	-	-	-	-	-	165.699	-	165.699	-	-	-	-	6.066.593	6.066.593		
-	-	-	-	-	-	171.325	-	171.325	-	-	-	4.953.980	-	4.953.980		
-	-	-	-	-	-	3.977.405	-	3.977.405	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	184.210	-	184.210	6.066.593	-	-	-	-	6.066.593	6.066.593	
-	-	-	-	-	-	100.099	-	100.099	6.066.593	-	-	-	-	6.066.593	6.066.593	
-	-	-	-	-	-	87.681	-	87.681	-	-	-	-	6.066.593	6.066.593		
-	-	-	-	-	-	165.694	-	165.694	-	6.066.593	-	-	6.066.593	-	6.066.593	
-	-	-	-	-	-	54.029.298	-	54.029.298	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	10.288.151	-	10.288.151	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	3.361.512	-	3.361.512	-	43.326.710	-	-	-	43.326.710	-	
-	-	-	-	-	-	530.887	-	530.887	-	-	40.793.373	-	40.793.373	-	-	
-	-	-	-	-	-	190.004	-	190.004	-	-	-	14.144.897	14.144.897	-	-	
-	-	-	-	-	-	1.307.418	-	1.307.418	-	55.611.108	-	-	55.611.108	-	-	
-	-	-	-	-	-	547.749	-	547.749	-	-	-	22.830.628	22.830.628	-	-	
-	-	-	-	-	-	2.180.810	-	2.180.810	-	-	-	22.942.859	22.942.859	-	-	
-	-	-	-	-	-	15.671.786	-	15.671.786	-	-	-	163.885.784	163.885.784	-	-	
-	-	-	-	-	-	282.892	-	282.892	-	-	-	76.406.981	76.406.981	-	-	
-	-	-	-	-	-	191.716	-	191.716	-	-	-	50.934.262	50.934.262	-	-	
-	-	-	-	-	-	455.387	-	455.387	-	-	-	92.464.960	92.464.960	-	-	
-	-	-	-	-	-	174.976	-	174.976	-	-	38.854.059	-	38.854.059	-	-	
-	-	-	-	-	-	56.716	-	56.716	-	-	12.593.838	-	12.593.838	-	-	
-	-	-	-	-	-	403.310	-	403.310	-	-	-	41.380.613	41.380.613	-	-	
-	-	-	-	-	-	443.930	-	443.930	-	-	-	47.472.761	47.472.761	-	-	
-	-	-	-	-	-	295.149	-	295.149	-	-	-	33.378.162	33.378.162	-	-	
-	-	-	-	-	-	247.702	-	247.702	-	-	-	28.012.654	28.012.654	-	-	
-	-	-	-	-	145.068.065	145.068.065	4.098.882	-	4.098.882	-	-	-	123.713.346	123.713.346	-	-
-	-	-	-	-	49.690.671	49.690.671	1.310.741	-	1.310.741	-	-	-	42.390.409	42.390.409	-	-
-	-	-	-	-	23.252.023	23.252.023	830.186	-	830.186	-	-	-	18.905.448	18.905.448	-	-
-	-	-	-	-	-	4.361.016	121.350.000	125.711.016	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	275.784.382	275.784.382	-	2.177.558	2.177.558	-	-	-	234.941.377	234.941.377	-
5.330.851	5.330.851	5.330.851	5.330.851	39.700.607	61.024.011	-	6.054.055	6.054.055	5.122.437	5.122.437	5.122.437	5.122.437	42.939.415	63.429.163	-	-
-	-	-	-	-	252.733.016	252.733.016	-	508.451	508.451	-	-	-	22.388.273	220.251.255	242.639.528	-
5.330.851	5.330.851	5.330.851	5.330.851	786.228.764	807.552.168	106.269.033	130.098.072	236.367.105	17.255.623	48.449.147	66.800.138	129.780.059	1.294.203.096	1.556.488.063	-	-

31-12-2014														
No Corriente				Corriente					No Corriente					
Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente			
2.214.260	9.742.220	18.828.460	-	1.470.563	1.470.563	2.427.000	1.566.150	1.667.950	1.776.367	10.215.436	17.652.903	-	-	-
-	-	-	2.122.504	6.312.384	8.434.888	8.416.512	13.307.187	-	-	-	-	21.723.699	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18.828.460				9.905.451								39.376.602		

En anexo N° 5, letra c), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a los arrendamientos financieros arriba mencionados.

Individualización de Otros Préstamos por Deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	31-12-2015					
								Corriente		Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años
Extranjera	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	17,29%	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US\$	2,33%	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	30,00%	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	22,97%	-	-	-	-	-	-
Total M\$								-					

En anexo N° 5, letra d), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a otros préstamos arriba mencionados.

18.5 Deuda de cobertura

De la deuda en de Endesa Chile, al 31 de diciembre de 2015, M\$ 814.080.185 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar (véase Nota3.m.) Al 31 de diciembre de 2014 dichos montos ascendía a \$ 608.113.125.

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

RESERVAS DE COBERTURAS	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio	(64.530.211)	2.365.784	57.592.447
Diferencias de cambio registradas en patrimonio neto	(70.199.670)	(53.502.315)	(41.334.780)
Imputación de diferencias de cambio a ganancias (pérdidas)	6.438.134	(13.702.068)	(13.763.582)
Diferencias de conversión	(73.961)	308.388	(128.301)
Traspaso a activos para su disposición mantenidos para la venta (*)	5.916.984	-	-
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos)	(122.448.724)	(64.530.211)	2.365.784

(*) Corresponde a los efectos generados por la deuda financiera de Edegel.

31-12-2014											
No Corriente			Corriente					No Corriente			
Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
-	-	-	-	2.391.399	2.391.399	7.362.677	7.362.678	7.362.678	4.532.769	-	26.620.802
-	-	-	-	3.099.889	3.099.889	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	331.927	331.927	-	-	-	-	-	-
-	-	-	32.719	-	32.719	-	-	-	-	-	-
-	-	-	513.496	-	513.496	9.409.123	-	-	-	-	9.409.123
			6.369.430					36.029.925			

18.6 Otros aspectos

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, Endesa Chile disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional por M\$ 142.032.000 y M\$ 179.926.296 respectivamente.

Nota 19

Política de Gestión de Riesgos

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

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

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

19.1 Riesgo de tasa de interés

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

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

Cumpliendo la política actual de cobertura de tasa de interés, el porcentaje de deuda fija y/o protegida por sobre la deuda neta total, se situó en 96% al 31 de diciembre de 2015.

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

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

Posición neta:

	31-12-2015 %	31-12-2014 %
Tasa de interés fijo	96%	96%
Tasa de interés variable	4%	4%
Total	100%	100%

19.2 Riesgo de tipo de cambio

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

- > Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- > Pagos a realizar por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- > Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.

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

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio.

19.3 Riesgo de "commodities"

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

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

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

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 31 de diciembre de 2015 habían operaciones swap vigentes por 133 mil barriles de petróleo Brent. Al 31 de diciembre de 2014 habían operaciones swap vigentes por 266 mil barriles de petróleo Brent para enero 2015 y 350 mil MMBTU de gas Henry Hub para febrero 2015.

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

19.4 Riesgo de liquidez

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales,

por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros (ver notas 18, 20 y anexo N° 6)

Al 31 de diciembre de 2015, el Grupo Endesa Chile presenta una liquidez de M\$ 37.425.233 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 142.032.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2014, el Grupo Endesa Chile tenía una liquidez de M\$ 38.186.573 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 179.926.296 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

19.5 Riesgo de crédito.

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

Activos de carácter financiero:

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

Las colocaciones pueden ser respaldadas con bonos del tesoro de Chile 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, nacionales y extranjeras, de manera que todas las operaciones se contratan con entidades de clasificación de riesgo equivalente a grado de inversión.

19.6 Medición del riesgo

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

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

- > Deuda financiera.
- > Derivados de cobertura para Deuda.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible variación de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un trimestre con un 95% de confianza. Para

ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, respecto al Dólar Americano, incluyendo:

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

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

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

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre, de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a M\$ 95.917.431.

Estos valores representan el potencial incremento de la cartera de deuda y derivados, por lo tanto estos valores en riesgo están intrínsecamente relacionados, entre otros factores, al valor de la cartera al final de cada trimestre.

Nota 20

Instrumentos Financieros

20.1 Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría

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

	31 de diciembre de 2015				
	Activos financieros mantenidos para negociar M\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Instrumentos derivados	-	-	-	-	76.703
Otros activos de carácter financiero	-	934.852	355.204.957	-	-
Total corriente	-	934.852	355.204.957	-	76.703
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	3.002.257	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	18.716.463
Otros activos de carácter financiero	-	-	35.901	-	-
Total no corriente	-	-	35.901	3.002.257	18.716.463
Total	-	934.852	355.240.858	3.002.257	18.793.166

	31 de diciembre de 2014				
	Activos financieros mantenidos para negociar M\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Instrumentos derivados	2.958.770	-	-	-	1.221.342
Otros activos de carácter financiero	-	20.669.908	514.497.938	-	-
Total corriente	2.958.770	20.669.908	514.497.938	-	1.221.342
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	4.203.002	-
Instrumentos derivados	22.002	-	-	-	3.711.802
Otros activos de carácter financiero	-	-	141.216.512	-	-
Total no corriente	22.002	-	141.216.512	4.203.002	3.711.802
Total	2.980.772	20.669.908	655.714.450	4.203.002	4.933.144

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

	31 de diciembre de 2015		
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	-	18.446.476	-
Instrumentos derivados	9.146.674	-	328.415
Otros pasivos de carácter financiero	-	608.479.539	-
Total corriente	9.146.674	626.926.015	328.415
Préstamos que devengan interés	-	826.380.628	-
Instrumentos derivados	12.048.542	-	78.768.620
Otros pasivos de carácter financiero	-	6.072.872	-
Total no corriente	12.048.542	832.453.500	78.768.620
Total	21.195.216	1.459.379.515	79.097.035

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

20.2 Instrumentos Derivados

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

La Sociedad clasifica sus coberturas en:

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

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	31 de diciembre de 2015				31 de diciembre de 2014			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cobertura de tipo de interés:	-	-	-	-	-	-	16.166	14.637
Cobertura flujos de caja	-	-	-	-	-	-	16.166	14.637
Cobertura de tipo de cambio:	76.703	18.716.463	328.415	78.768.620	1.221.342	3.695.636	667.174	28.176.013
Cobertura de flujos de caja	76.703	18.716.463	328.415	78.768.620	1.221.342	3.695.636	667.174	28.176.013
Total	76.703	18.716.463	328.415	78.768.620	1.221.342	3.711.802	681.811	28.758.801

Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

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

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
			31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	-	(581.259)	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(60.303.869)	(23.926.209)	Flujo de caja

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

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

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, las operaciones de derivados financieros, que se registran a valor razonable con cambios en resultados, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	31 de diciembre de 2015				31 de diciembre de 2014			
	Activo Corriente M\$	Pasivo Corriente M\$	Activo No Corriente M\$	Pasivo No Corriente M\$	Activo Corriente M\$	Pasivo Corriente M\$	Activo No Corriente M\$	Pasivo No Corriente M\$
Instrumentos derivados no cobertura	-	9.146.674	-	12.048.542	2.958.770	2.526.798	22.002	6.286.982

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

A continuación se presenta un detalle de los derivados financieros contratados por el Grupo al 31 de diciembre de 2015 y 2014, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nacionales o contractuales:

Derivados financieros	31 de diciembre de 2015						
	Valor razonable M\$	Valor nocial					
		Antes de 1 Año M\$	1 - 2 Años M\$	2 - 3 Años M\$	3 - 4 Años M\$	4 - 5 Años M\$	Total M\$
Cobertura de tipo de interés:	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de flujos de caja	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	(60.303.869)	-	-	-	541.153.412	-	541.153.412
Cobertura de flujos de caja	(60.303.869)	-	-	-	541.153.412	-	541.153.412
Derivados no designados contablemente de cobertura	(21.195.216)	55.337.986	52.761.844	22.737.409	-	-	130.837.239
Total	(81.499.085)	55.337.986	52.761.844	22.737.409	541.153.412	-	671.990.651

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

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

20.3 Jerarquías del Valor Razonable

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

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	31-12-2015 M\$	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
		Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	18.793.166	-	18.793.166	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	20.397	-	20.397	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	389	389	-	-
Total	18.813.952	389	18.813.563	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	79.097.035	-	79.097.035	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	21.195.216	-	21.195.216	-
Total	100.292.251	-	100.292.251	-

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	31-12-2014 M\$	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
		Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	4.933.144	-	4.933.144	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	2.980.772	-	2.980.772	-
Activos financiero disponible para la venta largo plazo	425	425	-	-
Total	7.914.341	425	7.913.916	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	29.440.612	-	29.440.612	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	8.813.780	-	8.813.780	-
Total	38.254.392	-	38.254.392	-

b) Instrumentos financieros cuya valorización a valor razonable califica como nivel 3.

La compañía ha realizado cierta operación que implica el registro de un pasivo financiero a valor razonable. Este valor razonable se determina mediante la aplicación de un método tradicional de flujos de caja descontados. Las proyecciones de estos flujos de caja consideran algunos supuestos desarrollados internamente, los cuales, en lo fundamental, corresponden a estimaciones de precios y niveles de producción de energía y potencia a firme y de costos de operación y mantenimiento de algunas de nuestras centrales.

Ninguno de los posibles escenarios razonables previsibles de las hipótesis indicadas en el párrafo anterior, daría como resultado un cambio significativo en el valor razonable de los instrumentos financieros incluidos en este nivel. El valor razonable de este pasivo financiero asciende a \$ 0 al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014.

Nota 21

Cuentas por pagar comerciales y Otras cuentas por pagar

El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar				
Acreedores comerciales	122.490.300	106.970.790	-	-
Otras cuentas por pagar	237.969.309	585.327.556	5.975.686	3.711.078
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	360.459.609	692.298.346	5.975.686	3.711.078

El detalle de los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar				
Proveedores por compra de energía	79.795.564	71.502.579	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	42.694.736	35.468.211	-	-
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	6.346.470	16.494.464	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	169.583.420	283.735.659	-	-
IVA débito fiscal (IGV / ICMS)	3.218.085	13.582.126	-	-
Dividendos por pagar a terceros	34.076.876	182.128.890	-	-
Reparto de Capital a terceros	1.804.507	-	-	-
Contrato Mitsubishi (LTSA)	6.402.157	34.214.611	-	-
Otras cuentas por pagar	16.537.794	55.171.806	5.975.686	3.711.078
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	360.459.609	692.298.346	5.975.686	3.711.078

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

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

Nota 22

Provisiones

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Reclamaciones legales	9.798.765	23.866.779	-	388.126
Desmantelamiento, restauración (*)	-	-	50.702.975	28.388.046
Provisión Medio Ambiente	-	6.689.829	-	77.383
Otras provisiones	5.818.849	7.795.380	-	-
Total	15.617.614	38.351.988	50.702.975	28.853.555

(*) Ver Nota 3.a.

El aumento de las provisiones por desmantelamientos en 2015 se origina por el hecho que, considerando la nueva institucionalidad ambiental en Chile, durante el último tiempo se han venido aclarando los alcances de los derechos y obligaciones asociadas a las licencias ambientales. En función de lo anterior, las provisiones se han ido ajustando para reflejar la mejor estimación a la fecha de cierre de los estados financieros.

El monto y fecha esperados de cualquier desembolso de efectivo relacionado con las provisiones anteriores es incierto y dependen de la resolución de materias específicas relacionadas con cada una de ellas. Por ejemplo, en el caso específico de los litigios, esto depende de la resolución final de la reclamación legal correspondiente. La Administración considera que las provisiones reconocidos en los estados financieros cubren adecuadamente los correspondientes riesgos.

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

Movimientos en Provisiones	Por Reclamaciones Legales M\$	Por Desmantelamiento, Restauración M\$	Medio Ambiente M\$	Otras Provisiones M\$	Total M\$
Saldo Inicial al 01 de enero de 2015	24.254.905	28.388.046	6.767.212	7.795.380	67.205.543
Movimientos en Provisiones					
Provisiones Adicionales	-	23.678.951	-	-	23.678.951
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	(7.886.540)	89.280	103.641.796	2.416.314	98.260.850
Provisión Utilizada	(329.563)	-	-	-	(329.563)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	95.164	2.029.978	(109.582)	64.829	2.080.389
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(866.814)	82.695	(6.457.892)	(1.924.463)	(9.166.474)
Operaciones Discontinuadas	(5.468.387)	(3.565.975)	(103.841.534)	(2.533.211)	(115.409.107)
Total Movimientos en Provisiones	(14.456.140)	22.314.929	(6.767.212)	(1.976.531)	(884.954)
Saldo Final al 31 de diciembre de 2015	9.798.765	50.702.975	-	5.818.849	66.320.589

Movimientos en Provisiones	Por Reclamaciones Legales M\$	Por Desmantelamiento, Restauración M\$	Medio Ambiente M\$	Otras Provisiones M\$	Total M\$
Saldo Inicial al 01 de enero de 2014	9.764.679	20.267.967	12.139.002	9.176.319	51.347.967
Movimientos en Provisiones					
Provisiones Adicionales	-	6.684.278	-	-	6.684.278
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	16.963.084	-	(4.608.836)	(134.664)	12.219.584
Provisión Utilizada	(2.361.954)	-	-	-	(2.361.954)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	1.205.276	-	62.493	1.267.769
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(110.904)	230.525	(762.954)	(1.308.768)	(1.952.101)
Total Movimientos en Provisiones	14.490.226	8.120.079	(5.371.790)	(1.380.939)	15.857.576
Saldo Final al 31 de diciembre de 2014	24.254.905	28.388.046	6.767.212	7.795.380	67.205.543

Nota 23

Obligaciones por Beneficios Post Empleo.

23.1 Aspectos generales

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

> **Beneficios de prestación definida:**

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

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

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

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

> **Otros Beneficios:**

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

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

Premios por antigüedad: 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.

> **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.

Al 31 de diciembre de 2015, los pasivos por beneficios post empleo de las filiales extranjeras de Endesa Chile han sido reclasificados a mantenidos para distribuir a los propietarios. De la misma forma, sus resultados por los ejercicios 2015, 2014 y 2013 han sido reclasificados a operaciones discontinuadas.(Ver Notas 3.j y 4.1)

23.2 Aperturas, movimientos y presentación de estados financieros

a) Al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas se resume como sigue:

	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Obligaciones post empleo	15.271.416	43.461.827	40.868.802
Total	15.271.416	43.461.827	40.868.802
Porción no corriente	15.271.416	43.461.827	40.868.802

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

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	40.868.802
Costo del servicio corriente	1.306.750
Costo por intereses	3.043.960
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	2.177.069
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	2.503.001
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(1.864.029)
Contribuciones pagadas	(5.554.487)
Costo de servicio pasado	478.603
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	1.297.048
Transferencia de personal	(692.467)
Transferencia a mantenidos para la venta	(102.423)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	43.461.827
Costo del servicio corriente	2.271.559
Costo por intereses	3.320.289
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(82.320)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	298.968
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(3.557.400)
Contribuciones pagadas	(8.839.400)
Costos de servicios pasados	(523)
Transferencia de personal	(53.242)
Traspaso a pasivos mantenidos para distribuir a los propietarios (ver nota 4.1)	(21.548.342)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	15.271.416

Los costos del servicio corriente relacionados con las operaciones continuadas de Endesa Chile ascendieron a M\$ 1.063.547, M\$ 1.291.996 y M\$ 722.800 al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, respectivamente. Por otra parte, los costos por intereses relacionados con las operaciones continuadas ascendieron a M\$ 759.311, M\$ 785.598 y M\$ 800.020 al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, respectivamente. Finalmente, la pérdidas actuariales relacionadas con las operaciones continuadas ascendieron a M\$ 830.089 M\$ 3.620.399 y M\$ 1.731.559 al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, respectivamente.

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

c) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	2.271.559	1.306.750	1.252.990
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	3.320.289	3.043.960	2.546.022
Costo de servicio pasado	(523)	487.603	-
Total gasto reconocido en el estado de resultados	5.591.325	4.838.313	3.799.012
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	216.648	4.680.070	3.618.423
Total gasto reconocido en el estado de resultados integrales	5.807.973	9.518.383	7.417.435

23.3 Otras revelaciones

Hipótesis actariales:

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	Chile		Colombia		Argentina		Perú	
	31-12-2015	31-12-2014	31-12-2015	31-12-2014	31-12-2015	31-12-2014	31-12-2015	31-12-2014
Tasas de descuento utilizadas	4,95%	4,60%	7,25%	7,04%	5,50%	5,50%	7,60%	6,35%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,00%	4,00%	4,20%	4,00%	0,00%	0,00%	3,00%	3,00%
Tablas de mortalidad	RV 2009	RV 2009	RV 2008	RV 2008	RV 2004	RV 2004	RV 2009	RV 2009

Sensibilización:

Al 31 de diciembre de 2015, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de M\$922.260 (M\$ 3.064.996 al 31 de diciembre de 2014) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$1.057.543 (M\$ 3.616.170 al 31 de diciembre de 2014) en caso de una baja de la tasa.

Desembolso futuro

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el próximo año asciende a M\$2.432.890.

Duración de los compromisos

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para el Grupo Endesa Chile corresponde a 7,74 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 5 y más años es como sigue:

Años	M\$
1	2.432.890
2	1.437.793
3	1.175.531
4	1.575.504
5	1.134.820
más de 5	7.174.896

23.4 Otras informaciones relativa a operación Discontinuadas.

Aportaciones Definidas

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida, se registran directamente en el rubro "gastos de personal" en el estado de resultados consolidados. Los montos registrados en EDEGEL por este concepto son M\$ 637.368, M\$ 586.839 y M\$ 425.242 al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, respectivamente.

■ Nota 24

Patrimonio Total

24.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

24.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 el capital social de Endesa Chile, asciende a M\$ 1.331.714.085 y está representado por 8.201.754.580 acciones de valor nominal totalmente suscritas y pagadas que se encuentran admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores de Valparaíso, Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE) y Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (LATIBEX). Estas cifras no han sufrido ninguna variación durante el período 2015 y ejercicio 2014.

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

24.1.2 Dividendos

La Junta General de Accionistas de Endesa Chile, celebrada el 22 de Abril de 2014, acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el dividendo provisorio N° 57), y un dividendo adicional, que ascendió a un total de \$20,39541. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N° 57 fue pagado con fecha 27 de enero de 2015, se procedió a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°58 ascendente a \$16,95495 con fecha 25 de mayo de 2015.

La junta General de Accionistas de Endesa Chile, celebrada el 27 de Abril de 2015, aprobó como Política de Dividendos, que el directorio espera cumplir durante el ejercicio 2015, distribuir como dividendo definitivo un monto equivalente al 50% de las utilidades líquidas del ejercicio 2015, de hasta un 15% de las utilidades líquidas al 30 de septiembre de 2015, según muestren los estados financieros a dicha fecha, el cual fue pagado con fecha 26 de Enero de 2016.

El dividendo definitivo corresponderá al que define la junta ordinaria de accionistas, la que se realizará durante el primer cuatrimestre del año 2016.

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

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

Nº Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
49	Provisorio	26/1/11	6,42895	2010
50	Definitivo	11/5/11	26,09798	2010
51	Provisorio	19/1/12	5,08439	2011
52	Definitivo	17/5/12	22,15820	2011
53	Provisorio	24/1/13	3,04265	2012
54	Definitivo	9/5/13	11,24302	2012
55	Provisorio	31/1/14	3,87772	2013
56	Definitivo	15/5/14	17,69856	2013
57	Provisorio	27/1/15	3,44046	2014
58	Definitivo	25/5/15	16,95495	2014
59	Provisorio	29/1/16	3,55641	2015

24.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2015 , 2014 y 2013 es el siguiente:

Diferencias de cambio por conversión acumuladas	31 de diciembre de 2015 M\$	31 de diciembre de 2014 M\$	31 de diciembre de 2013 M\$
Emgesa S.A. E.S.P.	-	69.075.372	89.562.631
Generandes Perú	-	69.304.036	38.809.462
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	16.780.346	19.881.460	11.075.533
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	-	(53.592.631)	(46.868.871)
Endesa Argentina S.A.	-	(13.561.202)	(13.287.564)
Central Costanera S.A.	-	10.185.346	7.083.247
Enel Brasil S.A.	-	(105.465.588)	(122.479.241)
GNL Quintero S.A.	(1.164.922)	(3.824.104)	(5.035.164)
Otros	3.037.542	(3.412.559)	(4.469.624)
TOTAL	18.652.966	(11.409.870)	(45.609.591)

24.3 Gestión del capital

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

24.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales

La compañía tiene algunas filiales que deben cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. La participación de la compañía en los activos netos restringidos al 31 de diciembre de 2015 de sus filiales Edegel y Chocón corresponden a M\$ 63.188.793 y M\$ 102.591.323, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2015, los activos y pasivos de Edegel y Chocón han sido clasificados como activos o grupo de activos mantenidos para distribuir a los propietarios.(Ver nota 4.1)

24.5 Otras Reservas.

Al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 la naturaleza y destino de las Otras Reservas es el siguiente:

	Saldo al 1 de enero de 2015 M\$	Movimiento 2015 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2015 M\$
Diferencias de cambio por conversión	(11.409.870)	30.062.836	18.652.966
Coberturas de flujo de caja	(117.559.279)	(88.132.296)	(205.691.575)
Remedición de activos financieros disponibles para la venta	(1.020)	(26)	(1.046)
Resultado integral de activos mantenidos para distribuir a los propietarios	-	(201.150.142)	(201.150.142)
Otras reservas varias	(719.216.262)	(500.044)	(719.716.306)
TOTAL	(848.186.431)	(259.719.672)	(1.107.906.103)

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

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

- > Reserva de diferencias de cambio por conversión: Provienen fundamentalmente de las diferencias de cambio que se originan en:
 - La conversión de nuestras filiales que tienen moneda funcional distinta al peso chileno (ver Nota 2.6.3).
 - La valorización de las plusvalías surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al peso chileno (ver Nota 3.b).
- > Cobertura de flujo de caja: Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (ver Notas 3.f.5 y 3.m).
- > Remedición de activos financieros disponibles para la venta: Representan las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal de las Inversiones disponibles para la venta (ver Nota 3.f.1).
- > Otras reservas varias:

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

- 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 acumulado desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.

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

- II. Diferencias de cambio por conversión existente a la fecha de transición a NIIF (exención NIIF 1 “Adopción por primera vez”).

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

24.6 Participaciones no controladoras.

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

Compañías	% Particip. no controladoras	Participación de Control				
		Patrimonio		Ganacias (Pérdidas)		
		31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	7,35%	10.900.863	12.597.077	8.674.207	10.522.428	8.415.147
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	3,79%	20.589.138	18.668.968	2.840.348	4.144.136	443.878
Endesa Eco S.A. (*)	-	-	-	-	-	819.958
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (*)	-	-	-	-	-	2.344.323
Emgesa S.A. E.S.P.	73,13%	584.922.225	536.351.255	154.959.234	211.210.105	168.793.015
Generandes Perú	39,00%	118.101.218	116.762.865	19.466.375	22.882.930	17.074.639
Edegel S.A.A	16,40%	91.467.160	90.506.207	15.078.085	17.790.998	13.397.572
Chinango S.A.C.	20,00%	14.268.911	14.707.216	3.042.018	3.002.284	2.033.307
Central Costanera S.A.	24,32%	3.759.405	5.197.207	(242.897)	11.072.950	(7.538.477)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	32,33%	48.208.347	26.841.549	35.783.793	3.538.006	3.557.468
Otras	-	3.482.905	1.973.513	2.551.535	252.534	238.628
TOTAL		895.700.172	823.605.857	242.152.698	284.416.371	209.579.458

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

■ Nota 25

Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros ingresos

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

Ingresos Ordinarios	Saldo al		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 Re-expresados M\$ (*)	31-12-2013 Re-expresados M\$ (*)
Ventas de energía	1.474.818.366	1.155.805.379	860.581.278
Generación	1.474.818.366	1.155.805.379	860.581.278
Cientes Regulados	1.067.435.085	760.297.236	664.184.624
Cientes no Regulados	264.113.111	274.937.535	156.628.497
Ventas de Mercado Spot	140.339.721	98.450.911	27.394.359
Otros Cientes	2.930.449	22.119.697	12.373.798
Otras ventas	24.293.133	11.062.697	25.273.582
Ventas de gas	16.492.734	4.721.305	25.261.022
Ventas de productos y servicios	7.800.399	6.341.392	12.560
Otras prestaciones de servicios	40.866.012	42.928.659	82.416.495
Peajes y trasmisión	34.734.375	24.835.318	63.761.602
Arriendo equipos de medida	-	290.887	48.063
Otras prestaciones	6.131.637	17.802.454	18.606.830
Total Ingresos ordinarios	1.539.977.511	1.209.796.735	968.271.355

Otros Ingresos de Explotación	Saldo al		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 Re-expresados M\$ (*)	31-12-2013 Re-expresados M\$ (*)
Otros Ingresos	3.832.806	21.178.089	1.765.996
Total Otros Ingresos de explotación	3.832.806	21.178.089	1.765.996

(*) Ver Nota 4.1.II.iii)

■ Nota 26

Materias Primas y Consumibles utilizados

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

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 Re-expresados M\$ (*)	31-12-2013 Re-expresados M\$ (*)
Compras de energía	(320.731.795)	(288.442.686)	(124.419.095)
Consumo de combustible	(327.502.996)	(305.479.173)	(211.612.174)
Gastos de transporte	(179.691.471)	(142.831.143)	(149.447.930)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(52.964.961)	(13.463.669)	(9.416.735)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(880.891.223)	(750.216.671)	(494.895.934)

(*) Ver Nota 4.1.II.iii)

■ Nota 27

Gastos por Beneficios a los Empleados

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

Gastos de personal	Saldo al		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 Re-expresados M\$ (*)	31-12-2013 Re-expresados M\$ (*)
Sueldos y salarios	(57.501.658)	(58.145.903)	(56.903.237)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(1.063.547)	(1.291.995)	(722.800)
Servicio seguridad social y otras cargas sociales	(12.404.152)	(5.422.067)	(5.674.802)
Total	(70.969.357)	(64.859.965)	(63.300.839)

(*) Ver Nota 4.1.II.iii)

■ Nota 28

Gastos por Depreciación, Amortización y Pérdidas por Deterioro

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

	Saldo al		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 Re-expresados M\$ (*)	31-12-2013 Re-expresados M\$ (*)
Depreciaciones (***)	(123.336.695)	(98.313.923)	(90.060.652)
Amortizaciones	(1.498.864)	(2.990.986)	(2.580.352)
Subtotal	(124.835.559)	(101.304.909)	(92.641.004)
Reverso (pérdidas) por deterioro (**)	9.793.652	(12.461.456)	64.138
Total	(115.041.907)	(113.766.365)	(92.576.866)

	Saldo al		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 Re-expresados M\$ (*)	31-12-2013 Re-expresados M\$ (*)
(**) Pérdidas por deterioro			
Reversión (Pérdida) por deterioro activos financieros (ver Nota 9.C)	(371.558)	120.491	64.138
(Pérdida) por deterioro activo fijo	10.165.210	(12.581.947)	-
Total	9.793.652	(12.461.456)	64.138

(*) Ver Nota 4.1.II.iii)

(***) Ver Nota 16.b

Nota 29

Otros Gastos por Naturaleza

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

Otros gastos por naturaleza	Saldo al		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 Re-expresados M\$ (*)	31-12-2013 Re-expresados M\$ (*)
Servicios profesionales independientes y externalizados	(35.580.482)	(25.679.586)	(20.512.663)
Otros Suministros y Servicios	(17.249.969)	(15.000.018)	(8.915.561)
Primas de seguros	(14.750.997)	(11.189.610)	(8.899.768)
Tributos y tasas	(5.897.231)	(4.118.235)	(8.759.890)
Reparaciones y conservación	(3.277.318)	(2.237.638)	(1.807.986)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(572.883)	(273.283)	(264.040)
Arrendamientos y cánones	(1.240.625)	(2.939.241)	(1.462.256)
Gastos de medioambiente	(2.679.888)	(2.066.568)	(1.996.818)
Otros aprovisionamientos	(6.142.845)	(697.698)	(1.053.128)
Gastos de viajes	(2.057.192)	(2.133.664)	(1.779.104)
Indemnizaciones y multas	(890.392)	-	(5.116.070)
Total otros gastos por naturaleza	(90.339.822)	(66.335.541)	(60.567.284)

(*) Ver Nota 4.1.II.iii)

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del período. El monto de estos gastos al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 ascendió a M\$ 4.413.727, M\$ 1.894.105 y M\$ 1.996.818, respectivamente.

Nota 30

Otras Ganancias (Pérdidas)

El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 Re-expresados M\$ (*)	31-12-2013 Re-expresados M\$ (*)
Ganancia por venta participación Tunel El Melón (**)	4.207.167	-	-
Ganancia por remedición de la participación pre-existente en Gas Atacama (***)	-	21.546.320	-
Realización de la diferencia de cambio de la participación pre-existente de GasAtacama (****)	-	21.006.456	-
Venta de líneas de transmisión Charrua	-	-	2.532.438
Otros	(191.766)	98.791	(18.515)
Total Otras ganancias (pérdidas)	4.015.401	42.651.567	2.513.923

(*) Ver Nota 4.1.II.iii)

(**) Ver Notas 2.4.1 y 4.2

(****) Ver Notas 2.4.1 y 6.e.

Nota 31

Resultado Financiero

El detalle del ingreso y gasto financiero al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, es el siguiente:

Ingresos Financieros	Saldo al		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 Re-expresados M\$ (*)	31-12-2013 Re-expresados M\$ (*)
Efectivo y otros medios equivalentes	152.518	1.283.124	310.628
Otros ingresos financieros	82.303	302.909	2.844.249
	82303	302909	2844249
Total Ingresos Financieros	234.821	1.586.033	3.154.877

Costos Financieros	Saldo al		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 Re-expresados M\$ (*)	31/12/13 Re-expresados M\$ (*)
Costos Financieros	(64.206.719)	(71.617.257)	(75.971.351)
Préstamos bancarios	(129.350)	(612.003)	(1.199.794)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(51.697.708)	(48.046.358)	(46.713.612)
Valoración derivados financieros	(1.725.211)	(2.634.032)	(4.380.154)
Gastos por obligaciones por beneficios post empleo	(759.311)	(785.598)	(800.020)
Gastos financieros activados	2.221.329	1.817.283	998.984
Otros	(12.116.468)	(21.356.549)	(23.876.755)
Resultado por Unidades de Reajuste (a)	3.600.187	13.926.117	1.001.573
Diferencias de Cambio (b)	(53.880.472)	(21.240.269)	(2.179.798)
Positivas	26.738.738	17.473.252	6.200.002
Negativas	(80.619.210)	(38.713.521)	(8.379.800)
Total Costos Financieros	(114.487.004)	(78.931.409)	(77.149.576)
Total Resultado Financiero	(114.252.183)	(77.345.376)	(73.994.699)

(*) Ver Nota 4.1.II.iii)

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

Resultado por Unidades de Reajuste (a)	Saldo al		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 Re-expresados M\$ (*)	31-12-2013 Re-expresados M\$ (*)
Otros activos financieros (Instrumentos Derivados)	10.153.342	23.320.934	4.758.859
Otros activos no financieros	819.503	105.210	9.064
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	526.361	2	33.883
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	4.965.940	8.189.573	2.640.499
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(12.864.959)	(17.623.602)	(6.428.168)
Otras provisiones	-	(66.000)	(12.564)
Total Resultado por Unidades de Reajuste	3.600.187	13.926.117	1.001.573

Diferencias de Cambio (b)	Saldo al		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 Re-expresados M\$ (*)	31-12-2013 Re-expresados M\$ (*)
Efectivo y equivalentes al efectivo	2.584.228	882.326	1.084.551
Otros activos financieros (Instrumentos Derivados)	10.637.768	(23.775.272)	150.051
Otros activos no financieros	-	23.905	37.636
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	9.884.307	5.299.539	(2.859.972)
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	-	(1.077.140)	(3.678)
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(30.533.746)	(2.694.805)	(1.511.102)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(46.453.029)	830.878	1.189.070
Otros pasivos no financieros	-	(729.700)	(266.354)
Total Diferencias de Cambio	(53.880.472)	(21.240.269)	(2.179.798)

(*) Ver Nota 4.1.II.iii)

Nota 32

Impuesto a las Ganancias

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

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de ejercicios anteriores	Saldo al		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 Re-expresados M\$ (*)	31-12-2013 Re-expresados M\$ (*)
(Gasto) por impuesto corriente	(49.317.727)	(46.489.891)	(30.441.521)
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)	-	-	1.698.566
Ajustes al Impuesto Corriente del ejercicio Anterior	(7.068.433)	(3.795.517)	484.711
Gasto por impuestos corriente relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	-	(5.050.864)	-
Otros (Gastos) por Impuesto Corriente	(32.386.954)	(2.460.042)	(8.998.661)
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	(88.773.114)	(57.796.314)	(37.256.905)
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	12.117.295	23.698.208	261.648
Total (Gasto) / ingreso por impuestos diferidos	12.117.295	23.698.208	261.648
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(76.655.819)	(34.098.106)	(36.995.257)

(*) Ver Nota 4.1.II.iii)

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

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al "resultado antes de impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el estado de resultados consolidados correspondiente al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013:

RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS

Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable

Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero

Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación

Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable

Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas

Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de ejercicios anteriores

Efectos por ajustes a los impuestos diferidos de ejercicios anteriores

Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)

Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables

(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas

(*) Ver Nota 4.1.II.iii)

■ Nota 33

Información por Segmento

33.1 Criterios de segmentación

En el desarrollo de su actividad la organización de Endesa Chile se encuentra estructurada sobre la base del enfoque prioritario a su negocio principal, constituido por la generación de energía eléctrica. Teniendo presente la información diferenciada que es analizada por la Administración para la toma de decisiones, la información por segmentos se presenta siguiendo una distribución geográfica por país:

- > Chile
- > Argentina
- > Perú
- > Colombia.

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

La información financiera por segmentos se ha preparado sobre la base de las mismas políticas contables utilizadas en la preparación de los estados financieros consolidados de Endesa Chile. En este contexto y considerando el proceso de restructuración societaria en curso, descrito en notas 4.1. y 39, la información financiera relacionada a la operación en Chile se presenta como operaciones continuadas, en tanto que la información financiera relacionada con operaciones fuera de Chile se presenta como mantenida para distribución a los propietarios, en el caso de los activos y pasivos, y como operaciones discontinuadas, en el caso de las cuentas de resultados.

TASA %	31-12-2015 M\$	TASA %	31-12-2014 Re-expresados M\$ (*)	TASA %	31-12-2013 Re-expresados M\$ (*)
	300.487.081		163.155.335		222.150.751
(22,50%)	(67.609.594)	(21,00%)	(34.262.619)	(20,00%)	(44.430.150)
	-	-	689		-
0,70%	2.118.333	6,82 %	11.132.065	5,39 %	11.965.418
(3,47%)	(10.419.563)	(5,04 %)	(8.225.638)	(3,20 %)	(7.118.128)
-	-	(3,10 %)	(5.050.864)	-	-
-	-	(2,33 %)	(3.795.517)	0,22 %	484.711
(2,35%)	(7.068.433)	-	-	-	-
2,10%	6.323.438	3,74 %	6.103.778	0,95 %	2.102.892
(3,01%)	(9.046.225)	0,10 %	164.513	3,35 %	7.434.893
(25,51%)	(76.655.819)	(20,90%)	(34.098.106)	(16,65%)	(36.995.257)

A continuación se presenta la información por segmentos.

33.2 Distribución por país

País	Chile		Argentina	
	31/12/15 M\$	31/12/14 M\$	31/12/15 M\$	31/12/14 M\$
ACTIVOS				
ACTIVOS CORRIENTES	567.841.878	595.881.466	459.495.019	56.079.003
Efectivo y equivalentes al efectivo	37.425.233	50.627.591	-	13.044.779
Otros activos financieros corrientes	1.011.555	4.389.709	-	-
Otros activos no financieros, corriente	462.748	10.766.654	-	1.436.607
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	363.475.277	317.283.266	-	31.777.379
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	68.946.489	113.257.285	-	7.651.647
Inventarios corrientes	36.755.409	36.871.184	-	2.121.378
Activos por impuestos corrientes, corriente	14.857.462	44.701.761	-	47.213
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	44.907.705	17.984.016	459.495.019	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	4.648.220.875	4.509.737.796	-	297.803.640
Otros activos financieros no corrientes	21.718.720	6.719.853	-	29.855
Otros activos no financieros no corrientes	3.387.709	42.847	-	1.255.693
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	35.901	-	-	139.038.803
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.852.588.709	1.852.154.230	-	2.732.534
Activos intangibles distintos de la plusvalía	20.905.426	18.851.912	-	-
Plusvalía	-	-	-	1.401.472
Propiedades, planta y equipo	2.729.717.092	2.621.113.892	-	153.233.564
Propiedad de inversión	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	19.867.318	10.855.062	-	111.719
TOTAL ACTIVOS	5.216.062.753	5.105.619.262	459.495.019	353.882.643

Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/15 M\$	31/12/14 M\$	31/12/15 M\$	31/12/14 M\$	31/12/15 M\$	31/12/14 M\$	31/12/15 M\$	31/12/14 M\$
1.980.785.898	329.704.908	928.453.235	121.446.537	475.985.410	(65.054.356)	4.412.561.440	1.038.057.558
-	224.564.345	-	48.392.088	-	-	37.425.233	336.628.803
-	20.460.311	-	-	-	-	1.011.555	24.850.020
-	9.272.519	-	19.564.358	-	-	462.748	41.040.138
-	53.822.823	-	30.523.540	-	-	363.475.277	433.407.008
-	7.818.044	-	7.413.257	(78.763)	(55.049.303)	68.867.726	81.090.930
-	12.342.664	-	14.435.895	-	-	36.755.409	65.771.121
-	1.424.202	-	1.117.399	-	-	14.857.462	47.290.575
1.980.785.898	-	928.453.235	-	476.064.173	(10.005.053)	3.889.706.030	7.978.963
-	1.787.224.364	-	816.077.566	(1.782.011.982)	(1.211.229.025)	2.866.208.893	6.199.614.341
-	1.170.931	-	16.167	-	-	21.718.720	7.936.806
-	1.075.811	-	-	-	-	3.387.709	2.374.351
-	2.177.709	-	-	-	-	35.901	141.216.512
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	48.358.845	(1.806.872.338)	(1.322.024.225)	45.716.371	581.221.384
-	22.960.563	-	10.639.358	-	-	20.905.426	52.451.833
-	4.886.065	-	8.527.161	24.860.356	110.795.200	24.860.356	125.609.898
-	1.707.545.357	-	748.536.035	-	-	2.729.717.092	5.230.428.848
-	-	-	-	-	-	-	-
-	47.407.928	-	-	-	-	19.867.318	58.374.709
1.980.785.898	2.116.929.272	928.453.235	937.524.103	(1.306.026.572)	(1.276.283.381)	7.278.770.333	7.237.671.899

País	Chile		Argentina	
	31/12/15 M\$	31/12/14 M\$	31/12/15 M\$	31/12/14 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS				
PASIVOS CORRIENTES	650.993.509	661.682.705	289.631.652	140.463.117
Otros pasivos financieros corrientes	27.921.565	146.364.103	-	29.204.543
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	341.275.697	330.234.622	-	80.964.391
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	250.892.133	120.867.395	-	13.946.683
Otras provisiones corrientes	15.617.614	10.932.577	-	666.299
Pasivos por impuestos corrientes	14.484.736	31.480.257	-	6.819.509
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	23.330	16.313.502	-	8.861.692
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	778.434	5.490.249	289.631.652	-
PASIVOS NO CORRIENTES	1.177.739.370	1.060.892.736	-	101.749.459
Otros pasivos financieros no corrientes	917.197.790	778.135.168	-	44.052.205
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	7.389.664	3.711.078	-	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	97.186	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	50.702.975	25.161.118	-	-
Pasivo por impuestos diferidos	187.080.339	232.045.127	-	27.977.7026
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	15.271.416	18.882.216	-	3.994.647
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	2.958.029	-	25.725.581
PATRIMONIO NETO	3.387.329.874	3.383.043.821	169.863.367	111.670.067
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.387.329.874	3.383.043.821	169.863.367	111.670.067
Capital emitido	2.041.622.319	2.085.370.999	38.308.208	50.147.052
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.726.639.411	1.405.870.674	52.817.928	14.567.871
Primas de emisión	206.008.557	206.008.557	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-
Otras reservas	(586.940.413)	(314.206.409)	78.737.231	46.955.144
PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS			-	-
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	5.216.062.753	5.105.619.262	459.495.019	353.882.643

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

Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/15 M\$	31/12/14 M\$	31/12/15 M\$	31/12/14 M\$	31/12/15 M\$	31/12/14 M\$	31/12/15 M\$	31/12/14 M\$
1.180.904.567	500.427.460	355.978.337	95.676.184	50.367.430	(5.511.873)	2.527.875.495	1.392.737.593
-	90.868.809	-	24.321.508	-	-	27.921.565	290.758.963
-	194.459.886	-	57.377.029	19.183.912	29.262.418	360.459.609	692.298.346
-	131.257.351	-	6.228.108	6.692.352	(34.774.291)	257.584.485	237.525.246
-	24.071.622	-	2.681.490	-	-	15.617.614	38.351.988
-	55.331.792	-	760.776	-	-	14.484.736	94.392.334
-	-	-	-	-	-	-	-
-	4.438.000	-	4.307.273	-	-	23.330	33.920.467
1.180.904.567	-	355.978.337	-	24.491.166	-	1.851.784.156	5.490.249
<hr/>							
-	883.041.285	-	275.049.420	29.265.389	315.065	1.207.004.759	2.321.047.965
-	862.784.448	-	140.731.046	-	-	917.197.790	1.825.702.867
-	-	-	-	(1.413.978)	-	5.975.686	3.711.078
-	-	-	-	-	-	97.186	-
-	465.509	-	3.226.928	-	-	50.702.975	28.853.555
-	-	-	130.297.810	30.679.367	-	217.759.706	390.319.963
-	19.791.328	-	793.636	-	-	15.271.416	43.461.827
-	-	-	-	-	315.065	-	28.998.675
<hr/>							
799.881.331	733.460.527	572.474.898	566.798.499	(1.385.659.391)	(1.271.086.573)	3.543.890.079	3.523.886.341
799.881.331	733.460.527	572.474.898	566.798.499	(1.385.659.391)	(1.271.086.573)	2.648.189.907	2.700.280.484
146.498.021	167.029.702	312.948.407	201.338.557	(1.207.662.870)	(1.172.172.225)	1.331.714.085	1.331.714.085
217.958.121	110.289.985	39.261.286	130.039.328	181.696.622	349.976.415	2.218.373.368	2.010.744.273
-	-	-	-	-	-	206.008.557	206.008.557
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
435.425.189	456.140.840	220.265.205	235.420.614	(359.693.143)	(448.890.763)	(1.107.906.103)	(848.186.431)
<hr/>							
1.980.785.898	2.116.929.272	928.453.235	937.524.103	(1.306.026.572)	(1.276.283.381)	7.278.770.333	7.237.671.899

A continuación se presenta la información por segmentos.

País	Chile			Argentina			Colombia		
	31/12/15 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/15 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/15 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES									
INGRESOS	1.543.810.317	1.230.974.824	970.037.351	-	-	-	-	-	-
Ingresos de actividades ordinarias	1.539.977.511	1.209.796.735	968.271.355	-	-	-	-	-	-
Ventas de energía	1.474.818.366	1.155.805.379	860.581.278	-	-	-	-	-	-
Otras ventas	24.293.133	11.062.697	25.273.582	-	-	-	-	-	-
Otras prestaciones de servicios	40.866.012	42.928.659	82.416.495	-	-	-	-	-	-
Otros ingresos	3.832.806	21.178.089	1.765.996	-	-	-	-	-	-
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(880.891.223)	(750.216.671)	(494.895.934)	-	-	-	-	-	-
Compras de energía	(320.731.795)	(288.442.686)	(124.419.095)	-	-	-	-	-	-
Consumo de combustible	(327.502.996)	(305.479.173)	(211.612.174)	-	-	-	-	-	-
Gastos de transporte	(179.691.471)	(142.831.143)	(149.447.930)	-	-	-	-	-	-
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(52.964.961)	(13.463.669)	(9.416.735)	-	-	-	-	-	-
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	662.919.094	480.758.153	475.141.417	-	-	-	-	-	-
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	15.250.810	16.466.173	10.625.755	-	-	-	-	-	-
Gastos por beneficios a los empleados	(70.969.357)	(64.859.965)	(63.300.839)	-	-	-	-	-	-
Otros gastos, por naturaleza	(90.339.822)	(66.335.541)	(60.567.284)	-	-	-	-	-	-
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	516.860.725	366.028.820	361.899.049	-	-	-	-	-	-
Gasto por depreciación y amortización	(124.835.559)	(101.304.909)	(92.641.004)	-	-	-	-	-	-
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	9.793.652	(12.461.456)	64.138	-	-	-	-	-	-
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	401.818.818	252.262.455	269.322.183	-	-	-	-	-	-
RESULTADO FINANCIERO	(114.252.183)	(77.345.376)	(73.994.699)	-	-	-	-	-	-
Ingresos financieros	234.821	1.586.033	3.154.877	-	-	-	-	-	-
Efectivo y otros medios equivalentes	152.518	1.283.124	310.628	-	-	-	-	-	-
Otros ingresos financieros	82.303	302.909	2.844.249	-	-	-	-	-	-
Costos financieros	(64.206.719)	(71.617.257)	(75.971.351)	-	-	-	-	-	-
Préstamos bancarios	(129.350)	(612.003)	(1.199.794)	-	-	-	-	-	-
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(51.697.708)	(48.046.358)	(46.713.612)	-	-	-	-	-	-
Otros	(12.379.661)	(22.958.896)	(28.057.945)	-	-	-	-	-	-
Resultados por Unidades de Reajuste	3.600.187	13.926.117	1.001.573	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	(53.880.472)	(21.240.269)	(2.179.798)	-	-	-	-	-	-
Positivas	26.738.738	17.473.252	6.200.002	-	-	-	-	-	-
Negativas	(80.619.210)	(38.713.521)	(8.379.800)	-	-	-	-	-	-
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	8.905.045	(54.413.311)	24.309.344	-	-	-	-	-	-
Otras ganancias (pérdidas)	4.015.401	42.651.567	2.513.923	-	-	-	-	-	-
Resultado de Otras Inversiones	4.309.205	42.651.567	67.384	-	-	-	-	-	-
Resultados en Ventas de Activos	(293.804)	-	2.446.539	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	300.487.081	163.155.335	222.150.751	-	-	-	-	-	-
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(76.655.819)	(34.098.106)	(36.995.257)	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	223.831.262	129.057.229	185.155.494	-	-	-	-	-	-
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	(5.111.984)	27.687.481	76.695.740	109.339.865	56.506.674	(9.874.220)	211.906.861	288.830.088	230.824.559
GANANCIA (PÉRDIDA)	218.719.278	156.744.710	261.851.234	109.339.865	56.506.674	(9.874.220)	211.906.861	288.830.088	230.824.559
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	218.719.278	156.744.710	261.851.234	109.339.865	56.506.674	(9.874.220)	211.906.861	288.830.088	230.824.559
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora									
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras									

Perú			Eliminaciones			Totales		
31/12/15 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/15 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/15 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
-	-	-	-	-	-	1.543.810.317	1.230.974.824	970.037.351
-	-	-	-	-	-	1.539.977.511	1.209.796.735	968.271.355
-	-	-	-	-	-	1.474.818.366	1.155.805.379	860.581.278
-	-	-	-	-	-	24.293.133	11.062.697	25.273.582
-	-	-	-	-	-	40.866.012	42.928.659	82.416.495
-	-	-	-	-	-	3.832.806	21.178.089	1.765.996
-	-	-	-	-	-	(880.891.223)	(750.216.671)	(494.895.934)
-	-	-	-	-	-	(320.731.795)	(288.442.686)	(124.419.095)
-	-	-	-	-	-	(327.502.996)	(305.479.173)	(211.612.174)
-	-	-	-	-	-	(179.691.471)	(142.831.143)	(149.447.930)
-	-	-	-	-	-	(52.964.961)	(13.463.669)	(9.416.735)
-	-	-	-	-	-	662.919.094	480.758.153	475.141.417
-	-	-	-	-	-	15.250.810	16.466.173	10.625.755
-	-	-	-	-	-	(70.969.357)	(64.859.965)	(63.300.839)
-	-	-	-	-	-	(90.339.822)	(66.335.541)	(60.567.284)
-	-	-	-	-	-	516.860.725	366.028.820	361.899.049
-	-	-	-	-	-	(124.835.559)	(101.304.909)	(92.641.004)
-	-	-	-	-	-	9.793.652	(12.461.456)	64.138
-	-	-	-	-	-	401.818.818	252.262.455	269.322.183
-	-	-	-	-	-	(114.252.183)	(77.345.376)	(73.994.699)
-	-	-	-	-	-	234.821	1.586.033	3.154.877
-	-	-	-	-	-	152.518	1.283.124	310.628
-	-	-	-	-	-	82.303	302.909	2.844.249
-	-	-	-	-	-	(64.206.719)	(71.617.257)	(75.971.351)
-	-	-	-	-	-	(129.350)	(612.003)	(1.199.794)
-	-	-	-	-	-	(51.697.708)	(48.046.358)	(46.713.612)
-	-	-	-	-	-	(12.379.661)	(22.958.896)	(28.057.945)
-	-	-	-	-	-	3.600.187	13.926.117	1.001.573
-	-	-	-	-	-	(53.880.472)	(21.240.269)	(2.179.798)
-	-	-	-	-	-	26.738.738	17.473.252	6.200.002
-	-	-	-	-	-	(80.619.210)	(38.713.521)	(8.379.800)
-	-	-	-	-	-	8.905.045	(54.413.311)	24.309.344
-	-	-	-	-	-	4.015.401	42.651.567	2.513.923
-	-	-	-	-	-	4.309.205	42.651.567	67.384
-	-	-	-	-	-	(293.804)	-	2.446.539
-	-	-	-	-	-	300.487.081	163.155.335	222.150.751
-	-	-	-	-	-	(76.655.819)	(34.098.106)	(36.995.257)
-	-	-	-	-	-	223.831.262	129.057.229	185.155.494
95.054.809	111.350.114	83.157.315	-	5.541.161	(2.452.651)	411.189.551	489.915.518	378.350.743
95.054.809	111.350.114	83.157.315	-	5.541.161	(2.452.651)	635.020.813	618.972.747	563.506.237
95.054.809	111.350.114	83.157.315	-	5.541.161	(2.452.651)	635.020.813	618.972.747	563.506.237
						392.868.115	334.556.376	353.926.779
						242.152.698	284.416.371	209.579.458

País	Chile			Argentina			Colombia		
	31/12/15 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/15 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/15 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO									
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	433.106.626	248.147.763	314.380.460	71.449.572	73.261.969	23.604.635	254.539.609	364.425.930	273.903.244
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(132.241.285)	34.558.118	64.846.892	(50.193.057)	(46.912.356)	(39.495.666)	(159.371.575)	(185.214.366)	(125.834.718)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(302.477.643)	(290.982.024)	(328.525.319)	(18.352.756)	(20.558.700)	16.625.223	(259.847.758)	(151.340.517)	(104.425.180)

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

■ Nota 34

Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos y Pasivos Contingentes y Otros

34.1 Garantías directas

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo Garantía	Activos Comprometidos		
	Nombre	Relación		Tipo	Moneda	Valor Contable
Mitsubishi Corporation	Central Costanera S.A.	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	10.804.894
Credit Suisse First Boston	Central Costanera S.A.	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	3.098.134
Citibank N.A.	Endesa Argentina	Acreedor	Prenda	Depósito en dinero	M\$	435.681

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos ascendía a M\$ 13.903.028 y M\$ 21.952.283, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2015 Endesa Chile tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 3.060.828.771, de los cuales M\$ 3.050.571.988 corresponden a operaciones continuadas (M\$ 714.390.637 al 31 de diciembre de 2014).

34.2 Garantías Indirectas

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 no existen Garantías Indirectas.

Perú			Eliminaciones			Totales		
31/12/15 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/15 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/15 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
144.659.247	131.371.133	96.410.549	(2.540.818)	(407.290)	(529.838)	901.214.236	816.799.505	707.769.050
(32.455.858)	(21.749.650)	(4.785.154)	(114.333.695)	(108.128.882)	(80.477.575)	(488.595.470)	(327.447.136)	(185.746.221)
(141.981.410)	(97.913.910)	(94.269.560)	116.874.513	108.536.172	81.007.413	(605.785.054)	(452.258.979)	(429.587.423)

Moneda	Saldo pendiente al			Liberación de garantías				
	31-12-2015	31-12-2014	2015	Activos	2016	Activos	2017	Activos
M\$	35.254.202	73.177.119	-	-	-	-	-	-
M\$	1.183.600	3.033.750	-	-	-	-	-	-
M\$	435.681	702.470	-	-	-	-	-	-

34.3 Litigios y arbitrajes

A la fecha de presentación de estos estados financieros consolidados, los pasivos contingentes más relevantes que involucran las sociedades del Grupo, para los cuales no se han reconocido provisiones debido a que la Administración considera que no existe una obligación presente, son los siguientes:

a) Operaciones Continuadas

Juicios pendientes Endesa Chile y Filiales:

1. En el año 2005 se interpusieron tres demandas en contra de Endesa Chile, el Fisco y la Dirección General de Aguas (DGA), las cuales actualmente se substancian en un solo procedimiento judicial, solicitándose en ellas se declare la nulidad de derecho público de la Resolución de la DGA N° 134, que constituye en favor de Endesa Chile un derecho de aprovechamiento de aguas no consumutivo para llevar a cabo el proyecto de la central hidroeléctrica Neltume, ello, con indemnización de perjuicios. En subsidio, se demanda la indemnización de daños y perjuicios supuestamente causados a los demandantes por la pérdida de su calidad de propietarios riberanos del lago Pirihueico así como por la desvalorización predial. La parte demandada ha rechazado estas pretensiones fundadas en que la resolución mencionada cumple con todos los requisitos legales y que el ejercicio de este derecho no causa perjuicios a los demandantes, entre otros argumentos. La cuantía de estos juicios es indeterminada. Este juicio se encuentra acumulado con otros dos: el primero caratulado "Arrieta con Fisco y Otros" del 9º Juzgado Civil, rol 15.279-2005 y el segundo caratulado "Jordán con Fisco y otros", del 10º Juzgado Civil rol 1.608-2005. En relación con estos juicios, se encuentra decretada medida precautoria de prohibición de celebrar actos y contratos sobre los derechos de aguas de Endesa Chile, relacionados con el Proyecto Neltume. En cuanto al estado procesal, con fecha 25 de septiembre de 2014 el Tribunal dictó sentencia desfavorable a la compañía, que en lo medular declara ilegal el derecho de aprovechamiento constituido por Resolución DGA N° 134 y ordena su cancelación en el Registro de Propiedad de Aguas del Conservador de Bienes Raíces correspondiente. En su contra, Endesa presentó recurso de apelación y casación en la forma para ante la Corte de Apelaciones de Santiago, los cuales a la fecha aun se encuentran pendientes de vista.

2. Con fecha 24 de mayo de 2011, Endesa Chile fue notificada de una demanda de nulidad de derecho público, deducida por 19 propietarios riberanos del lago Pirihueico, en contra de la Resolución 732 DGA, que autorizó el traslado de la captación de derechos de aguas de la Central Neltume, desde el desagüe del lago Pirihueico a 900 metros aguas abajo en el río Fui. Solicitan que se anote la sentencia de nulidad al margen de la escritura pública a que se redujo la resolución DGA 732, que aprobó el traslado de la captación; que se ordene cancelar la inscripción de dicha escritura en el registro de aguas, para el caso que se hubiere practicado; y que se condene al Fisco de Chile, a la DGA y a Endesa Chile al pago de los perjuicios que se hubieren causado a los demandantes como consecuencia de la resolución impugnada, pidiendo se reserve el derecho para pedir la especie y monto de los perjuicios en un proceso judicial posterior. La demanda no tiene cuantía, pues han pedido que se determine en otro juicio, una vez declarada la nulidad de la resolución administrativa. A la fecha, se encuentra terminado el periodo de discusión y dictado el auto de prueba, el que una vez notificado, fue objeto de recurso de reposición interpuesto por la demandante, e incidente de nulidad presentado por Endesa Chile, los que fueron rechazados. El procedimiento se suspendió de común acuerdo hasta el día 9 de marzo de 2013, reiniciándose acto seguido el procedimiento. Con fecha 20 de agosto de 2013 se realizó la audiencia de conciliación que estaba pendiente, sin que esta se haya logrado. Terminado el periodo ordinario, extraordinario y especial de prueba con fecha 22.01.2015 se citó a las partes a oír sentencia y con fecha 23.04.2015 se dictó sentencia que acoge la demanda, declarando nulo de derecho público la Resolución DGA N° 732. En su contra, Endesa presentó recurso de apelación y casación en la forma para ante la Corte de Apelaciones de Santiago, recursos que a la fecha se encuentran pendientes de resolución.
3. Con fecha 12 de mayo de 2014, Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., (Celta), presentó formalmente su demanda arbitral en contra de la Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi, cuyo objeto es que el Tribunal Arbitral declare que a través de los contratos celebrados en 1995 y 2001, las partes han establecido una relación contractual de largo plazo, caracterizadas por el equilibrio económico que debe existir en sus prestaciones reciprocas y que, como consecuencia de lo anterior, los mayores costos que corresponde a la inversión que se debe realizar para dar cumplimiento a la norma de emisión contenida en el

DS (MMA) N° 13, de 2011, deben ser compartidos por las partes, por lo cual la demandada debería comenzar a pagar hasta el vencimiento del contrato, un cargo fijo mensual que sume al 31 de marzo de 2020, la cantidad de US\$ 72.275.000, equivalentes a aprox. M\$ 51.326.814.- por concepto de la parte proporcional de las inversiones que ella debe asumir como consecuencia del referido DS.

En cuanto al estado procesal, la demanda fue notificada con fecha 3 de julio de 2014. Con fecha 8 de agosto de 2014 Collahuasi contestó la demanda de Celta, e interpuso demanda reconvencional en su contra. En ella, Collahuasi solicita al Tribunal declarar que Celta ha infringido la prohibición de invocar como precedente lo acordado en las modificaciones a los contratos de suministro de 2009, reservándose el derecho de discutir y probar el monto de los perjuicios. Con fecha 26 de agosto de 2014 Celta presenta su réplica en la demanda principal y contesta la demanda reconvencional. Con fecha 11 de septiembre de 2014 Collahuasi presenta su dúplica en la demanda principal y su réplica de demanda reconvencional. Con fecha 1 de octubre de 2014, Celta presentó su dúplica a la demanda reconvencional. Adicionalmente el Juez Árbitro formuló un cuestionario con preguntas a cada parte por separado y también con preguntas comunes.

Una vez que éstas fueron respondidas, el árbitro dio a las partes plazo hasta el 16 de enero de 2015 para objetar u observar las respuestas proporcionadas y los documentos acompañados de contrario. El Juez Árbitro ha entregado a las partes una base de acuerdo para estudio.

4. En agosto de 2013 la Superintendencia chilena de Medio Ambiente formuló cargos en contra de Endesa Chile, alegando una serie de infracciones a la Resolución Exenta N° 206, de 2 de agosto de 2007 y sus resoluciones complementarias y aclaratorias, que califican ambientalmente el "Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina". Las alegadas infracciones dicen relación con el canal de descarga del sistema de refrigeración, el inoperativo el Desulfurizador de Bocamina I, la no remisión de información, superar el límite CO para Bocamina I impuesto para Bocamina II durante el mes de enero 2013, fallas en el cierre acústico perimetral de Bocamina I, emisión de ruidos y no contar con las barreras tecnológicas que impidan la entrada masiva de Biomasa en la bocatoma de la central. Endesa Chile presentó un programa de cumpli-

miento, el cual no fue aprobado. Con fecha 27 de noviembre de 2013, la Superintendencia de Medio Ambiente reformuló los cargos cursados agregando dos nuevas infracciones a los cargos ya formulados. Endesa Chile ha presentado su defensa, en diciembre de 2013, en la cual reconoce parcialmente algunas de estas infracciones (con el objeto de acogerse al beneficio de reducción de un 25% de la multa, en caso de reconocimiento) oponiéndose al resto. Con fecha 11 de agosto de 2014, la SMA dictó resolución N° 421 que aplica sanción a Endesa, por los incumplimientos ambientales materia del proceso sancionatorio, aplicando una multa de 8640,4 UTA. en su contra, Endesa presentó reclamo de ilegalidad ante el Tercer Tribunal Ambiental de Valdivia, el que con fecha 27.03.2015 dictó sentencia que anula parcialmente la sanción impuesta por la Superintendencia de Medio Ambiente, ordenándole considerar las agravantes acreditadas en relación al cálculo de la multa impuesta. En contra de dicha resolución, la compañía dedujo recurso de casación en el fondo para ante la Corte Suprema, recurso que fue rechazado, confirmándose la sanción impuesta.

b) Operaciones Discontinuadas

1. En el año 2001 se presentó en contra de la filial de generación EMGEA S.A. ESP, así como en contra de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP. (EEB) y de la Corporación Autónoma Regional, una demanda por los habitantes de Sibaté, Departamento colombiano de Cundinamarca, la cual busca que las demandadas respondan solidariamente por los daños y perjuicios derivados de la contaminación en el embalse de El Muña, a raíz del bombeo que hace EMGEA de las aguas contaminadas del río Bogotá. Frente a dicha demanda, EMGEA se ha opuesto a las pretensiones argumentando que la empresa no tiene responsabilidad en estos hechos pues recibe las aguas ya contaminadas, entre otros argumentos. La pretensión inicial de los demandantes fue de aprox. COL\$3.000.000.000 en miles de pesos colombianos, lo que equivale aproximadamente a M\$ 675.000.000. EMGEA, 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 de-

manda y en junio de 2013 se resolvió negar por improcedente la solicitud de nulidad de lo actuado en el proceso, propuesta por varias de las demandadas. Actualmente en el proceso se encuentra pendiente la resolución de excepciones previas y la citación a la audiencia de conciliación. En junio de 2015 se dictó una resolución que ordenó la desvinculación de la EEB por efectos de un vicio nulidad así como la exclusión de aquellas entidades que habían sido vinculadas por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca como demandados por ser contaminantes de las aguas del río Bogotá, lo que había sido confirmado por el Consejo de Estado. Contra esta decisión se interpuso recurso de reposición y, en subsidio, apelación. Pendiente la resolución de estos recursos.

2. 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. EMGESÁ rechaza estas pretensiones fundado en que el censo socioeconómico cumplió con todos los criterios metodológicos, dándose espacio y tiempo para que todos los interesados tuviesen oportunidad de registrarse en el mismo; los demandantes son no residentes; y, para esta tipología de personas, las compensaciones sólo se prevén para quienes sus ingresos provienen mayoritariamente de su actividad en el Área de Influencia Directa del Proyecto El Quimbo; y que la compensación no debe ir más allá del "primer eslabón" de la cadena productiva y basarse en los indicadores de estado de los ingresos de cada persona afectada. Cabe señalar que se presentó una demanda paralela por 38 habitantes del municipio de Garzón por la cual solicitan compensaciones por verse afectados por el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo al no haberseles incluido en el censo socio-económico realizado. En cuanto al estado procesal, el juicio se encuentra actualmente en etapa probatoria. En la demanda paralela, se interpuso excepción previa de pleito pendiente, en atención a la existencia de la demanda principal. Pendiente se decide sobre la excepción propuesta. Se estima que las pretensiones de los demandantes ascienden aproximadamente a Col M\$93.000.000 de pesos colombianos (aprox. M\$ 20.925.000).
3. La autoridad fiscal en Perú SUNAT (Superintendencia Nacional de Administración Tributaria) cuestionó a EDEGEL

en el año 2001, a través de Resoluciones de Impuestos y Multa, la deducción como gasto, de la depreciación que corresponde a parte del mayor valor asignado a los activos en la tasación con motivo de su revaluación voluntaria en el ejercicio 1996. El valor rechazado de la tasación es el referido a los intereses financieros durante la etapa de construcción de las centrales de generación. La posición de la autoridad tributaria es que Edegel no ha acreditado fehacientemente que fuera necesario obtener un financiamiento a fin de construir las centrales de generación que se revaluaron ni que dicho financiamiento fuera efectivamente incurrido. La posición de la compañía es que la SUNAT no puede exigir tal acreditación, ya que la tasación lo que pretende es asignar al bien el valor de mercado que corresponde en la oportunidad de realización de la tasación, y no el valor histórico del mismo. En este caso, la metodología de tasación consideró que centrales de tal magnitud se construyen con financiamiento. Si SUNAT no estaba de acuerdo con la valoración debió oponer su propia tasación, lo que no ocurrió.

Respecto del período 1999: el 2 de febrero de 2012, el TF (Tribunal Fiscal) resolvió el litigio del año 1999, a favor de la compañía por dos centrales y en contra respecto de cuatro, en base al argumento que sólo por las dos primeras se acreditó que hubo financiamiento. El TF ordenó a la SUNAT recalcular la deuda según el criterio expuesto. Edegel pagó la deuda reliquida por SUNAT en junio 2012 por el equivalente a 11 mm €, la cual tendrá que ser devuelta en caso se obtenga un resultado favorable en los siguientes procesos iniciados por Edegel:

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

Respecto a la Demanda: en agosto 2013, Edegel fue notificada con la resolución de saneamiento procesal, por la cual el PJ resolvió declararla improcedente por imposibilidad jurídica algunas de las pretensiones de la demanda. Dado que dicha Resolución vulnera nuestro derecho a la debida motivación y, además es extemporánea, Edegel presentó recurso de nulidad contra la misma. En mayo 2015, Edegel fue notificada con la resolución de la Corte de Apelaciones por medio de la cual: (i) se declaró nula la

resolución del PJ que rechazaba las peticiones de la demanda de la empresa (ii) las reclamaciones rechazadas se declaran admitidas y (iii) se ordenó al Poder Judicial volver a la etapa de determinación de los puntos de la controversia. En junio de 2015, Edegel fue notificada la resolución del Poder Judicial, que declaró admitidas las reclamaciones rechazadas y lo remitió a la Fiscalía para la emisión de un nuevo pronunciamiento (en Perú cuando el Estado está involucrado como parte en un proceso judicial siempre debe intervenir un fiscal designado por el Ministerio Público, para que esté enterado y emita opinión respecto de la controversia. Dicha opinión no es vinculante para el juez o la sala que debe resolver la causa).

Respecto del período 2000 y 2001: Edegel pagó el equivalente a 5 mm € y provisionó el equivalente a 1 mm €.

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

En diciembre de 2015, está pendiente que el TF remita el expediente a la SUNAT para que ésta última recalcule la deuda de acuerdo al criterio establecido.

Las próximas actuaciones: Respecto de 1999: A la espera que el TF resuelva la apelación parcial presentada por Edegel. Se espera nuevo pronunciamiento de la Fiscalía. Respecto de 2000 y 2001: Se rindió Informe oral al TF y se presentó los alegatos de cierre. En relación al Informe Oral, Edegel presentó nueva evidencia encontrada con el fin de reducir la "parte que se perdería" de 6 mm € a 1,3 mm €. El TF puede señalar que la evidencia es inadmisible por extemporánea. En diciembre 2014, el TF emitió

resolución sobre la apelación de Edegel. Se espera que el TF remita el expediente a la SUNAT para que haga el recálculo de la deuda según el criterio establecido. La Cuantía total S/ 63.944.287 (aprox. M\$ 13.305.207), que se desglosa en Cuantía Activa S/ 59.819.819 (aprox. M\$12.447.008) y Cuantía Pasiva: S/ 4.124.468 (aprox. M\$ 858.198).

4. La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), en Colombia, mediante Resoluciones 506, de 28 de marzo de 2005, y 1189, de 8 de julio de 2005, impuso a Emgesa S.A. E.S.P la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá la ejecución de unas obras en el embalse de El Muña, de cuya efectividad, entre otras, depende el mantenimiento de la concesión de aguas a favor de EMGES. Emgesa S.A. E.S.P ha interpuesto una acción de nulidad y restablecimiento del derecho en contra de dichas resoluciones ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, Sección Primera, de modo de que ellas sean anuladas. En cuanto al estado procesal, se dictó sentencia de primera instancia rechazándose la nulidad de estas resoluciones. Se interpusieron recursos de apelación por Emgesa, la EEB y Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá, los que en la actualidad se encuentran pendientes de resolverse. Existe además una acción paralela, de Nulidad y Restablecimiento iniciado por Emgesa en contra de la CAR, pretendiendo la nulidad del artículo 2º de la Resolución 1318 de 2007 y el art. 2º de la Resolución 2000 de 2009, por medio de los cuales se impuso a Emgesa S.A. ESP la implementación de un Plan de Contingencia y la realización de un estudio de "Calidad del Aire" ante la eventual suspensión del bombeo de aguas del embalse, pretendiendo que los mencionados actos administrativos sean anuladas por la imposibilidad técnica de adelantar el estudio de "Calidad del aire" y la implementación del "Plan de contingencia". En esta acción paralela se presentó dictamen pericial de contador favorable para la empresa del cual se solicitó aclaración por parte de Emgesa. Pendiente la aclaración al dictamen anterior y un segundo dictamen para valorar las obras adelantadas por la empresa. Cuantía indeterminada.
5. En febrero de 2015 Emgesa fue notificada de una Acción Popular interpuesta por Comepez S.A. y otras sociedades de piscicultores, con fundamento en la protección de los derechos a un ambiente sano, salubridad pública y seguridad alimentaria, de manera de prevenir, a juicio de los demandantes, el peligro de una mortandad masiva

de peces, entre otros perjuicios, con motivo del llenado del embalse del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, ubicado igualmente en la cuenca del río Magdalena. En cuanto al estado procesal, el tribunal administrativo del Huila decretó, en febrero de este año, una medida cautelar que impide el llenado del embalse de El Quimbo hasta tanto no se satisfaga el caudal óptimo del río, entre otras obligaciones. Emgesa por su parte presentó recurso de reposición en contra de esta decisión solicitando la fijación de una caución y el levantamiento de esta medida, el cual fue desestimado por el tribunal, pero se concedió recurso de apelación, en el solo efecto devolutivo, interpuesto por Emgesa. La medida cautelar fue modificada, lo que ha permitido a Emgesa iniciar el llenado del embalse. Sin embargo, la CAM, autoridad ambiental regional, emitió con fecha 3 de julio de 2015 la resolución 1503, que ordena suspender temporalmente el llenado del embalse de Quimbo. Se están analizando por Emgesa las acciones legales a adoptar, no obstante el procedimiento de llenado sigue su curso con normalidad y conforme a lo previsto. Actualmente se encuentra pendiente la contestación de la demanda. El Gobierno, a través del Decreto Legislativo 1979 ha solicitado el levantamiento de la suspensión de generación e informado que Emgesa no puede sustraerse al cumplimiento de dicho Decreto. El día 15 de diciembre de 2015 se dio a conocer la decisión adoptada por la Corte Constitucional que declaró la inexequibilidad del referido Decreto Legislativo 1979 de 2015, por lo que EMGESA suspende generación de energía Quimbo a las 24:00 horas del día 15 de diciembre de 2015. EMGESA presentó las defensas correspondientes.

El día 24 de diciembre de 2015 el Ministerio de Minas y Energía y la Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca (AUNAP) presentaron acción de tutela ante los Juzgados Penales del Circuito de Neiva como mecanismo transitorio para evitar un perjuicio irremediable, y mientras el Tribunal Administrativo del Huila decide sobre el levantamiento de la medida cautelar, solicitaron que se permita la generación del Quimbo. Así mismo solicitaron que hasta que se falle la tutela se autorice como medida provisional dicha generación. Después de una intensa tramitación judicial, el día 8 de enero de 2016 EMGESA fue notificada del fallo de tutela proferido por el Juez Tercero Penal Circuito especializado de Neiva mediante el cual autorizó a EMGESA de manera inmediata la generación de energía como medida transitoria hasta que el Tribunal Contencioso Administrativo del Huila decida de fondo so-

bre el levantamiento o no de la medida cautelar decreta da. La cuantía de este proceso es indeterminada.

Enel Brasil S.A. y Filiales

Ampla Energía S.A.

1. En Brasil, Basilus S/A Serviços, Empreendimentos e Participações (sucesora de Meridional S/A Serviços, Empreendimentos e Participações a partir de 2008) es la titular de los derechos litigiosos que adquirió a las constructoras Mistral y CIVEL, que mantenían un contrato de obra civil con Centrais Elétricas Fluminense S.A. (CELF). Este contrato fue rescindido con anterioridad al proceso de privatización de CELF. Dado que los activos de CELF fueron traspasados a Ampla en el proceso de privatización, 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 Declaración (con el objeto de aclarar una supuesta omisión del Tribunal en la decisión del Mandado de Segurança), que no fue acogido. Contra esta decisión se ofreció Recurso Ordinario ante el Superior Tribunal de Justicia (STJ) en Brasilia. El 28 de marzo de 2012 el Ministro Relator decidió el Recurso Ordinario favorablemente a la demandante. Ampla y el Estado de Río de Janeiro ofrecieron Agravo Regimental contra la decisión del Ministro, los cuales fueron acogidos por la primera sala del STJ con fecha 28 de agosto de 2012, determinándose que los recursos ordinarios en Mandado de Segurança sean sometidos a decisión por el tribu-

nal en pleno y no por un solo ministro. La parte demandante impugnó esta decisión. La decisión del día 28 de agosto de 2012 fue publicada el 10 de diciembre de 2012, habiendo sido presentados Embargos de Declaração por Ampla y el Estado de Río de Janeiro para subsanar un error existente en la publicación de la misma, con objetivo de evitar divergencias futuras. El 27 de mayo de 2013 los Embargos de Declaração presentados por Ampla y el Estado del Río de Janeiro fueron aceptados y corregido el error. El 25 de agosto de 2015 se dictó fallo rechazándose recurso interpuesto por la parte demandante. El fallo fue publicado el 10 de diciembre de 2015 y el 15 de diciembre de 2015 Basilus ha presentado recursos de Embargos de Aclaración, pendientes de resolverse. La cuantía de este juicio asciende aproximadamente a R\$ 1.344 millones (aprox. M\$ 244.430.592).

2. Acta levantada por la administración tributaria por supuesta mal contabilización de la amortización total de la plusvalía. La administración Tributaria argumenta que la amortización total de la plusvalía (mayor valor) realizada por Endesa Brasil, ahora denominada Enel Brasil, en el año 2009 contra las cuentas de patrimonio, debería haber ocurrido contra cuentas de resultado. Con ello, el procedimiento realizado sería inadecuado y en realidad se habría generado un lucro mayor, y por consecuencia, una supuesta distribución de dividendos más elevada. El supuesto exceso en los dividendos fue interpretado por la administración tributaria como pagos a no residentes, lo que estaría sujeto a 15% de impuesto a la renta retenido en la fuente. La compañía señala que todos los procedimientos adoptados por Endesa Brasil (Enel Brasil) fueron basados en la interpretación de la compañía y en las normas de contabilidad de Brasil (BR GAAP), los cuales fueron confirmados por el auditor externo y por un despacho de abogados a través de una opinión legal (Souza Leão Advogados). En diciembre 2014, la compañía ha presentado defensa en la primera instancia administrativa. Se está a la espera de la decisión de primera instancia administrativa. La cuantía asciende a R\$ 233 millones (aprox. M\$ 42.375.244).
3. En diciembre de 2001 la Constitución Federal brasileña fue modificada con la finalidad de someter la venta de energía eléctrica a tributación por la Contribución Financiera a la Seguridad Social (COFINS), que es un tributo que recae sobre los ingresos. La Constitución establece que los cambios legislativos referentes a contribuciones sociales entran en vigor a los 90 días de su publicación, por lo que Ampla empezó a tributar por este impuesto a partir de abril de 2002. La Administración Tributaria brasileña notificó Acta a Ampla por entender que la vacatio legis (entrada en vigencia diferida) de 90 días se refiere exclusivamente a normas con rango de Ley pero no es de aplicación a las normas constitucionales, cuyas modificaciones entran en vigor de forma inmediata. En noviembre de 2007 el recurso presentado en la segunda instancia administrativa (Consejo de Contribuyentes) fue decidido en contra de Ampla. En octubre de 2008 Ampla presentó recurso especial que no fue aceptado. El 30 de diciembre de 2013, Ampla fue notificada de la decisión que no aceptó el argumento de Ampla que el pago de la COFINS no era debido en el período de diciembre de 2001 a marzo de 2002 por haberse previsto en la Constitución de que los cambios legislativos entran en vigor a los 90 días de su publicación. Ampla presentó acción judicial con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permitirá seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada un 20%, y no más en un 30%, por lo que la garantía fue reducida a una cantidad equivalente a 44 mm €). Ampla presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. La ejecución fiscal fue presentada por la Hacienda y Ampla presentó su defensa en julio de 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la ya constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. Se espera la decisión de primera instancia judicial. La cuantía asciende a R\$149 millones (aprox. M\$ 27.098.332).
4. La Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) demandó a Ampla, la indemnización por la pérdida de productos y materias primas, rotura de maquinaria, entre otros, ocurridos debido al supuesto mal servicio suministrado por Ampla, entre 1987 y mayo de 1994, así como indemnización por daños morales. El proceso se encuentra relacionado a otros cinco procesos, cuyos fundamentos también son las interrupciones de suministro de energía, en el período que va entre los años 1987 a 1994, 1994 a 1999 y algunos días del año 2002. El juez ordenó la realización de una pericia única para estos procesos, la cual fue desfavorable en parte para Ampla, por lo que fue impugnada solicitándose la práctica de un nuevo peritaje.

En septiembre de 2013 el juez rechazó el pedido anterior, ante lo cual Ampla interpuso embargos de declaración y posteriormente Agravo de Instrumento, todos los cuales fueron rechazados. En contra de esto último, Ampla interpuso recurso especial en agravio de instrumento ante el Superior Tribunal de Justicia, el que se encuentra pendiente de resolución. En septiembre de 2014, se dictó sentencia de primera instancia en uno de estos procesos, condenándose a Ampla al pago de una indemnización de 200.000 reales (aprox. M\$ 36.373) por daños morales, además del pago de daños materiales causados debido a las fallas en la prestación del servicio, los cuales deberán ser evaluados por un perito en la etapa de ejecución de la sentencia. En contra de esta sentencia, Ampla presentó Embargos de Aclaración, los que fueron rechazados. En diciembre de 2014 Ampla interpuso recurso de apelación, el cual se encuentra pendiente de resolverse. Con fecha 1 de junio 2015 se dictó sentencia en otro de estos procesos, condenándose a Ampla al pago de una indemnización de R\$ 80.000 (aprox. M\$ 14.534) por los daños morales sufridos y, además, al pago de una indemnización por los daños materiales en razón de las fallas del servicio de Ampla por R\$ 95.465.103 (aprox. M\$17.362.047) (más actualización monetaria e intereses). Ampla presentó en contra de este fallo Embargos de Aclaración, los que fueron rechazados por el juez. Ampla presentó recurso de apelación. En los procesos restantes, está pendiente se dicte sentencia de primera instancia. La cuantía de todos los litigios se estima en aprox. R\$ 374.014.593 (aprox. M\$ 68.021.285).

5. Tras ganar, en definitiva, en 2010, el litigio relativo a la inmunidad de COFINS, en el cual la Hacienda Pública intentaba revocar, mediante una acción rescisoria, una sentencia firme y ejecutoriada de agosto de 1996 a favor de Ampla, que la amparaba para no pagar COFINS (hasta el año 2001, en que se modificó la Constitución para gravar expresamente las operaciones con energía eléctrica con ese tributo), Ampla ha retomado una acción iniciada en 1996. Esta acción había quedado suspendida mientras se tramitaba el litigio descrito en primer lugar, solicitando la restitución de COFINS que había pagado desde abril de 1992 a junio de 1996, basada en que la sentencia firme a su favor sobre la inmunidad es aplicable a ejercicios anteriores y que, por tanto, tenía el derecho a la devolución de lo que había pagado indebidamente. En junio de 2013, hubo decisión de primera instancia judicial a favor de Ampla, declarando el derecho a recibir en restitu-

ción los valores pagados por COFINS por los períodos solicitados. La decisión no es definitiva y aún debe ser confirmada en instancia superior. La Hacienda Pública presentó recurso en contra de dicha decisión, pero sólo por temas de forma, ante el tribunal de Rio de Janeiro. En octubre 2014, el Tribunal de Rio determinó un nuevo juzgamiento en la primera instancia judicial por entender que, en el fallo anterior, la Hacienda Pública no había tenido oportunidad de manifestarse. En mayo 2015, la autoridad tributaria presentó su alegato final y en julio 2015 una nueva decisión favorable de primera instancia declaró el derecho de Ampla a la restitución de COFINS pagados desde 1992 hasta 1996. En agosto 2015, las autoridades tributarias apelaron ante el Tribunal de Río de Janeiro. Importe solicitado por Ampla a devolver R\$ 167 millones (aprox. M\$ 30.371.956).

6. En 1998, para financiar la adquisición de Coelce, Ampla realizó una emisión en el exterior de deuda a largo plazo a través de títulos denominados Fixed Rate Notes (FRNs) que se acogió a un régimen fiscal especial por el cual estaban exentos de tributación en Brasil los intereses percibidos por los suscriptores no residentes cuando la deuda se emitía con un vencimiento mínimo de 8 años. En 2005 la Administración Tributaria brasileña notificó a Ampla un Acta en la que declara la no aplicación del régimen fiscal especial, al entender que se habían producido implícitamente amortizaciones anticipadas antes del cumplimiento del plazo, debido a que Ampla había obtenido financiación en Brasil que destinó a financiar a los suscriptores de los FRNs. En opinión de Ampla, se trata de dos operaciones independientes y jurídicamente válidas. La no aplicación del régimen supone que Ampla habría incumplido la obligación de retener el impuesto e ingresarlos sobre los intereses pagados a los suscriptores no residentes. El Acta fue recurrida y en 2007 el Consejo de Contribuyentes la anuló. Sin embargo, la Administración Tributaria brasileña recurrió esta decisión ante la Cámara Superior de Recursos Fiscales, última instancia administrativa y el 6 de noviembre de 2012 falló en contra de Ampla. La decisión fue notificada a Ampla el 21 de diciembre de 2012 y el 28 de diciembre de 2012 Ampla procedió a presentar un recurso de aclaración al mismo órgano, con el objetivo de que se aclare en una resolución final los puntos contradictorios del fallo y que se incorporen al mismo los argumentos de defensa relevantes que fueron omitidos. El 15 de octubre de 2013 Ampla fue intimada de la decisión que rechazó el recurso de acla-

ración ("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 permitió seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada un 20%, y no más en el 30% de anterior, por lo que la garantía fue reducida a una cantidad equivalente a 331 mm €). En abril 2014, Ampla presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. La Hacienda presentó ejecución fiscal y Ampla opuso su defensa el 27 junio 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. Es importante señalar que la resolución negativa final de la Cámara Superior implica la posible apertura del proceso penal contra determinados empleados y administradores de AMPLA (ya que el Consejo confirmó la supuesta existencia de simulación). Se espera la decisión de primera instancia judicial. La cuantía asciende a R\$1.128 millones (aprox. M\$ 205.147.104).

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

puestos 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 aco-gieron formalmente a las distintas amnistías fiscales regularizando su situación tributaria a través del ingreso de los impuestos no pagados en el pasado.

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

En junio 2015, la Suprema Corte de Brasilia falló a favor de Ampla una acción deducida por ésta última en el año 2002 en contra de la constitucionalidad de las leyes dictadas. Esta decisión implicará la suspensión de los procedimientos de cobro de multas e intereses, ya que el impuesto se encuentra pagado. El Estado de Río de Janeiro podría eventualmente apelar, pero sus posibilidades de ganar son muy restringidas ya que este fallo fue emitido por el pleno. Además, esta sentencia significará la eliminación de la garantía. La decisión fue publicada con fecha 02.10.2015 y la Hacienda tiene 10 días para presentar recursos. Transcurrido ese plazo la reso-

lución se hará definitiva, en dicha oportunidad se presentará la resolución ante el órgano (proceso) administrativo recaudatorio. La Hacienda no presentó recursos y con fecha 25 de octubre de 2015, Ampla presentó la resolución emitida por la Suprema Corte de Brasilia favorable a la empresa, ante el órgano administrativo recaudatorio. La cuantía asciende a R\$ 285 millones (aprox. M\$ 51.832.380).

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

Cien

1. En octubre de 2009 Tractebel Energía S.A. demandó a CIEN basado en el supuesto incumplimiento del "Contrato de Compra y Venta de 300 MW de Potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina" entre CIEN y Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (Gerasul – actualmente Tractebel Energía) celebrado en 1999. Tractebel pide la condena de CIEN al pago de multa rescisoria de R\$117.666.976 (aprox. M\$ 21.399.857) y demás penalidades por la indisponibilidad de "potencia firme y energía asociada," las que se solicita sean determinadas en la fase de liquidación de la sentencia. El incumplimiento alegado se habría producido al no garantizar CIEN la disponibilidad de potencia contractualmente asegurada a Tractebel por el plazo de 20 años, lo que supuestamente habría pasado a ocurrir desde marzo de 2005. Tractebel, en mayo de 2010 ha notificado a CIEN, pero no en sede judicial, su intención de ejercer el derecho de toma de posesión de la Línea I (30%). El proceso está en primera instancia. CIEN solicitó la acumulación de esta acción con otra iniciada por ella en contra de Tractebel en el año 2001, en la cual se discute el cobro de valores relativos a temas cambiarios y tributarios, lo que fue rechazado por el tribunal. Posteriormente, CIEN presentó al tribunal una solicitud de suspensión del proceso por el plazo de 180 días, para evitar decisiones divergentes, pedido que fue aceptado por el tribunal habiéndose suspendido la tramitación del presente juicio hasta que el tribunal emita su fallo en la demanda anterior de Cien contra Tractebel. El tribunal dictó una resolución extendiendo esta suspensión hasta el 9 de julio de 2015. El juicio no ha tenido movimiento alguno.
2. En el año 2010 fue notificada a CIEN una demanda interpuesta por Furnas Centrais Eletricas S.A., en razón del supuesto incumplimiento por parte de CIEN del contrato de Compra de Potencia Firme con Energía Asociada para adquisición de 700 MW de potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina, el cual fuera suscrito en 1998 con una vigencia de 20 años a partir de junio de 2000. En su demanda, Furnas solicita se condene a CIEN a pagar R\$520.800.659 (aprox. M\$ 94.716.974), correspondiente a la multa rescisoria prevista en el contrato, más actualizaciones e intereses de mora, desde la presentación de la demanda hasta el pago efectivo, y las demás penalidades por la indisponibilidad de "potencia firme y energía asociada," y otros conceptos, a ser determinados en la sentencia definitiva. Se dictó sentencia de

primera instancia, en la cual se declara improcedente la demanda de Furnas, por cuanto no quedó acreditada la responsabilidad de Cien por incumplimiento de sus obligaciones contractuales, habiéndose aceptado por el tribunal la existencia de fuerza mayor en razón de la crisis energética en Argentina. La demandante presentó recurso de apelación en contra de esta sentencia. Con fecha 10 de julio CIEN presentó al tribunal sus descargos (contra razones) para el rechazo de este recurso presentado por Furnas. Por otra parte, en relación con los documentos presentados por CIEN en lengua extranjera, el juez de primer grado determinó la retirada de estos del juicio, decisión que fue confirmada por la 12^a Cámara Civil del Tribunal de Justicia. CIEN ha presentado un recurso especial contra esta última resolución, el cual deberá ser juzgado por el Tribunal Superior de Justicia. Adicionalmente CIEN recibió de Furnas una comunicación, no en sede judicial, indicando que en caso de rescisión por incumplimiento de CIEN, tienen derecho a adquirir el 70% de la Línea I.

Coelce

1. En el año 1982, y en el marco de un proyecto de ampliación de la red de suministro de energía eléctrica de zonas rurales en Brasil, financiado principalmente por órganos financieros internacionales (BID), Companhia Energética do Ceará S.A. (COELCE), entonces propiedad del Estado de Ceará, firmó contratos de utilización del sistema eléctrico con 13 cooperativas, las cuales habían sido creadas a instancias del Gobierno y por exigencias de estos órganos financieros para efectos de implementar este proyecto. Estos contratos establecían la obligación de COELCE de pago de un arriendo mensual actualizable con la inflación, responsabilizándose a COELCE de la operación y mantenimiento de estos activos. Estos contratos se suscribieron por plazo indefinido y, dadas las circunstancias de la creación de las electrificadoras rurales, así como del entonces carácter público de COELCE, no quedó en ellos establecida una clara identificación de las redes que eran objeto del contrato, toda vez que las mismas se han repuesto y ampliado desde la época, confundiéndose estos activos con los de propiedad de la compañía. Desde el año 1982 hasta junio 1995 COELCE pagó regularmente el arriendo por la utilización del sistema eléctrico a las cooperativas, actualizado mensualmente por el índice de inflación correspondiente. Sin embargo, a partir de junio de 1995, COELCE, siendo aún propiedad estatal, decidió no continuar actuali-

zando 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 Eletricacao Rural do V do Acaraú Ltda (Coperva) y las interpuestas por Coperca y Coerce. La defensa de Coelce se basa fundamentalmente en que no es procedente la actualización de las rentas, ya que los activos carecerían de valor al tener una vida útil muy prolongada, atendida la depreciación de los mismos; o, alternativamente, en el caso que los activos tuvieran algún valor, en que éste sería muy bajo, dado que Coelce es la que ha realizado la sustitución, ampliación y mantenimiento de los mismos. El importe total de estos juicios con Coperva corresponde a aprox. R\$179.581.359 (aprox. M\$ 32.660.102.) En una de las acciones presentadas por Coperva, acción de revisión, se practicó una prueba pericial, la cual fue impugnada por Coelce, aduciendo inconsistencias técnicas y solicitando la realización de una nueva pericia, lo cual fue rechazado por el juez. En febrero de 2013 el juez decretó "la ejecución anticipada de condena", definiendo preliminarmente el valor del alquiler mensual de las supuestas instalaciones de Coperva, así como el pago inmediato de la diferencia entre ese valor y el valor actualmente pagado. Al respecto, se ha presentado un recurso y se ha obtenido una medida cautelar a favor de Coelce, paralizando la decisión de ejecución anticipada. Con fecha 7 de abril de 2014 se pronunció sentencia de primera instancia, la cual juzgó improcedentes los pedidos de Coperva. Coperva interpuso recurso de Apelación y Coelce presentó contra razones.

Se dictó fallo rechazándose la Apelación presentada por Coperva, que opuso Embargos de Aclaración, acerca de los cuales el tribunal no ha manifestado a la fecha. Por otra parte, en el caso de Coperca, se inició una Acción de Revisión en 2007 por la cual se pretende reajustar el valor del arriendo de sus líneas de distribución (región central del Estado de Ceará), para que éste se calcule en un 1% del valor del bien alquilado, estimado por Coperca en R\$ 15.6 millones (aprox. M\$ 2.837.140). Este proceso se encuentra en primera instancia, sin haberse iniciado todavía la etapa probatoria, y su cuantía es de R\$94.359.638

(aprox. M\$ 17.160.998). En el caso de Coerce, la Acción de Revisión se inició en 2006, y mediante ella se pretende reajustar el valor del alquiler de sus líneas de distribución (región central del Estado de Ceará), para que se calcule en la base del 2% del valor del bien arrendado. La cuantía de este proceso es de R\$ 108.628.889 (aprox. M\$19.756.118) Este proceso, al igual que COPERCA, no ha sido impulsado por la demandante y se encuentra en primera instancia.

2. Coelce factura al consumidor de "baja renta" (bajos ingresos) con un descuento social, lo que determina una tarifa final denominada de "baja renta." El Estado compensa a Coelce ese descuento a título de subsidio estatal. El ICMS (equivalente al IVA chileno) es trasladado (repercutido) por Coelce sobre el importe de la tarifa normal (sin el descuento). Por otro lado, el Estado de Ceará establece que el ICMS no aplica a facturaciones de entre 0 y 140 kwh. Por otra parte, Coelce, a efectos de calcular el importe de ICMS deducible respecto del total ICMS soportado en las compras de energía, debe aplicar la regla de "prorrata." La regla señala que es deducible el porcentaje que representen los ingresos gravados por ICMS sobre el total de ingresos (gravados por ICMS y no gravados con ICMS). Coelce considera, a efectos de su inclusión en el denominador de la prorrata, que el ingreso no gravado es el resultante de aplicar el precio de venta final de la energía (precio una vez descontado el subsidio) y la Administración sostiene que el ingreso no gravado es el precio de la tarifa normal (sin descontar el subsidio). La posición de la Administración implica un menor porcentaje de deducción de ICMS. La Hacienda entiende que en el cálculo de "Prorrata de ICMS" debería ser considerado el valor normal de la tarifa en los casos de venta de energía a "baja renta," en lugar de la tarifa reducida que es utilizada por Coelce. El criterio de la Hacienda resulta en un mayor porcentaje de ICMS no recuperable, por lo que resulta un mayor ICMS a pagar. Coelce sostiene que su cálculo está correcto, pues debe ser utilizado en el cálculo de "Prorrata de ICMS" el valor reducido de la tarifa pues ese es el real valor de la operación de venta de energía (la base del ICMS es el valor de la operación de salida de la mercancía). Respecto de Litigio año 2005 y 2006: Tras la decisión desfavorable en el proceso administrativo, Coelce aguarda la presentación de la ejecución judicial por el Estado. Sin embargo, Coelce ya ha presentado la garantía bancaria para asegurar su derecho de certificación de regularidad fiscal. Respecto de los Litigios de años 2007, 2008 y 2009: Coelce presentó de-

fensa administrativa y está pendiente su decisión. Respecto del año 2010: El acta fue recibida en enero 2015 y Coelce presentó su defensa en primera instancia administrativa. Las próximas actuaciones son seguir con la defensa de los procesos judiciales y administrativos. La cuantía de estas reclamaciones asciende a R\$123 millones (aprox. M\$ 22.369.764)

Endesa Fortaleza

1. En febrero de 2004, dos impuestos brasileños, COFINS y PIS, se modificaron de un régimen acumulativo (imposición en 3.65% sin deducción de créditos) a un régimen no acumulativo (9,25% con créditos). De acuerdo con la Ley, los bienes a largo plazo y los contratos de suministro de servicios ejecutados antes de 31/10/2003 bajo "precio predeterminado" podrían permanecer en el régimen acumulativo. Endesa Fortaleza había firmado contratos de compra de energía que cumplieron con los requisitos, por lo que los ingresos de los contratos inicialmente se tributan bajo el régimen acumulativo, que es más beneficioso. En noviembre de 2004, se publicó un acto administrativo que define el concepto de "precio predeterminado." Según ella, los contratos de CGTF (Endesa Fortaleza) deben estar sujetos al régimen no acumulativo. En noviembre de 2005, una nueva Ley aclara el concepto de "precio predeterminado." Con base en la Ley de 2005, el régimen que debe aplicarse a los contratos era el acumulado (más beneficioso). Además, la ANEEL emitió una (Ley Administrativa) Nota técnica indica que los contratos celebrados en virtud de sus normas y con su aprobación cumplen con el requisito de Derecho. El PIS y COFINS pagado en exceso bajo el régimen no acumulativo por CGTF y CIEN, entre noviembre de 2004 noviembre de 2005, generan créditos fiscales, que fueron utilizados para pagar otros impuestos debidos. Sin embargo, las autoridades fiscales en el 2009 rechazaron los procedimientos de compensación. Adicionalmente, en febrero de 2007, la Administración Tributaria de Brasil levantó un acta a Endesa Fortaleza por PIS/COFINS por los períodos diciembre de 2003 y de febrero de 2004 a noviembre de 2004, en relación a supuestas diferencias que se habrían producido entre los importes declarados en la declaración anual (donde se informaron los importes de PIS/COFINS bajo el nuevo régimen no acumulativo) y los importes declarados en la declaración mensual (donde se informaron los importes debidos bajo el antiguo régimen acumulativo) Endesa Fortaleza impugnó el acta y ésta fue juzgada procedente sólo respecto de oc-

tubre 2004. Endesa Fortaleza presentó recurso ante la segunda instancia administrativa y ésta falló manteniendo la decisión de primera instancia. Endesa Fortaleza presentó recurso a la Cámara Superior de Recursos Fiscales que aguarda juzgamiento. Además, la segunda instancia administrativa falló a favor de Endesa Fortaleza 20 procedimientos de compensación que se refieren al mes de diciembre de 2005 y la autoridad tributaria apeló al Consejo Superior de Recursos Fiscales. La cuantía asciende a R\$ 75 millones aprox. (aprox. M\$ 13.640.100).

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

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

mente el 18 de enero de 2016, y desde su suscripción, no fue desembolsada. Se está negociando la contratación de la nueva línea de crédito y se espera suscribirla durante febrero 2016 bajo similares condiciones contractuales que las anteriores considerando la nueva estructura societaria. La línea de crédito internacional de Endesa Chile bajo ley del Estado de Nueva York, suscrita en julio 2014 y que expira en julio de 2019, tampoco hace referencia a ninguna de sus filiales, por lo que el cross default sólo se puede originar por incumplimiento de otra deuda de Endesa Chile. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de esta línea de crédito debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una deuda debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas, y además deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de períodos de gracia (si existieran en el contrato en incumplimiento), y la notificación formal de la intención de acelerar la deuda por parte de acreedores que representen más del 50% del monto adeudado o comprometido en el contrato. A esta fecha, esta línea de crédito se encuentra no desembolsada.

En los bonos de Endesa Chile registrados ante la Securities and Exchange Commission ("SEC") de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados "Yankee Bonds", el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de Endesa Chile, o de cualquiera de sus filiales chilenas, por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$ 30 millones, o su equivalente en otras monedas. El aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da de forma automática, sino que deben exigirlo los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds. Adicionalmente, los eventos de quiebra o insolvencia de filiales en el extranjero no tienen efectos contractuales en los Yankee Bonds de Endesa Chile. El Yankee Bond de Endesa Chile de mayor plazo vence en febrero de 2097. Los otros vencimientos de Yankee Bonds son en 2024, 2027 y 2037. Para el caso del Yankee Bond con vencimiento en 2024 (emitido en abril 2014), el umbral que da origen a cross default aumentó a US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas.

Los bonos de Endesa Chile emitidos en Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del Emisor, en los casos en que el monto en mora excede los US\$ 50 millones en una deuda individual, o su equivalente en otras monedas. A su vez, el aceleramiento debe ser exigido en junta de tenedores de bonos por los ti-

34.4 Restricciones financieras

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

1) Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Endesa Chile contienen cláusulas de cross default. La línea de crédito bajo ley chilena, que Endesa Chile suscribió en febrero de 2013 estipula que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del propio Deudor, es decir de Endesa Chile, no haciendo referencia a sus filiales. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de esta línea debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una deuda debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas y además deben incluirse otras condiciones adicionales como por ejemplo la expiración de períodos de gracia. Esta línea se cerró anticipada-

tulares de al menos un 50% de los bonos de una determinada serie.

2) Covenants Financieros

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

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

Serie H

- > Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, Otros pasivos financieros, no corrientes y Otras obligaciones garantizadas por el Emisor o sus filiales, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras y el Patrimonio Total. Al 31 de diciembre de 2015, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,19.
- > Patrimonio Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$761.661 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio corresponde al Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora. Al 31 de diciembre de 2015, el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora de Endesa Chile fue de \$ 2.648.190 millones.
- > Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Se debe mantener un Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros mayor o igual a 1,85. La cobertura de gastos financieros es el cociente entre: i) el Resultado bruto de explotación, más Ingresos financieros y dividendos recibidos

de empresas asociadas, y ii) los Gastos financieros; ambos ítems referidos al periodo de cuatro trimestres consecutivos que terminan al cierre del trimestre que se está informando. Al 31 de diciembre de 2015, la relación mencionada fue de 8,21.

- > Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas: Se debe mantener una Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas menor o igual a cien millones de dólares. La Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas es la diferencia entre: i) la suma de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis 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 2015, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue negativa en US\$ 341,86 millones, indicando que Enersis Américas S.A. es un acreedor neto de Endesa Chile, no un deudor neto.

Serie M

- > Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, y Otros pasivos financieros, no corrientes, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras y Patrimonio Total. Al 31 de diciembre de 2015, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,19.
- > Patrimonio Consolidado: Ídem Serie H.
- > Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Ídem Serie H.

Además, el resto de la deuda, así como las líneas de crédito no desembolsadas de Endesa Chile incluyen otros covenants como Razón de Endeudamiento y Capacidad de Pago

de la Deuda (Ratio Deuda/EBITDA), mientras que los "Yankee Bonds" no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

En el caso de Endesa Chile, al 31 de diciembre de 2015, el covenant financiero más restrictivo era la Razón de Endeudamiento, correspondiente a las líneas de crédito bajo ley chilena cerrada anticipadamente el 18 de enero de 2016.

En Perú, la deuda de Edegel incluye los siguientes covenants: Razón de Endeudamiento y Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA). Al 31 de diciembre de 2015, el covenant financiero más restrictivo de Edegel era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente al arrendamiento financiero con el Banco Scotiabank, con vencimiento en marzo de 2017.

En Argentina, Costanera tiene un solo covenant que es el de Deuda Máxima, correspondiente al crédito del Credit Suisse First Boston International con vencimiento en febrero de 2016. Por su parte, la deuda de El Chocón incluye covenants de Deuda Máxima, Patrimonio Neto Consolidado, Cobertura de Intereses, Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA) y Razón de Apalancamiento. Al 31 de diciembre de 2015, el covenant más restrictivo era la Razón de Endeudamiento del préstamo sindicado que vence en septiembre de 2016.

En Colombia, la deuda de Emgesa tiene un solo covenant que es el de Deuda Neta/EBITDA, correspondiente al crédito del Bank of Tokyo con vencimiento en junio de 2017. Sin embargo, la obligación de cumplir con este covenant está sujeta a una rebaja de calificación crediticia de Emgesa que implique la pérdida de su calidad de Investment Grade, según las condiciones establecidas en el contrato. Al 31 de diciembre de 2015, el covenant no se encontraba activo.

El resto de compañías del Grupo no mencionadas en esta Nota no está sujeta al cumplimiento de covenants financieros.

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

Al 31 de diciembre de 2015 y al 31 de diciembre de 2014, ni Endesa Chile ni ninguna de sus filiales se encontraba en in-

cumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros, con la excepción de nuestra filial argentina de generación Hidroeléctrica El Chocón al cierre de diciembre de 2014. Lo anterior no representa riesgo de cross default u otro incumplimiento para Endesa Chile.

Al 31 de diciembre de 2015, todos los activos y pasivos relacionados con el negocio de generación fuera de Chile se han clasificado como activos y pasivos mantenidos para distribuir a los propietarios (Ver Nota 4.1).

34.5 Otra Información

a) Operaciones Continuadas.

Centrales Hidroeléctricas de Aysén.

> En mayo de 2014, el Comité de Ministros revocó la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto Hidroaysén, en el que participa Endesa Chile, acogiendo algunas de las reclamaciones presentadas en contra de este proyecto. Como es de público conocimiento esta decisión fue recurrida ante los tribunales medioambientales de Valdivia y Santiago. El 28 de enero de 2015, se tomó conocimiento que se denegó parcialmente la solicitud de derechos de agua realizada por parte de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (en adelante "Hidroaysén") en el año 2008.

Endesa Chile ha manifestado su voluntad de impulsar en Hidroaysén la defensa de los derechos de agua y la calificación ambiental otorgada al proyecto en las instancias que corresponda, continuando las acciones judiciales ya iniciadas o implementando nuevas acciones administrativas o judiciales que sean necesarias para este fin, y mantiene el convencimiento de que los recursos hídricos de la región de Aysén son importantes para el desarrollo energético del país.

Sin embargo, dada la situación actual, existe incertidumbre sobre la recuperabilidad de la inversión realizada hasta ahora en Hidroaysén, ya que depende tanto de decisiones judiciales como de definiciones sobre materias de la agenda de energía que hoy no se está en condiciones de prever, por lo cual la inversión no se encuentra en el portafolio de proyectos inmediatos de Endesa Chile. En consecuencia, al cierre del ejercicio 2014, Endesa Chile registró una provisión por el deterioro de su participación en Hidroaysén S.A. por un monto de M\$ 69.066.857 (aproximadamente US\$ 40.000.000).

madamente US\$ 121 millones). (Ver nota 13.1.a), que permanece vigente al 31 diciembre de 2015.

b) Operaciones Discontinuadas.

Central Costanera S.A.

> El 17 de julio de 2015, y con aplicación a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2015, se publicó la Resolución S.E. N° 482/2015, la que, entre otros aspectos, actualizó la remuneración de los agentes generadores del MEM del tipo térmico convencional o hidráulico nacional (con excepción de los hidráulicos binacionales), reemplazando a tal efecto los Anexos I, II, III, IV y V de la Resolución S.E. N° 529/14, e incluyó un nuevo concepto remunerativo el Recurso para inversiones FONINVEMEM 2015-2018, el cual es de aplicación desde febrero de 2015 hasta diciembre de 2018, para aquellos generadores que participen de proyectos de inversión aprobados o a aprobarse por la Secretaría de Energía. En ese sentido, se reconoce a cada unidad de generación construida en el marco de las inversiones FONINVEMEM 2015-2018, por un plazo no mayor a 10 años a partir de su habilitación comercial, una Remuneración Directa FONINVEMEM 2015-2018 igual al 50% de la Remuneración Adicional Directa.

El 5 de junio de 2015, nuestras filiales generadoras de Argentina firmaron el "Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2015-2018", en adelante, FONINVEMEM 2015-2018 y se adhiere a todos los términos establecidos en dicho acuerdo el 2 de julio 2015. La Adhesión comprende el compromiso irrevocable de participar en la conformación del FONINVEMEM 2015-2018, comprometiendo, de acuerdo al punto 3.2.v del Acuerdo, las Liquidaciones de Ventas con Fecha de Vencimiento a Definir (LVFVD) y/o las Acreencias devengadas o a devengarse durante todo el período comprendido entre febrero 2015 y diciembre 2018 inclusive no comprometidas previamente en programas similares junto con todas aquellas Acreencias, no utilizadas para destinarlas al proyecto. Tanto la Secretaría de Energía como los agentes generadores que adhieren al Acuerdo se reservan el derecho de dar por resuelto de pleno derecho este Acuerdo si en los 90 días indicados en punto 9 del Acuerdo, no se suscriben los acuerdos complementarios respectivos.

Mediante la adhesión de dicho Acuerdo, las sociedades generadoras participarán, en conjunto con otros Agentes

Generadores, en la construcción de un Ciclo Combinado de alrededor de 800 MW +/- 15%, que generará tanto con gas natural como con gasoil y biodiesel. El nuevo ciclo combinado se licitará para ser habilitado en no más de 34 meses a partir de la adjudicación de la obra.

No obstante lo anterior, nuestra filial argentina Central Costanera aún está presentando déficit en su capital de trabajo, provocando dificultades en su equilibrio financiero en el corto plazo que compromete a futuro la capacidad de seguir operando como empresa en funcionamiento y la recuperabilidad de los activos. Central Costanera espera revertir la situación actual en la medida en que exista una resolución favorable de los pedidos realizados al Gobierno Nacional de Argentina.

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

El procedimiento implica la reversión de las deducciones emitidas y aplicadas a la Sociedad conforme lo instruido mediante las notas S.E. N° 7594/2013 y N° 8376/2013, a partir de la entrada en vigencia de esa norma. Desde de la transacción económica del mes de enero de 2015, los conceptos a los que renuncia la Sociedad deberán ser aplicados a la compensación de los fondos que CAMMESA transfiera a la Sociedad a partir de dicha fecha para la ejecución de las tareas previstas en los contratos. En el caso que lo acumulado por los conceptos no alcance a compensar la totalidad de los fondos transferidos por CAMMESA a la Sociedad deberán ser acumuladas en una cuenta especial denominada "Cuenta Contratos de Disponibilidad". A los efectos de la instrumentación de las condiciones establecidas previamente, la Sociedad debía suscribir con CAMMESA, las adendas respectivas a los contratos.

El 3 de julio de 2015 la Sociedad firmó las adendas con CAMMESA a los Contratos de Compromiso de Disponibilidad de Ciclos combinados y Turbovapor. Las disposiciones de los Contratos más las modificaciones introducidas

por las presentes adendas regulan el acuerdo entre las partes y se entenderán plenamente vigentes hasta que haya finalizado el período de vigencia establecido en los citados contratos.

Como consecuencia de ello, durante el ejercicio 2015 se reconoció una disminución de \$Arg 14.418.986 (M\$ 1.020.869) en los ingresos por ventas y una pérdida neta en los otros ingresos / gastos operativos de \$Arg 59.225.685 (M\$ 4.193.197).

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

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

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

- Diferencia de cambio por la dolarización de las acreencias a un tipo de cambio menor al tipo de cambio de cierre del ejercicio 2015 por un total de \$Arg 1.323.430.283 (M\$ 93.699.288) en Hidroeléctrica El Chocón y \$Arg 129.092.580 (M\$ 9.139.796) en Central Costanera.
- Intereses devengados entre la fecha de vencimiento de cada liquidación de venta aportada al proyecto VOSA y la fecha de firma del Acuerdo, a la tasa que obtiene CAMMESA en sus colocaciones financieras, capitalizados y dolarizados de acuerdo con lo comentado en el punto anterior, por un total de \$Arg 49.797.906 (M\$ 3.525.708) en Hidroeléctrica El Chocón.
- Intereses devengados sobre las acreencias dolarizadas, una vez adicionados los intereses del punto antes referidos, a una tasa LIBOR 30 días + 5%, por un total de \$Arg 493.816.698 (M\$ 34.962.380) en Hidroeléctrica El Chocón y \$Arg 43.989.703 (M\$ 3.114.485) en Central Costanera.

- > El 25 de julio de 1990, el Gobierno de Italia autorizó a MedioCredito Centrale a otorgar al Gobierno de la República Argentina, un crédito financiero de hasta US\$ 93.995.562 destinado a financiar la adquisición de bienes y la provisión de servicios de origen italiano, utilizados en la rehabilitación de cuatro grupos de la central termoeléctrica propiedad de Servicios Eléctricos del Gran Buenos

Aires ("SEGBA"). Dicho crédito financió la adquisición de los bienes y servicios incluidos en la Orden de Trabajo N° 4322 (la "Orden"), emitida por SEGBA a favor de un consorcio liderado por Ansaldo S.p.A. de Italia.

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

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

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

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

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

principio de igualdad y el derecho de propiedad establecido en la Constitución Nacional.

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

Por lo expuesto, Costanera procedió a rechazar el requerimiento indicando, entre otras cuestiones, (i) que no posee deuda relativa al Convenio debido a que, con fecha 30

de mayo de 2011, la Sociedad canceló la última cuota del mismo y notificó dicha circunstancia a la Secretaría de Energía y a la Secretaría de Finanzas, (ii) que no ha habido reserva alguna del acreedor a los pagos del Convenio derivados de la especificación impuesta por ley argentina, y (iii) que no obstante que la Sociedad desconoce los términos del acuerdo suscripto con los acreedores del Club de París, las decisiones del Estado argentino respecto de la deuda con dicho organismo son ajenas a la Sociedad.

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

Nota 35

Dotación

La distribución del personal de Endesa Chile, incluyendo la información relativa a las filiales y aquellas sociedades de negocio conjunto, en los cinco países donde está presente el Grupo en Latinoamérica, al 31 de diciembre de 2015 y 2014, era la siguiente:

País	31-12-2015				
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	Promedio del año
Chile	24	914	48	986	1.105
Argentina	6	456	70	532	531
Perú	15	245	-	260	264
Colombia	12	484	14	510	580
Total	57	2.099	132	2.288	2.480

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

Es importante destacar que las operaciones que Endesa Chile realiza fuera de Chile, a contar del 1 de febrero de 2016 pasaron a formar parte de una nueva sociedad denominada Endesa Américas S.A.. (Ver notas 3.j, 4.1 y 39).
Nota: El número indicado no tiene en cuenta los trabajadores provenientes de otras filiales extranjeras o la matriz del Grupo

Nota 36

SANCIONES

Las sanciones recibidas por autoridades administrativas son las siguientes:

a) Operaciones Continuadas

1. Endesa Chile

- > En el mes de enero de 2013, Endesa Chile fue notificada de la Resolución Exenta SEC N° 2496, que le aplica una sanción a la compañía de 10 U.T.A., equivalentes a M\$ 4.952, por infracción a lo dispuesto en el artículo 123 del D.F.L. N° 4/20.018 de 2006, toda vez que se habría incumplido la obligación de comunicar a la SEC la puesta en servicio de las instalaciones eléctricas, dentro de los plazos previstos en la citada disposición legal. Endesa Chile, allanándose a los cargos, procedió a pagar íntegramente la multa impuesta. **Terminada y pagada.**

- > Durante el primer trimestre de 2013, Endesa Chile, fue notificada de 3 resoluciones del SEREMI de Salud, de la Región del Maule N°s 1057, 085 y 970, las que resolvieron los sumarios sanitarios Rit: N°s 355/2011, 354/2011 y 356/2011 respectivamente, aplican una sanción de 20 UTM cada una, por las siguientes infracciones: Resolución N° 1057, sanciona infracción sanitaria al Decreto 594 de 1999, Reglamento sobre Condiciones Sanitarias y Ambientales Básica en los lugares de Trabajo, específicamente, en las instalaciones de la Central Cipreses, dicha sanción se encuentra íntegramente pagada. Resolución N° 085, sanciona el incumplimiento al D.S. N° 90/2011 que establece la obligación de declarar emisiones de los años 2009 y 2010 de 1 grupo electrógeno SIEMENS-SCHUKERTWERKE A6 de 20,8 Kw de potencia, ubicado en la instalación Bocatoma Maule Isla. Dicha resolución, se encuentra actualmente impugnada. Resolución N° 970, sanciona el incumplimiento al D.S. N° 90/2011 que establece la obligación de declarar emisiones de los años 2009 y 2010 de 1 grupo electrógeno CONEX de 34 Kw, ubicado en la instalación denominada Bocatoma Maule Isla. Dicha resolución se encuentra actualmente impugnada. Total 60 UTM, equivalentes a M\$ 2.626.
- > En el mes de septiembre de 2013, Endesa fue notificada del ORD N° 603 de la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA), que inicia el procedimiento sancionatorio y formula cargos en contra de Endesa, Titular del Proyecto Ampliación Central Bocamina Segunda Unidad, por una serie de infracciones a la normativa ambiental e instrumento de regulación ambiental (RCA). El procedimiento sancionatorio, tiene como antecedente la inspección realizada por personal de la SMA efectuada los días 13 y 14 de febrero, y 19, 26 y 27 de marzo de 2013, a las instalaciones de la Central termoeléctrica Bocamina, dicha autoridad constató una serie de infracciones a la Resolución Exenta N° 206, de 2 de agosto de 2007 (RCA N° 206/2007), aclarada por las Resoluciones Exentas N° 229, de 21 de agosto de 2007 (RCA N° 229/2007) y N° 285, de 8 de octubre de 2007 (RCA N° 285/2007), que califican ambientalmente al proyecto en comento. Las infracciones objeto de la formulación de cargos consisten principalmente en: (i) No contar con un canal de descarga del sistema de refrigeración, que penetre en el mar 30 metros desde el borde de la playa; (ii) No tener operativo el Desulfurizador de Bocamina I; (iii) No remitir la información solicitada por el funcionario de la Superintendencia, relativa a los registros históricos de reporte de emisiones en línea (CEMs) desde el inicio de la operación hasta la fecha; (iv) Superar el límite CO para Bocamina I impuesto en la RCA de Bocamina II durante el mes de enero 2013; (v) El cierre acústico perimetral de Bocamina I presenta fallas y aperturas entre paneles; (vi) Emitir ruidos por encima de lo establecido en la normativa; (vii) No contar con las barreras tecnológicas que impidan la entrada masiva de Biomasa en la bocatoma de la central.
- > Endesa presentó dentro de plazo, un programa de cumplimiento, el que fue rechazado. Con fecha 27 de noviembre de 2013, la SMA reformuló los cargos cursados agregando dos nuevos a los ya efectuados (Incumplimiento de la RCA N° 206/2007, considerada como infracción grave y, no cumplir con el requerimiento de información efectuado en Ord. UIPS N° 603, que formula cargos, considerada como infracción grave.
- > Con fecha 11 de agosto de 2014, la SMA dictó resolución N° 421 que aplica sanción a Endesa, por los incumplimientos ambientales materia del proceso sancionatorio, aplicando una multa de 8.640,4 UTA (aprox. M\$ 4.537.247). En su contra, Endesa presentó reclamo de ilegalidad ante el Tercer Tribunal Ambiental de Valdivia, el que, con fecha 27.03.2015 el Tribunal dictó sentencia que anula parcialmente la sanción impuesta por la Superintendencia de Medio Ambiente, ordenándole considerar las agravantes acreditadas en relación al cálculo de la multa impuesta. En contra de dicha resolución, las partes presentaron recurso de casación en el fondo para ante la Corte Suprema, la que finalmente desechó el recurso de Endesa, confirmando la multa impuesta por la SMA. **Multa pagada.**
- > Producto del accidente laboral de uno de los trabajadores del contratista Metalcav, verificado con fecha 12 de junio de 2014, en las Obras de Bocamina II, la inspección del trabajo de la región del Biobío, resolvió imponer una multa de M\$ 2.523 a Endesa por sus infracciones a sus deberes como empresa mandante. **Terminada y pagada.**
- > Con fecha 20 de mayo de 2014, la Corte de Apelaciones de Valparaíso, confirmó la multa impuesta por el Juzgado de Policía Local de Quintero, que acogiendo una denuncia de la CONAF sanciona a Endesa con M\$ 2.646, por la corta de especies arbóreas sin contra previamente con un plan de manejo forestal aprobado por CONAF, realizada en el predio "Valle Alegre, Parcela 22, sitio 3 de la comuna de Quintero, hecho con la finalidad de despejar tendido eléctrico de alta tensión existente en el lugar. Multa pagada en el tribunal competente. **Terminada y pagada.**
- > Con fecha 23 de junio de 2014, la SISS (Superintendencia Servicios Sanitarios) impuso una multa por 13 UTA (aprox. M\$ 6.599) a Endesa, por las infracciones en que

incurre el funcionamiento de la Central San Isidro II, por cuanto ésta unidad térmica descargó residuos líquidos, de su proceso de enfriamiento, con valores superiores a los permitidos en la norma de emisión vigente D.S. 90. Concentración de sulfatos. **Terminada y pagada.**

- > En el mes de julio de 2014 la Dirección del Trabajo de Coronel multó a Endesa por una serie de infracciones a la legislación laboral relativa a funcionarios que prestan servicios en dependencias de la Central Bocamina. Las infracciones sancionadas son: i) Exceder el máximo de 2 horas extraordinarias por día; ii) no otorgar descanso los días domingos; iii) llevar incorrectamente el registro de asistencias; iv) exceder el máximo de 10 horas de jornada de trabajo. La multa impuesta por cada una de las infracciones detectadas alcanzó la suma total de \$10.122.720, suma que la compañía pagó íntegramente. **Terminada y pagada.**

- > Por resolución de la Inspección del Trabajo N° 1209/15/16, se impuso a Endesa una multa de M\$2.594. por no dar cumplimiento a las resoluciones DT que autorizan una distribución excepcional de la jornada de trabajo. **Multa pagada.**

- > Por Resolución del SEREMI de Salud del Biobío N° 158s3890, de 25 de septiembre de 2015, se impuso a Endesa una multa de 500 UTM (aprox. M\$ 22.122), por la supuesta infracción consistente en no fiscalizar la entrega de materiales de seguridad para el retiro de asbestos, en forma personal a cada trabajador, y no en charlas grupales. El reproche no tiene sustento en ninguna disposición legal, razón por la cual Endesa presentó recurso de reposición administrativa, el que a la fecha se encuentra pendiente de resolución.

2. Pehuenche

Con fecha 2 de octubre de 2013 la Superintendencia de Valores y Seguros, aplicó sanción de multa a Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y a su Gerente General, por supuestas infracciones al artículo N°54 de la Ley 18.046, "sobre el derecho de todo accionista para examinar, durante los 15 días anteriores a una junta ordinaria de accionistas, la memoria, balance, inventario, actas, libros e informes de los auditores externos de una sociedad", resolviendo lo siguiente:

Aplíquese a Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y a su Gerente General señor Lucio Castro Márquez, la sanción de Multa ascendente a U.F. 150, cada uno, por infracción a lo dispuesto en los artículos N°54 de la Ley N°18.046 y al artículo N°61 del Reglamento de Sociedades Anónimas vigente a la época de los hechos sancionados.

La sanción se aplicó como consecuencia de una denuncia efectuada por Inversiones Tricahue S.A. en contra de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., basada en el hecho que el día 24 de abril de 2012, se constituyó el Gerente de la denunciante en las oficinas de Pehuenche, para examinar los libros de actas del directorio de la sociedad, y manifiesta que le impusieron como condición previa firmar una carta de confidencialidad e indemnidad a favor de Pehuenche, lo que estima ilegal y arbitrario.

Con fecha 24 de agosto de 2012, la denunciante Inversiones Tricahue S.A., había retirado la denuncia formulada en contra de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A..

A su vez, la Compañía y su Gerente General, respectivamente, ejercieron la acción del artículo N°30, del Decreto Ley N°3.538, en forma y plazo, reclamando ante la Justicia Ordinaria en contra de la resolución de la SVS, para obtener su revocación.

Finalmente, con fecha 20 de mayo de 2014, el Tribunal conociendo del reclamo interpuesto, dictó sentencia que revoca la sanción aplicada, por carecer ésta de fundamentos. **Terminada.**

b) Operaciones Discontinuadas.

1. Hidroeléctrica El Chocón S.A.

- > Para el período finalizado el 31 de diciembre de 2013, el Ente Nacional Regulador de Energía (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 20 pesos argentinos (aprox. M\$1.089). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.
- > En otro orden, para el período que comenzó el 1 de enero de 2014 y hasta el 31 de marzo de 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 11 pesos argentinos (aprox. M\$ 599). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.
- > Finalmente, para el período que comenzó el 1 de abril de 2014 y hasta el 30 de junio de 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso dos sanciones por un monto de M\$ 3 pesos argentinos (aprox. M\$ 163).
- > Durante el año 2015 no se registran sanciones de autoridades administrativas.

2. Central Costanera S.A.

- > Durante el ejercicio 2012 y hasta el 30 de junio de 2013 la sociedad fue sancionada por la Dirección General de Aduanas con dos multas por un monto total de M\$47

pesos argentinos (aprox. M\$2.560). Se analiza eventual responsabilidad de Mitsubishi, en cuyo caso dicho monto podrá ser reclamado a este último proveedor. Asimismo, el ENRE impuso dos sanciones por un monto de M\$ 51 pesos argentinos (aprox. M\$2.777). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.

- > Para el período que comenzó el 1 de abril de 2014 y hasta el 30 de junio de 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 40 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.178). La misma se abonó con fecha 30 de junio de 2014.
- > Finalmente durante el período comprendido entre el 1º de julio de 2014 y el 31 de diciembre de 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$102 pesos argentinos (aprox. M\$ 5.555). Su pago se efectuó con fecha 20 de noviembre de 2014.
- > Durante los tres primeros trimestres de 2015 no se registran sanciones de autoridades administrativas.
- > Durante el año 2015 la Administración Federal de Ingresos Públicos impuso a Central Costanera una multa de \$ 58.479,75 pesos argentinos (aprox. M\$ 3.185) y dispuso el pago de una diferencia de tributos de \$ 9.746,63 pesos argentinos (aprox. M\$ 531), por infracción al artículo 970 del Código Aduanero (es decir, por no haber reingresado al país dentro del plazo concedido, mercadería egresada temporalmente). Se apeló dicha sanción toda vez que se cumplió con el retorno de la exportación temporal en legal tiempo y forma, circunstancia que acreditó con la presentación de la documentación respaldatoria correspondiente.

3. Edegel S.A.A.

- > En abril de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una las siguientes multas: (i) S/. 7.604,57 (aprox. M\$ 1.582) por exceso del plazo para la actividad de mantenimiento respecto a las unidades de generación térmica para el cuarto trimestre de 2008; (ii) S/. 200.941,48 (aprox. M\$ 41.811) por exceso del plazo para la actividad de mantenimiento respecto a las unidades de generación hidráulica para el cuarto trimestre de 2008; (iii) S/. 40.700 (aprox. M\$ 8.469) (11 Unidades Impositivas Tributarias - UIT) por no haber presentado la justificación técnica dentro del plazo para el segundo trimestre de 2008; y, (iv) S/. 106.073,17 (aprox. M\$ 22.071) por no haberse encontrado disponible la unidad de generación luego de haber sido convocada por requerimiento del SEIN para el cuarto trimestre de 2008.

Edegel S.A.A. no ha impugnado las sanciones (i) y (iv), y, con fecha 2 de mayo de 2013, procedió a pagarlas conforme a los beneficios de pronto pago. Sin embargo, mediante recurso de apelación, Edegel S.A.A. ha impugnado los numerales (ii) y (iii). Frente a ello, el Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Temas de Energía y Minería de OSINERGMIN, mediante su Resolución N° 107-2014-OS/TASTEM-S1 notificada a Edegel S.A.A. con fecha 15 de abril de 2014, resolvió declarar nula la Resolución de Gerencia General que impuso la multa, debido a que no era competente para hacerlo, siendo el órgano competente la Gerencia de Fiscalización Eléctrica.

En ese sentido, con fecha 1 de septiembre de 2014, Edegel S.A.A. fue notificada con la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN N° 1380-2014, por la cual se resolvió sancionar a Edegel S.A.A. con las mismas multas contenidas en la Resolución de Gerencia General. Ante ello, Edegel S.A.A. ha vuelto a presentar la impugnación, dejando constancia de que las sanciones (i) y (iv) ya fueron canceladas. Con fecha 17 de septiembre de 2014, EDEGEL presentó un escrito de apelación ante OSINERGMIN, por el cual solicitó a la Gerencia de Fiscalización Eléctrica que se eleve el recurso de apelación al órgano de segunda instancia, al cual solicita declararlo fundado y proceda al recálculo de las sanciones aplicables.

- > En mayo de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de los pagos a cuenta del año 2007 por un monto actualizado al 30 de septiembre de 2015 de S/. 9.755.900 (aprox. M\$ 2.029.959). La apelación presentada se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- > En junio de 2013, Edegel S.A.A. fue notificada por Electroperú S.A. por la aplicación de penalidad al Contrato N° 132991 "Servicio de Capacidad Adicional de Generación a través de la Conversión de Equipos al Sistema de Generación Dual" ascendente al monto de S/. 481.104,53 (aprox. M\$ 100.106) por el incumplimiento en las condiciones en la ejecución del servicio contratado, de acuerdo a lo ofrecido en el contrato de la referencia.
- > En julio de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 453,86 (aprox. M\$ 94) por haber excedido en el plazo para la actividad en mantenimiento respecto a las unidades de generación hidráulica acorde con el numeral 6 del "Procedimiento para la Supervisión de la Disponibilidad y el Estado Operativo de las Unidades de Generación del SEIN". Al haber sido pagada antes de los 15 días requeridos se canceló

- ló la multa por el monto total de S/. 340,40 (aprox. M\$ 71).
- > En julio de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 4.070 (aprox. M\$ 847) por no haber presentado la justificación técnica correspondiente dentro del plazo establecido acorde con el numeral 6 del "Procedimiento para la Supervisión de la Disponibilidad y el Estado Operativo de 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\$ 635).
 - > En noviembre de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por la Municipalidad Distrital de Callahuana mediante Resolución de Alcaldía N° 060-2013 MDC, se inicia procedimiento sancionador por no contar con el informe de inspección técnica de seguridad en defensa civil multidisciplinaria, con multa ascendente a S/. 37.000 (aprox. M\$ 7.699) (10 Unidad Impositiva Tributaria – UIT) de acuerdo a la Ley N° 29664 y su reglamento.
 - > En noviembre de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionado con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de los pagos a cuenta del año 2008 por un monto actualizado al 30 de septiembre de 2015 de S/. 1.759.227 (aprox. M\$ 366.051). La apelación presentada se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
 - > En diciembre de 2013, Scotiabank Perú S.A.A., con quien Edegel S.A.A. ha suscrito un contrato de leasing referido al Proyecto Santa Rosa, fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de tributos supuestamente dejados de pagar en la importación por un monto actualizado al 30 de septiembre de 2015 de S/. 15.721,523 (aprox. M\$ 3.271). Scotiabank Perú S.A.A. presentó la impugnación respectiva en enero de 2014, la misma que se encuentra en etapa de apelación, pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
 - > Con fecha 23 de diciembre de 2013, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) inició contra Edegel S.A.A., un procedimiento administrativo sancionador por el pago extemporáneo del aporte por regulación. Finalmente, el OSINERGMIN con fecha 5 de junio de 2015, archivó el mencionado procedimiento.
 - > Con fecha 28 de enero de 2014, la Autoridad Nacional del Agua (ANA), inició un procedimiento administrativo sancionador contra Edegel S.A.A. por el reuso de aguas residuales industriales tratadas para el riego de áreas verdes. Luego de presentados los descargos respectivos por parte de Edegel S.A.A., con fecha 5 de junio de 2015, la ANA archivó el procedimiento.
 - > Con fecha 20 de marzo de 2014, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) le inició contra Edegel S.A.A., un procedimiento administrativo sancionador por haber incumplido las normas vigentes sobre la implementación y ejecución del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). Con fecha 12 de junio de 2015, se archivó el mencionado procedimiento.
 - > En mayo de 2014, Edegel S.A.A. fue notificado con la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica del OSINERGMIN N° 743-2014, de fecha 27 de mayo de 2014, la cual resuelve sancionar a Edegel con una multa de 0.50 UIT por haber transgredido el indicador CCIT: Cumplimiento del correcto cálculo de indicadores y monto de compensaciones por calidad de tensión, en el segundo semestre 2012, de acuerdo con lo establecido en el literal B) del numeral 5.1.2 del 'Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica'. Edegel S.A.A. presentó un escrito por el cual pagó la multa impuesta por OSINERGMIN de S/. 1.425,00 (equivalente a M\$ 297), a través de la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica del OSINERGMIN N° 743-2014.
 - > En junio de 2014, Edegel S.A.A., a propósito de la fiscalización del Impuesto a la Renta del año 2009, procedió con regularizar una omisión en la determinación del referido impuesto y, pagó por concepto de multa asociada el importe de S/. 2.070 (aprox. M\$ 431).
 - > En septiembre de 2014, Edegel S.A.A. fue sancionada con una multa impuesta por SUNAT vinculada con la determinación del Impuesto a la Renta anual del ejercicio 2009 por un monto actualizado al 30 de septiembre de 2014 de S/. 315.230 (aprox. M\$ 65.591). Dicha multa ha sido aceptada por Edegel, motivo por el cual procedió con efectuar el pago de la misma.
 - > En 4 de diciembre de 2014, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) notificó a Edegel S.A.A. el inicio de un procedimiento administrativo sancionador, por incumplir con el procedimiento para supervisar la verificación de la disponibilidad y el estado operativo de las unidades de generación del SEIN. Con fecha 24 de abril de 2015, Edegel S.A.A. pagó la multa impuesta por la Resolución Directoral 691-2015 de fecha 30 de marzo de 2015, la misma que ascendió al monto de S/. 2.928,42 (aprox. M\$ 609).
 - > Con fecha 11 de marzo de 2015, el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) inició contra Edegel S.A.A., un procedimiento administrativo sancionador por la contaminación sonora producida al no haberse instalado paneles de mitigación sonora en la Central Térmica

Santa Rosa de Ventanilla. Por Resolución N° 388-2015-OEFA-DSAI, de fecha 30 de abril de 2015, se sancionó a Edegel S.A.A. con una sanción de entre 1 y 100 UIT. Con fecha 16 de junio de 2015, Edegel S.A.A. interpuso recurso de apelación contra dicha resolución. Con fecha 19 de junio de 2015, se concedió el mencionado recurso de apelación. Edegel S.A.A. fue notificada con la Resolución N° 039-2015-OEFA/TFA-SEE del 18 de septiembre de 2015 mediante la cual se declaró la nulidad de la Resolución Directoral N° 388-2015-OEFA/DFSAI y en consecuencia retrotraer el procedimiento administrativo sancionador al momento en que el vicio se produjo; y devolver el expediente a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos para que se vuelva a pronunciar.

- > Con fecha 13 de mayo de 2015, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) inició un procedimiento administrativo sancionador contra Edegel S.A.A. por incumplimiento a la Ley de Concesiones Eléctricas y al Contrato de Concesión Definitiva de Transmisión de Electricidad respecto a la línea de transmisión en 220kV Callahuana-Chavarria, al no cumplir con la regularización de los bienes afectados por dicha concesión, de acuerdo con lo establecido en la cláusula 9 del mencionado contrato. Edegel S.A.A. ha presentado los descargos respectivos. El 15 de diciembre de 2015 se notificó la Resolución N° 2916-2015, mediante la cual se resuelve sancionar a Edegel S.A.A. con una multa de S/. 986.710,00 (aprox. M\$ 205.310) por incumplir el numeral 9.4 del Contrato de Concesión Definitiva de Transmisión de la línea Callahuana-Chavarría. Con fecha 6 de enero de 2016, Edegel S.A.A. interpuso recurso de apelación.
- > En junio de 2015, Edegel S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por OSINERGMIN por una supuesta omisión en la presentación de la declaración jurada del Aporte por Regulación de diversos meses de los años 2011 a 2014. La contingencia actualizada al 30 de junio de 2015 es de S/. 85.695 (aprox. M\$ 17.831). Edegel S.A.A. aceptó las multas, por lo que procedió con pagarlas sin iniciar litigio alguno.
- > Con fecha 13 de octubre de 2015 Edegel S.A.A. fue notificada con la Resolución N° 2391-2015 del 29 de septiembre de 2015 mediante la cual OSINERGMIN resolvió: 1. Sancionar a Edegel S.A.A. con una multa de S/. 237,96 (aprox. M\$ 50) por haberse excedido el plazo para la actividad de mantenimiento respecto de la unidad de generación G1 de la CH Matucana para el primer trimestre de 2014; 2. Sancionar a Edegel S.A.A. con una multa de S/. 8.927,03 (aprox. M\$1.857) por haberse excedido en el pla-

zo de la actividad de mantenimiento de la unidad de generación TG8 de la CT Santa Rosa para el primer trimestre de 2014 y a la unidad de generación TV de la CT Ventanilla para el segundo trimestre de 2014; 3. Sancionar a Edegel S.A.A. con una multa de 1.99 UIT por no haber presentado la justificación técnica de la unidad de generación G1 CH Matucana, unidad de generación TG8 de la CT Santa Rosa y unidad de generación TV de la CT Ventanilla dentro del plazo establecido para el primer trimestre de 2014. Con fecha 3 de noviembre de 2015, Edegel S.A.A. interpuso recurso de apelación contra los artículo 2° y 3° de la Resolución N° 2391-2015. Mediante escrito de fecha 3 de noviembre de 2015, Edegel S.A.A. paga la multa impuesta por el artículo 1° de la Resolución N° 2391-2015.

- > En diciembre de 2015, Edegel S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de los pagos a cuenta de marzo, abril y junio año 2010 por un monto actualizado al 30 de noviembre de 2015 de S/ 14.211 (aprox. M\$ 2.957); y vinculadas con la menor determinación de saldo a favor del Impuesto a la Renta por el ejercicio 2010, actualizada al 30 de noviembre de 2015, la misma que asciende a S/ 17.103.702 (aprox. M\$ 3.558.853). La reclamación ya fue presentada y se encuentra pendiente de resolución por SUNAT.

4. Chinango S.A.C.

- > En enero de 2013, Chinango S.A.C. fue sancionada por SUNAT con una multa referida a la determinación del Impuesto a la Renta del año 2010 por un monto ascendente a S/. 367.915 (aprox. M\$ 76.554), importe que fue pagado en febrero de 2013 aplicando un régimen de rebaja y sin perjuicio de interponer los medios impugnatorios respectivos. La apelación presentada, al 30 de septiembre de 2015, se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- > En el mes de junio de 2013, Chinango S.A.C. fue notificada con Resolución de Ejecución Coactiva N° 0398-2012, a fin de que cumpla con pagar multa ascendente a S/. 3.800 (aprox. M\$ 791) impuesta por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) por las siguientes infracciones: (i) incumplir con el indicador CCII para el primer semestre 2010 de acuerdo a los establecido en el inciso A) del numeral 5.2.2 del "Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos y su Base Metodológica"; (ii) incumplir con el indicador CPCI para el primer semestre 2010 de acuerdo a los establecido en el inciso C) del numeral 5.2.2 del "Procedimiento para la Supervisión de la

Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos y su Base Metodológica"; y, (iii) incumplir con remitir los reportes de interrupciones (archivos RIN y RDI) vacíos a pesar de que existieron interrupciones que afectaron a sus clientes, para el primer semestre 2010 de acuerdo a lo establecido en el literal e) del artículo 31º de la Ley de Concesiones Eléctricas.

- > En el mes de septiembre de 2013, Chinango S.A.C. fue notificada con la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) N° 19693, mediante la cual se impone multa ascendente a S/. 1.850 (aprox. M\$ 385) (0.50 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por: (i) incumplimiento del plazo para la entrega de información de calidad de tensión en el primer semestre 2012. Multa fue reducida en un 25% al haber sido cancelada dentro del plazo de quince (15) días desde su notificación.
 - > En marzo de 2014, Chinango S.A.C. fue notificada con la Resolución de Ejecución Coactiva N° 0350-2014, a fin de que cumpla con pagar el saldo de multa ascendente a S/. 12.100 (aprox. M\$2.518), impuesta por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), en razón de que el monto total de la multa, impuesta mediante la sanción N° 014799-2012-OS/CG, es de 11 UIT (S/. 48.800, aprox. M\$ 10.154).
 - > En enero de 2014, Chinango S.A.C. fue sancionada por SUNAT con una multa referida a la determinación del Impuesto a la Renta del año 2011 por un monto ascendente a S/. 613.390 (aprox. M\$ 127.631), importe que fue pagado en febrero de 2014 aplicando un régimen de rebaja y sin perjuicio de interponer los medios impugnatorios respectivos. La reclamación presentada, fue resuelta en contra de Chinango S.A.C. mediante Resolución de SUNAT notificada en diciembre 2014 y, contra la cual, Chinango S.A.C. interpuso recurso de apelación en enero de 2015, el cual, al 30 de septiembre de 2015, se encuentra pendiente de resolución.
 - > Con fecha 19 de mayo de 2015, el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) inició contra Chinango S.A.C. un procedimiento administrativo sancionador por haber presuntamente presentado incompleto el tercer informe trimestral de monitoreo ambiental correspondiente al año 2013. Con fecha 16 de junio de 2015, Chinango S.A.C. presentó los descargos respectivos. El 27 de octubre de 2015 notificaron la Resolución Directoral N° 616-2015-OEFA/DFSAI del 30 de junio de 2015, mediante la cual se resolvió declarar la existencia de responsabilidad administrativa de Chinango SAC y declaró que no resulta pertinente el dictado de medida correctiva, in-
- formar a Chinango SAC que contra lo resuelto es posible la interposición del recurso de reconsideración y apelación dentro del plazo de 15 días hábiles y disponer la inscripción de la presente Resolución en el Registro de Actos Administrativos. Mediante resolución directoral 1078-2015- DFSAI-OEFA, de fecha 3 de diciembre de 2015 se declara consentida la resolución que atribuye responsabilidad administrativa por parte de CHINANGO.
 - > En junio de 2015, Chinango S.A.C. fue sancionada con multas impuestas por OSINERGMIN por una supuesta omisión en la presentación de la declaración jurada del Aporte por Regulación de diversos meses del año 2014. La contingencia actualizada al 30 de junio de 2015 es de S/.79.857 (aprox. M\$ 16.616). Chinango S.A.C. aceptó las multas impuestas, por lo que procedió con pagarlas sin iniciar litigio alguno.
 - > En septiembre de 2015, Chinango S.A.C. fue notificada con diversas Resoluciones de Multa referidas a la determinación del Impuesto a la Renta del año 2012 y pagos a cuenta de dicho año por el importe de S/.1.424,122 (aprox. M\$ 296). En octubre de 2015, Chinango procederá con pagar la deuda antes mencionada acogiéndola al régimen de gradualidad vigente, sin perjuicio de presentar el recurso de reclamación respectivo

5. Emgesa.

- > El 30 de julio de 2013 mediante Resolución 20138100353652 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso a EMGEZA S.A. ESP sanción de amonestación (sin valor pecuniario) al considerar que se produjo un silencio administrativo positivo al no dar respuesta de fondo a un derecho de petición realizado por un usuario no regulado (SUNCHINE BOUQUET LTDA). Mediante resolución 20148150176905 del 28 de octubre de 2014 la SSPD confirmó la sanción. **Terminada.**

6. Transportadora de Energía S.A.

- > Durante el año 2013 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso sanciones por cuestiones relacionadas a mantenimientos programados en estación transformadora Rincón Santa María y Salida de la Línea por un total de \$ 38.487,65 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.096), siendo abonado por TESA S.A. durante el 2014 el monto de \$ 46.072,38 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.509), correspondientes a las sanciones indicadas más interés.
- > Durante el año 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso sanciones por cuestiones relaciona-

das a mantenimientos programados en estación transformadora Rincón Santa María y Salida de la Línea por un total de \$ 15.820 pesos argentinos (aprox. M\$ 862), a la fecha fueron abonadas por TESA por un importe de \$ 17.951 pesos argentinos (aprox. M\$ 978) incluyendo intereses.

- > Durante el año 2015 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso sanciones por cuestiones relacionadas a mantenimientos programados en estación transformadora Rincón Santa María y Salida de la Línea por un total de \$ 17.104 pesos argentinos (aprox. M\$ 931), a la fecha fueron abonadas por TESA por un importe de \$ 21.087 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.148) incluyendo intereses

7. Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.

- > Durante el año 2013 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso cinco sanciones por cuestiones relacionadas al mantenimiento programado en estación transformadora Rincón Santa María y por Salida de la Línea por \$ 7.896,95 pesos argentinos (aprox. M\$ 430), las cuales fueron abonadas por CTM S.A. incluyendo los intereses correspondientes durante los años 2013 y 2014 por un importe de \$ 11.337,32 pesos argentinos (aprox. M\$ 617).
- > Durante el año 2014 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso 3 sanciones por cuestiones relacionadas al mantenimiento programado en estación transformadora Rincón Santa María por \$ 5.728,49 pesos argentinos (aprox. M\$312), las cuales fueron abonadas por CTM S.A. durante el año 2014 y el año 2015 incluyendo los intereses correspondientes, en total se abonaron \$ 8.181 pesos argentinos (aprox. M\$446).
- > Durante el año 2015, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso dos sanciones por cuestiones relacionadas a mantenimientos programados en estación transformadora Rincón Santa María y Salida de la Línea por un total de \$ 34.618 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.885), a la fecha fueron abonadas por CTM por un importe de \$ 44.749 pesos argentinos (aprox. M\$2.437) incluyendo intereses.

8. Enel Brasil S.A. y Filiales.

8.1 Ampla Energía S.A..

- > En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 7 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), por problemas con la calidad técnica, errores en las evi-

dencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, bien como por otras razones, por un monto de \$ 29.810.687 reales (aprox. M\$ 5.421.624). La compañía presentó recursos y aún existen 4 sin una decisión final. Los demás fueron resueltos con la revocación de la sanción o con el pago, que ascendieron a \$ 143.601 reales (aprox. M\$ 26.116). En el año de 2012, habían sido recibidas solamente 2 sanciones en un total de \$ 3.557.786 reales (aprox. M\$ 647.049), por los cuales hemos pagado \$ 2.112.600 reales (aprox. M\$ 384.215).

- > En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 19 multas por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, INEA – Instituto Estadual de Ambiente y otros), por la supresión irregular de vegetación, muerte de animales en razón de contacto con nuestra red de energía y construcción en áreas prohibidas o sin autorización, por un monto de \$ 120.204 reales* (aprox. M\$ 21.861). La compañía presentó recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. Ampla pagó multas en el valor de \$ 66.310 reales (aprox. M\$ 12.060). (*Aclaración: Algunas sanciones aún no tuvieron su valor definido, lo que solamente ocurrirá después de la presentación de algunas informaciones por Ampla). En el año de 2012, habían sido recibidas 14 sanciones en un total de \$ 76.426 reales (aprox. M\$ 13.899).
- > En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/RJ), por problemas con la devolución de cobros indebidos y otros servicios ejecutados irregularmente, por un monto de \$ 24.234 reales (aprox. M\$ 4.407). La compañía presentó recursos para todas las sanciones y aún no tenemos la definición de los mismos. En el año de 2012, habían sido recibidas 3 sanciones en un total de \$ 20.840 reales (aprox. M\$ 3.790), que también están pendientes de recursos presentados por Ampla.
- > -En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 1 multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla. La compañía presentó recurso y aún no tenemos la definición. Los órganos laborales no apuntan el valor de la sanción, lo hace solamente después de analizado el recurso. En el año de 2012, habían sido recibidas 5 sanciones, que también aún están pendientes de recursos presentados por Ampla.
- > En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 2 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por cali-

dad técnica, por un monto de € 6.759.518 (aprox. M\$ 5.223.165). En contra las sanciones han sido presentados recursos administrativos, un rechazado y otro pendiente de juzgamiento. Ampla ha pagado la cuantía de € 1.202.986 (aprox. M\$ 929.563). En 2013, Ampla ha sido sancionada 7 veces, especialmente por la calidad del servicio en un total de € 9.368.747 (aprox. M\$ 7.239.350), por los cuales ha pagado € 843.869 (aprox. M\$ 652.068). Existen pendientes de análisis 2 recursos presentados por Ampla en contra sanciones de 2013.

- > En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 15 multas por los órganos ambientales (ICMBio - Instituto Chico Mendes de Conservación da Biodiversidad y INEA – Instituto Estadual de Medioambiente y órgano municipal del medioambiente), por supresión irregular de vegetación, muerte de animales en razón de contacto con nuestra red de energía, destinación indebida de residuos y construcción de red de energía en áreas prohibidas o sin autorización, por un monto de € 80.263* (aprox. M\$ 62.020). La compañía ha presentado recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. Ampla ha pagado la cuantía de € 460 por sanciones (aprox. M\$ 355). En 2013, la sociedad fue sancionada con 19 multas por los órganos ambientales por los mismos asuntos del año de 2014 por € 35.940* (aprox. M\$ 27.771). La compañía presentó recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. En 2013, Ampla ha pagado 3 sanciones al valor de € 19.826 (aprox. M\$ 15.320).

(*) Aclaración: El valor de algunas sanciones no ha sido definido, lo que ocurrirá después de la presentación de algunas informaciones por Ampla.

- > En 2014, Ampla ha sido sancionada con 14 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PRO-CON/RJ), por problemas con calidad del suministro de energía eléctrica, por un por un monto de € 665.565 (aprox. M\$ 514.291), contra las cuales ha presentado recursos administrativos. Solamente un recurso ha sido juzgado y por el que Ampla ha pagado € 1.958 (aprox. M\$ 1.513). En 2013, habían sido recibidas 4 sanciones en un total de € 7.616 (aprox. M\$ 5.885), que también están pendientes de recursos presentados por Ampla.
- > En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) en contra las cuales ha presentado recursos administrativos. Un recurso fue rechazado y Ampla ha pagado la cuantía de € 61,74 (aprox. M\$ 48), los demás aún no han sido juzga-

dos. En 2013, Ampla ha sido sancionada con 1 multa, por un monto de € 641 ya pagado (aprox. M\$ 495).

- > En 2015, la sociedad ha sido sancionada con 2 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por cuestiones de tarifa "baja renta" en un total de € 126.424 (aprox. M\$ 97.689). Los recursos presentados por Ampla fueron parcialmente aceptados y el valor de las sanciones han sido reducidos para €101.173 (aprox. M\$ 78.178). Ampla ha pagado las mismas. En 2014, Ampla ha sido sancionada 2 veces, especialmente por la calidad del servicio en un total de € 6.743.609 (aprox. M\$ 5.210.872), por los cuales ha pagado €974.291 (aprox. M\$ 752.847). Hay pendiente de análisis un recurso presentado por Ampla en contra de la sanción de 2014.
- > En 2015, la sociedad ha sido sancionada con 36 sanciones por INEA – Instituto Estadual de Medioambiente y ICMBio Instituto Chico Mendes de Conservación da Biodiversidad y Secretaria Municipal de Medio Ambiente de Niterói y Secretaria Municipal de Medio Ambiente de Angra dos Reis, siendo 8 advertencias y 28 multas por construcción de red de energía en áreas prohibidas o sin autorización y muerte de animales en una subestación y por supresión irregular de vegetación y otros (incumplimiento de notificación), por un monto de €197.563 (aprox. M\$ 152.659) . La compañía ha presentado recursos contra todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de la mayoría de los recursos. Ampla ha pagado €540 (aprox. M\$417) en 2015 por sanciones. En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 17 multas por los órganos ambientales (ICMBio - Instituto Chico Mendes de Conservación da Biodiversidad y INEA – Instituto Estadual de Medioambiente y órgano municipal del medioambiente), por supresión irregular de vegetación, muerte de animales en razón de contacto con nuestra red de energía, destinación indebida de residuos y construcción de red de energía en áreas prohibidas o sin autorización, por un monto de €80.263* (aprox. M\$ 62.020) . La compañía ha presentado recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. Ampla ha pagado la cuantía de €460 (aprox. M\$ 355) por sanciones.

(*) Aclaración: El valor de algunas sanciones no ha sido definido, lo que ocurrirá después de la presentación de algunas informaciones por Ampla.

- > En 2015, Ampla ha sido sancionada con 11 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PRO-CON/RJ), por problemas con calidad del suministro de energía eléctrica, por un por un monto de €1.768.001

(aprox. M\$ 1.366.157). Ampla ha presentado 5 demandas (justicia) para obtener la declaración de nulidad de sanciones y hay 6 recursos administrativos pendientes de juzgamiento por el órgano. En 2014, la sociedad fue sancionada con 14 multas en €663.530 (aprox. M\$ 512.718). La compañía presentó recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. Ampla ha presentado 4 demandas para obtener la declaración de nulidad de sanciones y existen 8 recursos administrativos pendientes de juzgamiento por el órgano. Ampla ha pagado 2 sanciones al valor de € 2.343 (aprox. M\$ 1.810) en relación al periodo.

- > En 2015, Ampla no ha sido sancionada con multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE). En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) en contra las cuales ha presentado recursos administrativos. Un recurso fue rechazado y Ampla ha pagado la cuantía de € 62 (aprox. M\$ 48), los demás aún no han sido juzgados.

8.2 Coelce.

- > En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 32 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (fueron siete), problemas con la calidad técnica, errores en las evidencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, por irregularidades con el proyecto Coelce Plus, bien como por otras razones, por un monto de \$ 34.877.282 reales (aprox. M\$ 6.343.078). La compañía presentó recursos y aún existen 26 sin una decisión final. Los demás fueron resueltos con la revocación de la sanción o con el pago, que ascendieron a \$ 395.125 reales (aprox. M\$ 71.861). En el año de 2012, habían sido recibidas 24 sanciones en un total de \$ 53.810.352 reales (aprox. M\$ 9.786.403), por los cuales hemos pagado \$ 707.423 reales (aprox. M\$ 128.658) y aún no tenemos decisión final en 16 de ellas.
- > En los años de 2013 y 2014, la sociedad no ha sido sancionada por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileño del Medioambiente e de los Recursos Naturales Renovables, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservación de la Biodiversidad).
- > En el año 2013, la sociedad fue sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por supuesta infracción a los derechos de consumidores por un monto de \$ 21.837 reales (aprox. M\$ 3.971). La compañía presentó recursos contra todas las sanciones, falta uno por resolver; los de-

más fueron rechazados y las multas pagadas por Coelce al valor de \$ 15.901 reales (aprox. M\$ 2.892). En el año de 2012, habían sido recibidas 2 sanciones en un total de \$ 12.953 reales (aprox. M\$ 2.356), los cuales hemos pagado.

- > En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 2 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla. La compañía presentó recurso, pero no obtenemos éxito y hemos pagado la cuantía de \$ 9.694 reales (aprox. M\$ 1.763). En el año de 2012 la sociedad no fue sancionada.
- > En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 8 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (población), por calidad técnica y por errores en la base de activos, por un monto de € 8.702.775 (aprox. M\$ 6.724.745.). Coelce ha pagado € 16.319 (aprox. M\$ 12.610) por una de las multas y ha presentado recursos en relación a los demás. En 2013, la sociedad había sido sancionada con 32 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (población) (fueron siete), problemas con la calidad técnica, errores en las evidencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, por irregularidades con el proyecto Coelce Plus, bien como por otras razones, por un monto de € 10.938.249 (aprox. M\$ 8.452.124). La compañía presentó recursos y aún existen 17 sin decisión firme. Los demás fueron resueltos con la revocación de la sanción o con el pago, que ascendieron a € 1.418.561 (aprox. M\$ 1.096.140).
- > En los años de 2013 y 2014, la sociedad no ha sido sancionada por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileño del Medioambiente e de los Recursos Naturales Renovables, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservación de la Biodiversidad).
- > En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por un monto de € 24.743 (aprox. M\$ 19.119), por supuesto incumplimiento de plazos y damnificación de aparatos. Coelce ha presentado 3 recursos administrativos y ha pagado 1 sanción al valor de € 933 (aprox. M\$ 721). En 2013, la sociedad había sido sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por supuesta infracción a los derechos de consumidores por un monto de € 7.220 (aprox. M\$ 5.579). La compañía presentó recursos contra todas las sanciones, pero todos han sido rechazados y Coelce ha pagado las multas.

- > En 2014, la sociedad ha recibido 6 actas de infracción por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) en razón de accidentes ocurridos con empleados. En 2013, la sociedad había sido sancionada con 2 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla. COELCE ha pagado la cuantía de € 3.206 (aprox. M\$ 2.477) por las sanciones del año de 2013.
- > En 2015, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE) por problemas de calidad técnica e indicadores en un total de € 2.517.677 (aprox. M\$ 1.945.441) en contra han sido presentados recursos. Dos de los cuatro recursos han sido juzgados y Coelce ha pagado € 85.593 (aprox. M\$ 66.139) por las penalidades, los demás quedan a espera de análisis por el órgano. En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 8 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (población), por calidad técnica y por errores en la base de activos, por un monto de €8.676.161 (aprox. M\$ 6.704.180). Coelce ha pagado €16.270 (aprox. M\$ 12.572) por dos multas y ha presentado recursos en relación a los demás.
- > En 2015, la sociedad ha sido sancionada con 1 sanción por supresión irregular de vegetación y otros (incumplimiento de notificación), por un monto de €5.406 (aprox. M\$ 4.177). La compañía ha presentado recursos contra todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. En 2014 la sociedad no ha sido sancionada por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileño del Medioambiente e de los Recursos Naturales Renovables, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservación de la Biodiversidad).
- > En 2015, la sociedad ha sido sancionada con 3 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE y DECON/CE) por problemas con el plazo de prestación del servicio en un monto total de €1.649.834 (aprox. M\$1.274.848). Coelce ha pagado €7.407 (aprox. M\$ 5.723) por una de las sanciones y ha presentado dos recursos sin manifestación del órgano a la fecha. En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE y DECON/CE), por un monto de € 26.492 (aprox. M\$ 20.471), por supuesto incumplimiento de plazos y damnificación de aparatos. Coelce ha presentado 3 recursos administrativos, 1 aún pendientes de juzgamiento. Coelce ha pagado € 6.874 (aprox. M\$ 5.312) por las sanciones.
- > En 2015, la sociedad ha recibido 14 notificaciones de in-

fracciones por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla y contribuciones sociales. En 2014, la sociedad ha recibido 6 actas de infracción por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), también por problemas relacionados con cuestiones formales en regla y contribuciones sociales.

8.3 Cien.

- > En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 1 multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por una cuestión formal (falta de presentación de documentación) por un monto de \$ 32.136 reales (aprox. M\$ 5.845). La compañía presentó recurso que aún no tuvo decisión. En el año de 2012 la sociedad no fue sancionada.
- > En los años de 2012 y 2013, la sociedad no fue sancionada por otros asuntos (ambientales, consumidor o laborales).
- > En 2014, CIEN no ha sido sancionada con multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL. En el año de 2013, la sociedad había sido sancionada con 1 multa por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por una cuestión formal (falta de presentación de documentación) por un monto de €10.100 (aprox. M\$ 7.804). CIEN interpuso recurso que fue aceptado, la multa fue anulada por el órgano juzgador.
- > En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 2 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), en contra han sido presentados recursos administrativos. Cien ha pagado una multa al valor de € 61,74 (aprox. \$ 48) y el recurso en contra de la otra sanción a la fecha no ha sido juzgado. En 2013, la sociedad no ha sido sancionada.
- > En los años de 2013 y 2014, la sociedad no ha sido sancionada por otros asuntos (ambientales o laborales).
- > En 2014 y 2015, CIEN no ha sido sancionada con multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL o cualquier otra autoridad fiscalizadora.
- > En 2015, la sociedad no ha sido sancionada. En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 2 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) en contra han sido presentados recursos administrativos. Cien ha pagado una multa al valor de € 61,74 (aprox. M\$ 48) y el recurso en contra la otra sanción a la fecha no ha sido juzgado.
- > En los años de 2014 y 2015, la sociedad no ha sido sancionada por otros asuntos (ambientales).
- > La sociedad y su Directorio no han sido objeto de otras sanciones por parte de la SVS, ni por otras autoridades administrativas.

Nota 37

Medio Ambiente

Los gastos ambientales al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 son los siguientes:

Compañía	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]
PEHUENCHE	GASTOS MEDIOAMBIENTALES CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso
	INVERSIONES EN CENTRALES HIDROELECTRICAS	Regularización instalaciones de combustible; Regularización sistema de agua y alcantarillado; Regularización pozos de captación; Fabricación e instalación cubetas derrame de ácidos; Normalización cercado sitio arqueológico	En proceso
ENDESA CHILE	GASTOS MEDIOAMBIENTALES CENTRALES	Tratamiento de residuos, higienización	En proceso
	CT Bocamina	Monitoreo de emisiones, proyecto CEMS, abatimiento NOX	En proceso
	Proyecto Cems	Proyecto Cems C.T. Quintero	En proceso
		Proyecto Cems C.T. San Isidro II	En proceso
		Proyecto Cems C.T. Tal Tal	En proceso
	Regularizaciones C.H.	Regularizaciones C.H.	En proceso
	Regularizaciones C.H. Ralco	Programa Social Reforestación y Restauraciones camino bay pass Palmucho Chenqueco; reconstrucción Puente Lonquimay.	En proceso
CELT A	Tratamiento de residuos	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición de residuos	Terminado
	Tratamiento residuos	Retiro de residuos domésticos e industriales no peligrosos	Terminado
	Abatimiento de Nox (quemadores LNF+OFA), desulfurizador y monitoreo de emisiones CEMS	Abatimiento de Nox (quemadores LNF+OFA), desulfurizador y monitoreo de emisiones CEMS	Terminado
	Reforestación (RCA) Ojos de agua	Reforestación (RCA) Ojos de agua	Terminado
CANELA	Gastos Medioambientales centrales	Analisis y monitoreo calidad aguas e Higenización Canela	En proceso
Total			

Compañía	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]
ENDESA CHILE	Gastos ambientales CC.HH	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	Terminado
	Gastos Medioambientales en Centrales	Tratamiento de residuos, higienización y monitoreos	En proceso
	CT Bocamina	Monitoreo de emisiones, proyecto CEMS, abatimiento NOX	En proceso
	CT Los Molles	Cumplimiento DS78 almacenamiento sustancias químicas	En proceso
	C.T. San Isidro I	Proyecto Cems	En proceso
	C.T. San Isidro II	Proyecto Cems	En proceso
	C.T. Quintero	Proyecto Cems	En proceso
CELT A	CT Tal Tal	Cumplimiento DS78 del Minsal; Proyecto Cems	En proceso
	Gastos medio ambientales térmicas	Estudios, monit., análisis lab., retiro y disp. residuos	En proceso
	Proyecto CEMS	Sistema abatimiento material particulado (filtros de manga/monitoreo emisiones)	En proceso
GAS ATACAMA	Monitoreos, auditorías de MA, Asesorías, Etc.	Compromisos de la RCA, estudios, monitoreos y análisis calidad aire, agua	Terminado
CANELA	Gastos Medioambientales centrales	Analisis y monitoreo calidad aguas e Higenización Canela	En proceso
Total			

DETALLE DE DESEMBOLSOS								
				31-12-2015 M\$			31-12-2014 M\$	
Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	desembolso ejercicio	Monto ejercicio anterior	
16.877	-	16.877	-	-	16.877		522	
361.712	361.712	-	-	-	361.712		-	
2.455.575	-	2.455.575	-	-	2.455.575		1.703.168	
1.855	1.855	-	-	-	1.855		20.335.487	
33	33	-	-	-	33		286.750	
16	16	-	-	-	16		108.973	
12	12	-	-	-	12		1.401.989	
155.485	155.485	-	-	-	155.485		-	
1.051.017	61	-	-	-	1.051.017		-	
196.060	-	196.060	-	-	196.060		380.554	
127.053	-	-	-	-	127.053		-	
9.624	-	-	-	-	9.624		10.531.670	
27.032	-	-	-	-	27.032		-	
11.376	-	11.376	-	-	11.376		16.079	
4.413.727	519.174	2.679.888	-	-	4.413.727		34.765.192	
31-12-2014 Re-expresados M\$				31-12-2013 Re-expresados M\$				
Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto Gasto	Monto desembolso ejercicio anterior	
522	-	522	-	-	522	-	-	
1.703.168	-	1.703.168	-	-	1.703.168	1.176.590	1.176.590	
20.335.487	20.335.487	-	-	-	20.335.487	805.388	805.388	
22.069	22.069	-	-	-	22.069	-	-	
55.878	55.878	-	-	-	55.878	-	-	
108.973	108.973	-	-	-	108.973	-	-	
286.750	286.750	-	-	-	286.750	-	-	
1.401.989	1.401.989	-	-	-	1.401.989	-	-	
184.494	-	184.494	196.060	31/12/15	380.554	14.840	274.582	
10.522.046	10.522.046	-	9.624	31/12/15	10.531.670	-	-	
162.305	-	162.305	-	-	162.305	-	88.772	
16.079	-	16.079	-	-	16.079	-	-	
34.799.760	32.733.192	2.066.568	205.684	84.738	35.005.444	1.996.818	2.345.332	

Nota 38

Información Financiera Resumida de Filiales

El detalle de la información financiera resumida al 31 de diciembre de 2015 y 2014, bajo Normas Internacionales de Información Financiera es el siguiente:

	Estados Financieros	Activos Corriente M\$	Activos No Corrientes M\$	Total Activos M\$	Pasivos Corrientes M\$
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	63.745.589	201.366.300	265.111.889	(62.820.897)
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	82.875.363	509.275.829	592.151.192	(115.138.485)
Grupo Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Consolidado	245.456.212	207.236.190	452.692.402	(24.048.629)
Endesa Argentina S.A.	separado	1.814.204	32.328.045	34.142.249	(616.318)
Central Costanera S.A.	separado	27.559.412	142.918.106	170.477.518	(102.001.988)
Hidroinvest S.A.	separado	575.373	11.429.899	12.005.272	(452.427)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	44.240.854	240.460.115	284.700.969	(71.433.902)
Southern Cone Power Argentina S.A.	separado	8.003	575.537	583.540	(12.826)
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	172.918.511	1.803.546.987	1.976.465.498	(349.736.334)
Generandes Perú S.A.	separado	1.945.582	225.170.087	227.115.669	(1.364.513)
Edegel S.A.A.	separado	111.421.412	723.995.979	835.417.391	(117.775.269)
Chinango S.A.C.	separado	7.647.526	112.688.111	120.335.637	(8.369.365)
Grupo Generandes Perú	Consolidado	120.047.319	808.405.916	928.453.235	(126.541.945)
Grupo Endesa Argentina	Consolidado	73.348.681	385.562.798	458.911.479	(173.663.474)

	Estados Financieros	Activos Corriente M\$	Activos No Corrientes M\$	Total Activos M\$	Pasivos Corrientes M\$
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	75.414.557	209.069.274	284.483.831	59.142.217
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	77.067.775	450.573.978	527.641.753	110.849.007
Grupo Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Consolidado	197.276.197	216.893.717	414.169.914	29.892.670
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A. (*)	separado	19.183.735	7.107.942	26.291.677	3.709.123
Endesa Argentina S.A.	separado	1.924.047	42.081.267	44.005.314	749.815
Central Costanera S.A.	separado	31.868.372	154.649.134	186.517.506	108.956.607
Hidroinvest S.A.	separado	562.612	14.962.217	15.524.829	423.843
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	22.930.536	137.891.546	160.822.082	31.540.350
Southern Cone Power Argentina S.A.	separado	4.162	753.403	757.565	3.229
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	329.672.209	1.782.307.979	2.111.980.188	500.414.812
Generandes Perú S.A.	separado	3.473.185	219.325.990	222.799.175	3.148.425
Edegel S.A.A.	separado	110.164.628	720.449.664	830.614.292	85.724.692
Chinango S.A.C.	separado	8.439.096	111.912.667	120.351.763	7.433.439
Grupo Generandes Perú	Consolidado	121.446.538	816.077.565	937.524.103	95.676.185
Grupo Endesa Argentina	Consolidado	56.074.841	297.050.238	353.125.079	140.459.888

(*) Con fecha 09 de Enero de 2015 se vendió la Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.

31 de diciembre de 2015

Pasivos No Corrientes M\$	Patrimonio M\$	Total Pasivos M\$	Ingresos Ordinarios M\$	Costos Ordinarios M\$	Ganancia (Pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral total M\$
(51.972.920)	(150.318.072)	(265.111.889)	193.189.705	(28.569.912)	118.016.421	33.526	118.049.947
(44.379.433)	(432.633.274)	(592.151.192)	230.852.534	(139.555.849)	70.262.390	(624)	70.261.766
(49.959.438)	(378.684.335)	(452.692.402)	183.015.183	(110.330.364)	46.215.560	(3.059.806)	43.155.754
-	(33.525.931)	(34.142.249)	-	-	622.972	(10.352.540)	(9.729.568)
(53.611.202)	(14.864.328)	(170.477.518)	100.856.664	(4.598.130)	(998.809)	(4.729.767)	(5.728.576)
-	(11.552.845)	(12.005.272)	-	-	21.877	(3.570.020)	(3.548.143)
(63.908.193)	(149.358.874)	(284.700.969)	40.004.655	(4.574.336)	110.802.880	(44.667.506)	66.135.374
-	(570.714)	(583.540)	-	-	(7.151)	(176.471)	(183.622)
(831.187.906)	(795.541.258)	(1.976.465.498)	778.768.426	(321.664.855)	211.896.264	(91.252.276)	120.643.988
-	(225.751.156)	(227.115.669)	-	-	42.044.140	4.890.902	46.935.042
(188.814.672)	(528.827.450)	(835.417.391)	343.761.564	(143.234.611)	91.161.037	4.059.334	95.220.371
(40.621.719)	(71.344.553)	(120.335.637)	39.114.967	(8.235.270)	15.210.089	(708.295)	14.501.794
(229.436.392)	(572.474.899)	(928.453.236)	382.452.709	(151.046.058)	95.054.809	(9.131.696)	85.923.113
(115.955.351)	(169.292.654)	(458.911.479)	140.398.933	(9.172.466)	109.347.016	(50.970.094)	58.376.922

31 de diciembre de 2014

Pasivos No Corrientes M\$	Patrimonio M\$	Total Pasivos M\$	Ingresos Ordinarios M\$	Costos Ordinarios M\$	Ganancia (Pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral total M\$
53.952.811	171.388.803	284.483.831	227.886.302	(34.362.209)	143.162.280	(51.043)	143.111.237
30.918.614	385.874.132	527.641.753	318.959.142	(196.105.061)	89.900.366	(604)	89.899.762
48.748.663	335.528.581	414.169.914	179.474.707	(99.313.387)	29.364.528	51.288.697	80.653.225
1.789.703	20.792.851	26.291.677	10.484.435	(3.751)	5.830.719	(12.156)	5.818.563
-	43.255.499	44.005.314	-	-	340.599	(5.299.756)	(4.959.157)
56.967.994	20.592.905	186.517.506	75.193.639	(6.777.139)	45.532.654	3.989.198	49.521.852
-	15.100.986	15.524.829	-	-	(2.811)	(1.868.145)	(1.870.956)
46.058.232	83.223.500	160.822.082	30.173.576	(8.427.057)	11.036.822	(8.763.212)	2.273.610
-	754.336	757.565	-	-	(4.919)	(94.023)	(98.942)
883.041.284	728.524.092	2.111.980.188	753.385.348	(220.460.069)	288.821.398	(73.145.883)	215.675.515
-	219.650.750	222.799.175	-	-	46.503.610	12.303.680	58.807.290
235.667.176	509.222.424	830.614.292	319.346.826	(127.881.082)	106.139.399	23.688.400	129.827.799
39.382.244	73.536.080	120.351.763	34.656.130	(6.061.046)	15.011.421	3.041.428	18.052.849
275.049.420	566.798.498	937.524.103	353.794.700	(133.734.610)	111.350.114	23.873.097	135.223.211
101.749.459	110.915.732	353.125.079	105.265.323	(15.204.196)	56.511.593	(5.660.609)	50.850.984

■ Nota 39

Hechos Posteriores

- 1) Con fecha 8 de Enero de 2016, Endesa Chile informó en carácter de hecho esencial que finalizó la ocupación ilegal que, hasta esa fecha, tres personas realizaban sobre la primera torre de alta tensión que soporta los circuitos de 154 kv y 220 Kv, de propiedad de Transelec, que sirve a la central Bocamina, permitiendo la vuelta de la operación de la planta Bocamina en las horas siguientes, y que los efectos financieros que Endesa Chile ha debido soportar, con ocasión de los cortes de la transmisión de energía eléctrica de que fue objeto de esa ocupación ilegal, ascienden a la suma de US\$3.8 millones como pérdida de margen de contribución entre los días 23 de Noviembre de 2015 y 7 de Enero de 2016.
- 2) Con fecha 29 de Enero de 2016, Endesa Chile informó en carácter de hecho esencial que con fecha 28 de enero de 2016, en cumplimiento de lo acordado por la Junta Extraordinaria de Accionistas de Endesa Chile celebrada el pasado 18 de diciembre de 2015 (en adelante, la "Junta"), el Directorio de Endesa Chile, ha tomado conocimiento de la circunstancia de haberse cumplido la condición suspensiva a que se hallaba sujeta la división de Endesa Chile y que, en consecuencia, ha dispuesto el otorgamiento con esta misma fecha de la escritura pública que declara cumplida la referida condición suspensiva, denominada "Escritura de Cumplimiento de Condición de División de Empresa Nacional de Electricidad S.A."

A nivel del sistema eléctrico, esta situación impacta al alza en los costos globales de suministro de la demanda, provocando un aumento de los precios spot y el uso anticipado de reservas hidroeléctricas, que en los próximos meses no estarán disponible.

En consecuencia, y de conformidad a lo aprobado por la mencionada Junta, la división de Endesa Chile tuvo efecto a partir del lunes 1° de febrero de 2016, fecha a partir de la cual la nueva sociedad Endesa

Américas S.A. comenzó a existir, se verificó la disminución de capital y las demás reformas estatutarias de Endesa Chile.

Adicionalmente, producto de la materialización de la división de Endesa Chile, en dicha fecha se devengó para la Compañía la obligación de pagar impuestos en Perú por un monto de 577 millones de Nuevos Soles Peruanos, aproximadamente (M\$ 120.299.000, aproximadamente). Este impuesto, que se pagará durante el mes de marzo de 2016, se genera porque la Ley del Impuesto a la Renta, en Perú, grava la transferencia de las participaciones que Endesa Chile poseía en dicho país y que fueron transferidas a Endesa Américas S.A. y se determina por la diferencia entre el valor de enajenación y el costo de adquisición de las citadas participaciones.

Se hace presente que, según fue acordado por la mencionada Junta, el Directorio de Endesa Américas,

procederá oportunamente a solicitar la inscripción de Endesa Américas y sus respectivas acciones en el Registro de Valores de la SVS y en las bolsas de valores en las cuales se transan las acciones de la actual Endesa Chile. La distribución y entrega material de las acciones emitidas por Endesa Américas S.A. se efectuará en la fecha que resuelva el Directorio de Endesa Américas S.A., una vez materializada la inscripción de la misma y sus acciones en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros y bolsas de valores del país, y cumplidos los requerimientos legales y normativos al efecto. El monto de capital asignado a Endesa Américas asciende a M\$ 778.936.764.

No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 1 de enero de 2016 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados.

Anexo 1

Sociedades que componen el Grupo Endesa Chile

Este anexo es parte de la Nota 2.4 "Entidades filiales".

Corresponden a porcentajes de control.

Rut	Sociedad	Moneda Funcional	% Control al 31-12-2015		
			Directo	Indirecto	Total
76.003.204-2	Central Eólica Canela S.A.	Peso Chileno	0,00%	75,00%	75,00%
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Peso Chileno	96,21%	0,00%	96,21%
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Peso Chileno	92,65%	0,00%	92,65%
96.830.980-3	GasAtacama Chile S.A. ⁽⁴⁾	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%
77.032.280-4	Gasoducto TalTal S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%
76.676.750-8	GNL Norte S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%
78.932.860-9	GasAtacama S.A. ⁽⁴⁾	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. ^{(1) (4)}	Peso Chileno	50,00%	50,00%	100,00%
96.671.360-7	Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. ⁽²⁾	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%
96.905.700-K	Progas S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%
78.952.420-3	Gasoducto Atacama Argentina S.A. ⁽⁴⁾	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjera	Edegel S.A.A	Nuevos Soles	29,40%	54,20%	83,60%
Extranjera	Chinango S.A.C.	Nuevos Soles	0,00%	80,00%	80,00%
Extranjera	Generandes Perú S.A.	Nuevos Soles	61,00%	0,00%	61,00%

Rut	Sociedad	Moneda Funcional	% Control al 31-12-2015		
			Directo	Indirecto	Total
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P. ⁽³⁾	Peso Colombiano	56,43%	0,00%	56,43%
Extranjera	Emgesa Panama S.A. ⁽³⁾	Dólar	0,00%	56,43%	56,43%
Extranjera	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Peso Colombiano	0,00%	94,95%	94,95%
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Peso Argentino	2,48%	65,19%	67,67%
Extranjera	Hidroinvest S.A.	Peso Argentino	41,94%	54,15%	96,09%
Extranjera	Southern Cone Power Argentina S.A.	Peso Argentino	98,00%	2,00%	100,00%
Extranjera	Endesa Argentina S.A.	Peso Argentino	99,66%	0,34%	100,00%
Extranjera	Central Costanera S.A.	Peso Argentino	24,85%	50,82%	75,67%
Extranjera	Ingendesa do Brasil Ltda.	Real	1,00%	99,00%	100,00%

(1) Ver Notas 2.4.1 y 6

(2) Con fecha 09 de Enero de 2015 se vendió la Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.

(3) Ver Nota 2.4.3

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

(4) A contar del 1 de enero de 2015, estas sociedades modificaron su moneda funcional desde el Dólar Estadounidense al Peso Chileno.

% Control al 31-12-2014			Relación	País	Actividad
Directo	Indirecto	Total			
0,00%	75,00%	75,00%	Filial	Chile	Promoción y Desarrollo Proyectos de Energía Renovables
96,21%	0,00%	96,21%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
92,65%	0,00%	92,65%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Administración de Sociedades
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Transporte, Comercialización y Distribución de Gas Natural
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Producción, Transporte y Distribución de Energía y Combustible
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Explotación, Generación, Transmisión, Distribución de Energía Electrica y Gas Natural
50,00%	50,00%	100,00%	Filial	Chile	Generación de Energía y Transporte de Gas Natural
99,99%	0,01 %	100,00%	Filial	Chile	Ejecución, Construcción y Explotación del Túnel El Melón
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Adquisición, Producción, Trasporte y Distribución Comercial de Gas Natural
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Explotación de Transporte de Gas Natural
29,40%	54,20%	83,60%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
0,00%	80,00%	80,00%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
61,00%	0,00%	61,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera

% Control al 31-12-2014			Relación	País	Actividad
Directo	Indirecto	Total			
56,43%	0,00%	56,43%	Filial	Colombia	Generación de Energía Eléctrica.
0,00%	56,43%	56,43%	Filial	Colombia	Compra Venta de Energía Eléctrica
0,00%	94,95%	94,95%	Filial	Colombia	Administración de Puertos
2,48%	65,19%	67,67%	Filial	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
41,94%	54,15%	96,09%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
98,00%	2,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
99,66%	0,34%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
24,85%	50,82%	75,67%	Filial	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad
1,00%	99,00%	100,00%	Filial	Brasil	Consultora de Ingeniería de Proyectos

Anexo 2

Variaciones del perímetro de consolidación

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

Incorporación al perímetro de consolidación durante los ejercicios 2015 y 2014.

Sociedad	% Control al 31 de diciembre de 2015				% Control al 31 de diciembre de 2014			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (*)	-	-	-	-	50,00%	50,00%	100,00%	Integración global
GasAtacama S.A.	-	-	-	-	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
GasAtacama Chile S.A.	-	-	-	-	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Gasoducto TalTal S.A.	-	-	-	-	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Gasoducto Atacama Argentina S.A.	-	-	-	-	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
GNL Norte S.A.	-	-	-	-	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Progas S.A.	-	-	-	-	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global

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

Exclusiones del perímetro de consolidación:

	% Control al 31 de diciembre de 2015				% Control al 31 de diciembre de 2014			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.	99,99%	0,01%	100,00%	Integración global	-	-	-	-

Anexo 3

Sociedades asociadas y negocios conjuntos

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

Rut	Sociedad	Moneda Funcional	% Participación al 31-12-2015		
			Directo	Indirecto	Total
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Peso Chileno	51,00%	0,00%	51,00%
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Dólar	42,50%	0,00%	42,50%
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Dólar	33,33%	0,00%	33,33%
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Dólar	20,00%	0,00%	20,00%
Extranjera	Distrilec Inversora S.A.	Peso Argentino	0,89%	0,00%	0,89%
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Peso Argentino	0,00%	45,00%	45,00%
Extranjero	Central Térmica Manuel Belgrano	Peso Argentino	0,00%	24,18%	24,18%
Extranjero	Central Térmica San Martín	Peso Argentino	0,00%	24,18%	24,18%
Extranjero	Central Vuelta Obligada S.A.	Peso Argentino	0,00%	3,45%	3,45%
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Real	34,64%	4,00%	38,64%

% Participación al 31-12-2014			Relación	País	Actividad
Directo	Indirecto	Total			
51,00%	0,00%	51,00%	Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
0,00%	50,00%	50,00%	Negocio Conjunto	Chile	Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
42,50%	0,00%	42,50%	Asociadas	Chile	Sociedad de Cartera
33,33%	0,00%	33,33%	Asociadas	Chile	Promover proyecto para suministro de gas licuado
20,00%	0,00%	20,00%	Asociadas	Chile	Desarrollo, Diseño, Suministro de un Terminal de Regacificación de Gas Natural Licuado
0,89%	0,00%	0,89%	Asociadas	Argentina	Sociedad de Cartera
0,00%	45,00%	45,00%	Argentina	Argentina	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica
0,00%	24,18%	24,18%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
0,00%	24,18%	24,18%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
0,00%	3,45%	3,45%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
34,64%	4,00%	38,64%	Asociadas	Brasil	Sociedad de Cartera

Anexo 4

Información complementaria relativa a los activos y pasivos mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuas:

	Endesa Chile Histórico M\$
ACTIVOS	
ACTIVOS CORRIENTES	
Efectivo y equivalentes al efectivo	149.738.363
Otros activos financieros corrientes	6.653.458
Otros activos no financieros corriente	14.798.797
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	562.615.241
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	106.507.482
Inventarios corrientes	62.682.301
Activos biológicos corrientes	-
Activos por impuestos corrientes	14.908.428
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	917.904.070
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	917.904.070
ACTIVOS NO CORRIENTES	
Otros activos financieros no corrientes	22.344.701
Otros activos no financieros no corrientes	6.627.219
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	230.860.601
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	492.055.335
Activos intangibles distintos de la plusvalía	51.989.115
Plusvalía	125.561.012
Propiedades, planta y equipo	5.393.307.906
Activos biológicos no corrientes	-
Propiedad de inversión	-
Activos por impuestos diferidos	38.086.239
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES	6.360.832.128
TOTAL DE ACTIVOS	7.278.736.198

Discontinuación de Operaciones (NIIF 5) M\$	Eliminación Intercompanies y otros ajustes M\$	Endesa Histórico (Combinada) M\$	Endesa Histórico (Combinada) M\$	Endesa Américas M\$
(112.313.130)	-	149.738.363	37.425.233	112.313.130
(5.641.903)	-	6.653.458	1.011.555	5.641.903
(14.336.049)	-	14.798.797	462.748	14.336.049
(199.139.964)	-	562.615.241	363.475.277	199.139.964
(37.639.756)	3.526	106.511.008	68.871.252	37.639.756
(25.926.892)	-	62.682.301	36.755.409	25.926.892
-	-	-	-	-
(50.966)	-	14.908.428	14.857.462	50.966
(395.048.660)	3.526	917.907.596	522.858.936	395.048.660
-	-	-	-	-
(395.048.660)	3.526	917.907.596	522.858.936	395.048.660
-	-	-	-	-
(625.981)	-	22.344.701	21.718.720	625.981
(3.239.510)	-	6.627.219	3.387.709	3.239.510
(230.824.700)	-	230.860.601	35.901	230.824.700
-	-	-	-	-
(446.338.964)	-	492.055.335	45.716.371	446.338.964
(31.083.689)	-	51.989.115	20.905.426	31.083.689
(100.700.656)	-	125.561.012	24.860.356	100.700.656
(2.663.590.814)	-	5.393.307.906	2.729.717.092	2.663.590.814
-	-	-	-	-
(18.253.056)	34.135	38.120.374	19.867.318	18.253.056
(3.494.657.370)	34.135	6.360.866.263	2.866.208.893	3.494.657.370
(3.889.706.030)	37.661	7.278.773.859	3.389.067.829	3.889.706.030

PASIVOS CORRIENTES

Otros pasivos financieros corrientes	248.939.806
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	620.124.333
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	305.709.208
Otras provisiones corrientes	94.553.219
Pasivos por impuestos corrientes	79.794.847
Otros pasivos no financieros corrientes	1.974.624
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	1.351.096.037
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-

PASIVOS CORRIENTES TOTALES**PASIVOS NO CORRIENTES**

Otros pasivos financieros no corrientes	1.814.121.909
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	45.348.861
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	97.186
Otras provisiones no corrientes	87.176.478
Pasivo por impuestos diferidos	381.487.478
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	36.819.758
Otros pasivos no financieros no corrientes	18.698.412
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	2.383.750.082

TOTAL PASIVOS**3.734.846.119****PATRIMONIO**

Capital emitido	1.331.714.085
Ganancias acumuladas	2.218.373.368
Prima de emisión	206.008.557
Otras reservas	(1.107.906.103)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	2.648.189.907
Participaciones no controladoras	895.700.172
PATRIMONIO TOTAL	3.543.890.079

TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS**7.278.736.198**

Discontinuación de Operaciones (NIIF 5) M\$	Eliminación Intercompanies y otros ajustes M\$	Endesa Histórico (Combinada) M\$	Endesa Chile M\$	Endesa Américas M\$
(221.018.241)	-	248.939.806	27.921.565	221.018.241
(259.664.724)	-	620.124.333	360.459.609	259.664.724
(48.124.723)	3.526	305.712.734	257.584.485	48.128.249
(78.935.605)	-	94.553.219	15.617.614	78.935.605
(65.310.111)	-	79.794.847	14.484.736	65.310.111
(1.951.294)	-	1.974.624	23.330	1.951.294
(675.004.698)	3.526	1.351.099.563	676.091.339	675.008.224
-	-	-	-	-
(675.004.698)	3.526	1.351.099.563	676.091.339	675.008.224
(896.924.119)	-	1.814.121.909	917.197.790	896.924.119
(39.373.175)	-	45.348.861	5.975.686	39.373.175
-	-	97.186	97.186	-
(36.473.503)	-	87.176.478	50.702.975	36.473.503
(163.761.907)	34.135	381.521.613	217.759.706	163.761.907
(21.548.342)	-	36.819.758	15.271.416	21.548.342
(18.698.412)	-	18.698.412	-	18.698.412
(1.176.779.458)	34.135	2.383.784.217	1.207.004.759	1.176.779.458
(1.851.784.156)	37.661	3.734.883.780	1.883.096.098	1.851.787.682
(778.936.764)	-	1.331.714.085	552.777.321	778.936.764
(1.275.029.104)	-	2.218.373.368	943.344.264	1.275.029.104
(120.497.065)	-	206.008.557	85.511.492	120.497.065
1.000.759.977	-	(1.107.906.103)	(107.142.600)	(1.000.763.503)
(1.173.702.956)	-	2.648.189.907	1.474.490.477	1.173.699.430
(864.218.918)	-	895.700.172	31.481.254	864.218.918
(2.037.921.874)	-	3.543.890.079	1.505.971.731	2.037.918.348
(3.889.706.030)	37.661	7.278.773.859	3.389.067.829	3.889.706.030

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES
Ganancia (pérdida)

Endesa Chile Histórico
M\$

Ingresos de actividades ordinarias	2.778.443.659
Otros ingresos, por naturaleza	68.481.846
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	2.846.925.505
Materias primas y consumibles utilizados	(1.362.638.412)
Margin de Contribución	1.484.287.093
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	27.188.477
Gastos por beneficios a los empleados	(156.197.903)
Gasto por depreciación y amortización	(233.241.223)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	4.980.280
Otros gastos por naturaleza	(163.616.836)
Resultado de Explotación	963.399.888
Otras ganancias (pérdidas)	3.506.559
Ingresos financieros	59.535.141
Costos financieros	(152.001.093)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	47.584.706
Diferencias de cambio	42.300.500
Resultado por unidades de reajuste	3.600.187
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	967.925.888
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(332.905.075)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	635.020.813
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	635.020.813
Ganancia (pérdida) atribuible a	
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	392.868.115
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	242.152.698
GANANCIA (PÉRDIDA)	635.020.813
Ganancia por acción básica	
Ganancias (pérdida) diluida por acción	47,90
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	8.201.754,58

Discontinuación de Operaciones (NIIF 5) M\$	Eliminación Intercompanies y otros ajustes M\$	Endesa Histórico (Combinada) M\$	Endesa Chile M\$	Endesa Américas M\$
(1.238.466.148)	14.008	2.778.457.667	1.539.991.519	1.238.466.148
(64.649.040)	-	68.481.846	3.832.806	64.649.040
(1.303.115.188)	14.008	2.846.939.513	1.543.824.325	1.303.115.188
481.747.189	-	(1.362.638.412)	(880.891.223)	(481.747.189)
(821.367.999)	14.008	1.484.301.101	662.933.102	821.367.999
(11.937.667)	-	27.188.477	15.250.810	11.937.667
85.228.546	-	(156.197.903)	(70.969.357)	(85.228.546)
108.405.664	-	(233.241.223)	(124.835.559)	(108.405.664)
4.813.372	-	4.980.280	9.793.652	(4.813.372)
73.277.014	(14.008)	(163.630.844)	(90.339.822)	(73.291.022)
(561.581.070)	-	963.399.888	401.832.826	561.567.062
508.842	-	3.506.559	4.015.401	(508.842)
(59.300.320)	-	59.535.141	234.821	59.300.320
87.794.374	-	(152.001.093)	(64.206.719)	(87.794.374)
(38.679.661)	-	47.584.706	8.905.045	38.679.661
(96.180.972)	-	42.300.500	(53.880.472)	96.180.972
-	-	3.600.187	3.600.187	-
(667.438.807)	-	967.925.888	300.501.089	667.424.799
256.249.256	-	(332.905.075)	(76.655.819)	(256.249.256)
(411.189.551)	-	635.020.813	223.845.270	411.175.543
-	-	-	-	-
(411.189.551)	-	635.020.813	223.845.270	411.175.543
(180.546.069)	-	392.868.115	212.336.054	180.532.061
(230.643.482)	-	242.152.698	11.509.216	230.643.482
(411.189.551)	-	635.020.813	223.845.270	411.175.543
-	-	-	-	-
(22,01)	-	47,90	25,89	22,01
8.201.754,58	-	-	8.201.754,58	8.201.754,58

ACTIVOS	Endesa Chile Histórico M\$
ACTIVOS CORRIENTES	
Efectivo y equivalentes al efectivo	336.628.803
Otros activos financieros corrientes	24.850.020
Otros activos no financieros corriente	41.040.138
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	433.407.008
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	81.090.930
Inventarios corrientes	65.771.121
Activos biológicos corrientes	-
Activos por impuestos corrientes	47.290.575
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	1.030.078.595
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	7.978.963
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	
	1.038.057.558
ACTIVOS NO CORRIENTES	
Otros activos financieros no corrientes	7.936.806
Otros activos no financieros no corrientes	2.374.351
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	141.216.512
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	581.221.384
Activos intangibles distintos de la plusvalía	52.451.833
Plusvalía	125.609.898
Propiedades, planta y equipo	5.230.428.848
Activos biológicos no corrientes	-
Propiedad de inversión	-
Activos por impuestos diferidos	58.374.709
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES	6.199.614.341
TOTAL DE ACTIVOS	7.237.671.899

Discontinuación de Operaciones (NIIF 5) M\$	Eliminación Intercompanies y otros ajustes M\$	Endesa Histórico (Combinada) M\$	Endesa Chile M\$	Endesa Américas M\$
-	336.628.803	38.186.573	298.442.230	
-	24.850.020	1.464.821	23.385.199	
-	41.040.138	10.766.654	30.273.484	
-	433.407.008	317.250.690	116.156.318	
2.929	81.093.859	54.967.866	26.125.993	
-	65.771.121	36.871.184	28.899.937	
-	-	-	-	-
-	47.290.575	44.701.761	2.588.814	
2.929	1.030.081.524	504.209.549	525.871.975	
-	7.978.963	7.978.963		-
2.929	1.038.060.487	512.188.512	525.871.975	
-	7.936.806	6.719.853	1.216.953	
-	2.374.351	42.847	2.331.504	
-	141.216.512	-	141.216.512	
-	-	-	-	-
-	581.221.384	40.365.323	540.856.061	
-	52.451.833	18.851.913	33.599.920	
-	125.609.898	24.860.356	100.749.542	
-	5.230.428.848	2.621.113.891	2.609.314.957	
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
39.970	58.414.679	10.855.062	47.559.617	
-	6.199.654.311	2.722.809.245	3.476.845.066	
-	42.899	7.237.714.798	3.234.997.757	4.002.717.041

PASIVOS CORRIENTES

Otros pasivos financieros corrientes	290.758.963
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	692.298.346
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	237.525.246
Otras provisiones corrientes	38.351.988
Pasivos por impuestos corrientes	94.392.334
Otros pasivos no financieros corrientes	33.920.467
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	1.387.247.344
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5.490.249

PASIVOS CORRIENTES TOTALES**PASIVOS NO CORRIENTES**

Otros pasivos financieros no corrientes	1.825.702.867
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	3.711.078
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-
Otras provisiones no corrientes	28.853.555
Pasivo por impuestos diferidos	390.319.963
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	43.461.827
Otros pasivos no financieros no corrientes	28.998.675
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	2.321.047.965

TOTAL PASIVOS**3.713.785.558****PATRIMONIO**

Capital emitido	1.331.714.085
Ganancias acumuladas	2.010.744.273
Prima de emisión	206.008.557
Otras reservas	(848.186.431)

TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS**7.237.671.899**

Discontinuación de Operaciones (NIIF 5) M\$	Eliminación Intercompanies y otros ajustes M\$	Endesa Histórico (Combinada) M\$	Endesa Chile M\$	Endesa Américas M\$
-	290.758.963	146.364.103	144.394.860	
-	692.298.346	332.677.495	359.620.851	
2.929	237.528.175	124.467.399	113.060.776	
-	38.351.988	10.932.577	27.419.411	
-	94.392.334	31.480.257	62.912.077	
-	33.920.467	16.168.436	17.752.031	
-	2.929	1.387.250.273	662.090.267	725.160.006
-	-	5.490.249	5.490.249	-
-	2.929	1.392.740.522	667.580.516	725.160.006
<hr/>				
-	1.825.702.867	778.135.168	1.047.567.699	
-	3.711.078	3.711.078	-	
-	-	-	-	
-	28.853.555	25.161.118	3.692.437	
39.970	390.359.933	232.085.097	158.274.836	
-	43.461.827	18.537.036	24.924.791	
-	28.998.675	2.957.460	26.041.215	
-	39.970	2.321.087.935	1.060.586.957	1.260.500.978
-	42.899	3.713.828.457	1.728.167.473	1.985.660.984
<hr/>				
-	1.331.714.085	552.777.321	778.936.764	
-	2.010.744.273	834.633.984	1.176.110.289	
-	206.008.557	85.511.492	120.497.065	
-	(848.186.431)	2.648.092	(850.834.523)	
-	42.899	7.237.714.798	3.234.997.757	4.002.717.041

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES
Ganancia (pérdida)

Endesa Chile Histórico
M\$

Ingresos de actividades ordinarias	2.364.210.976
Otros ingresos, por naturaleza	82.323.337
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	2.446.534.313
Materias primas y consumibles utilizados	(1.119.458.199)
Margen de Contribución	1.327.076.114
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	29.170.488
Gastos por beneficios a los empleados	(134.904.835)
Gasto por depreciación y amortización	(205.141.244)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(14.519.312)
Otros gastos por naturaleza	(126.360.628)
Resultado de Explotación	875.320.583
Otras ganancias (pérdidas)	43.401.445
Ingresos financieros	95.553.630
Costos financieros	(136.828.592)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	7.185.101
Diferencias de cambio	(41.433.028)
Resultado por unidades de reajuste	13.926.117
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	857.125.256
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(238.152.509)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	618.972.747
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	618.972.747
Ganancia (pérdida) atribuible a	
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	334.556.376
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	284.416.371
GANANCIA (PÉRDIDA)	618.972.747
Ganancia por acción básica	
Ganancias (pérdida) diluida por acción	40,79
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	8.201.754,58

Discontinuación de Operaciones (NIIF 5) M\$	Eliminación Intercompanies y otros ajustes M\$	Endesa Histórico (Combinada) M\$	Endesa Chile M\$	Endesa Américas M\$
(1.154.414.241)	10.930	2.364.221.906	1.209.807.666	1.154.414.240
(61.145.248)	-	82.323.337	21.178.089	61.145.248
(1.215.559.489)	10.930	2.446.545.243	1.230.985.755	1.215.559.488
369.241.528	-	(1.119.458.199)	(750.216.671)	(369.241.528)
(846.317.961)	10.930	1.327.087.044	480.769.084	846.317.960
(12.704.315)	-	29.170.488	16.466.172	12.704.316
70.044.870	-	(134.904.835)	(64.859.966)	(70.044.869)
103.836.335	-	(205.141.244)	(101.304.909)	(103.836.335)
2.057.856	-	(14.519.312)	(12.461.456)	(2.057.856)
60.025.087	(10.930)	(126.371.558)	(66.335.540)	(60.036.018)
(623.058.128)	-	875.320.583	252.273.385	623.047.198
(749.878)	-	43.401.445	42.651.567	749.878
(93.967.597)	-	95.553.630	1.586.033	93.967.597
65.211.335	-	(136.828.592)	(71.617.256)	(65.211.336)
(61.598.412)	-	7.185.101	(54.413.310)	61.598.411
20.192.759	-	(41.433.028)	(21.240.267)	(20.192.761)
-	-	13.926.117	13.926.117	-
(693.969.921)	-	857.125.256	163.166.269	693.958.987
204.054.403	-	(238.152.509)	(34.098.106)	(204.054.403)
(489.915.518)	-	618.972.747	129.068.163	489.904.584
-	-	-	-	-
(489.915.518)	-	618.972.747	129.068.163	489.904.584
(220.162.192)	-	334.556.376	114.405.118	220.151.258
(269.753.326)	-	284.416.371	14.663.045	269.753.326
(489.915.518)	-	618.972.747	129.068.163	489.904.584
(26,84)	-	40,79	13,95	26,84
8.201.754,58	-	-	8.201.754,58	8.201.754,58

Anexo 5

Información adicional sobre deuda financiera

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

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

a) Préstamos bancarios

Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos.

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Año 2015								
					Corriente				No Corriente				
					Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2015 M\$	Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$	Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Vencimiento Cuatro a Cinco Años M\$
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses							
Chile	US\$	0,00%	0,00%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	
Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	No	4	-	4	-	-	-	-	-	
Perú	US\$	0,00%	0,00%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	
Argentina	US\$	0,00%	0,00%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	
Argentina	\$ Arg	0,00%	0,00%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	
Colombia	\$ Col	0,00%	0,00%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total					4	-	4	-	-	-	-	-	

Año 2014

Más de Cinco Años M\$	Total No Corriente al 31-12-2015 M\$	Corriente				No Corriente				Total No Corriente al 31-12-2014 M\$	
		Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2014 M\$	Vencimiento						
		Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		
-	-	20.269	1.020.576	1.040.845	-	-	-	-	-	-	
-	-	582	-	582	-	-	-	-	-	-	
-	-	2.914.574	9.996.364	12.910.938	40.274.383	18.781.256	16.391.794	256.394	-	75.703.827	
-	-	2.808.939	12.054.341	14.863.280	1.039.398	-	-	-	-	1.039.398	
-	-	4.667.574	8.107.262	12.774.836	7.968.912	188.784	-	-	-	8.157.696	
-	-	1.401.291	4.203.875	5.605.166	10.766.379	15.367.075	14.619.719	13.872.363	48.015.897	102.641.433	
-	-	11.813.229	35.382.418	47.195.647	60.049.072	34.337.115	31.011.513	14.128.757	48.015.897	187.542.354	

Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	31-12-2015		
									Corriente		
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	3,98%	3,96%	-	-	-
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú	Perú	US\$	2,12%	2,01%	-	-	-
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,18%	3,01%	-	-	-
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,48%	3,40%	-	-	-
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	3,44%	3,36%	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Bank Nova Scotia	Perú	US\$	1,02%	1,00%	-	-	-
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	8,39%	8,22%	-	-	-
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	6,71%	6,60%	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	6,74%	6,63%	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AV VILLAS	Colombia	\$ Col	5,62%	5,51%	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AV VILLAS	Colombia	\$ Col	5,50%	5,38%	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	5,67%	5,53%	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Citibank Colombia	Colombia	\$ Col	5,51%	5,38%	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Citibank Colombia	Colombia	\$ Col	5,73%	5,61%	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Citibank Colombia	Colombia	\$ Col	5,57%	5,46%	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	5,76%	5,64%	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	5,90%	5,81%	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	6,26%	6,12%	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	6,27%	6,12%	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Davivienda	Colombia	\$ Col	6,30%	6,15%	-	-	-
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	28,00%	28,00%	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	B.N.P. Paribas	E.E.U.U.	US\$	6,32%	5,98%	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander	Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	4	-	4
Extranjera	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	51,47%	42,24%	-	-	-
Extranjera	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itaú Argentina	Argentina	\$ Arg	55,08%	44,68%	-	-	-
Extranjera	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	44,17%	37,14%	-	-	-
Extranjera	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arg	49,97%	41,21%	-	-	-
Extranjera	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	14,84%	13,92%	-	-	-
Extranjera	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Credit Suisse International	Argentina	US\$	51,99%	42,59%	-	-	-
Extranjero	Central Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	ICB Argentina	Argentina	\$ Arg	36,00%	42,59%	-	-	-
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Deutsche Bank	Argentina	US\$	13,40%	12,78%	-	-	-
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank	Argentina	US\$	13,40%	12,78%	-	-	-
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau	Argentina	US\$	13,40%	12,78%	-	-	-
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Macro	Argentina	\$ Arg	30,56%	27,87%	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	36,21%	32,11%	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau- Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	36,21%	32,11%	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	36,21%	32,11%	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	36,21%	32,11%	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad -Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	36,21%	32,11%	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	ICB Argentina	Argentina	\$ Arg	36,21%	32,11%	-	-	-
Total									4	-	4

31-12-2015										31-12-2014									
No Corriente					Corriente					No Corriente									
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente					
-	-	-	-	-	353.913	1.051.014	1.404.927	1.376.324	1.347.722	15.345.293	-	-	-	18.069.339					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	411.404	1.217.828	1.629.232	1.585.546	1.541.859	-	-	-	-	3.127.405					
-	-	-	-	-	289.876	857.071	1.146.947	1.113.465	1.079.983	1.046.501	256.394	-	-	3.496.343					
-	-	-	-	-	1.807.054	6.713.471	8.520.525	14.284.700	14.811.692	-	-	-	-	29.096.392					
-	-	-	-	-	52.327	156.980	209.307	21.914.348	-	-	-	-	-	21.914.348					
-	-	-	-	-	373.517	1.120.552	1.494.069	2.847.830	4.052.184	3.852.974	3.653.765	12.622.968	-	27.029.721					
-	-	-	-	-	1.027.774	3.083.323	4.111.097	7.918.549	11.314.891	10.766.745	10.218.598	35.392.929	-	75.611.712					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
-	-	-	-	-															

b) Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas

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

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	31-12-2015										
					Corriente					No Corriente					
					Vencimiento		Total	Vencimiento			Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años					
Chile	US\$	6,99%	6,90%	No	7.318.857	21.956.571	29.275.428	29.275.427	29.275.427	29.275.427	29.275.427	827.386.294	29.275.427	827.386.294	
Chile	U.F.	6,00%	5,48%	No	7.420.915	27.355.985	34.776.900	34.213.890	33.650.880	55.868.495	53.284.158	359.246.902	-	-	
Perú	US\$	0,00%	0,00%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Perú	Soles	0,00%	0,00%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Colombia	\$ Col	0,00%	0,00%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total					14.739.772	49.312.556	64.052.328	63.489.317	62.926.307	85.143.922	82.559.585	1.186.633.196			

Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	Garantía	31-12-2015			
										Corriente			
										Menos de 90 días	más de 90 días	Total	Corriente
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,41%	6,31%	No	-	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,38%	6,28%	No	-	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	6,44%	6,34%	No	-	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	7,93%	7,78%	No	-	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	7,25%	7,13%	No	-	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,73%	6,63%	No	-	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,09%	6,00%	No	-	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,57%	6,47%	No	-	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5,86%	5,78%	No	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos A-10	Colombia	\$ Col	8,87%	8,59%	No	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos A102	Colombia	\$ Col	8,87%	8,59%	No	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B-103	Colombia	\$ Col	9,79%	9,79%	No	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B10	Colombia	\$ Col	10,44%	10,06%	No	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B15	Colombia	\$ Col	10,77%	10,36%	No	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B09-09	Colombia	\$ Col	10,57%	10,17%	No	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B12	Colombia	\$ Col	10,78%	10,37%	No	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	No	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos quimbo	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	No	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	8,09%	7,85%	No	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	8,21%	7,97%	No	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	\$ Col	9,63%	9,30%	No	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	\$ Col	8,85%	8,57%	No	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-13	Colombia	\$ Col	8,85%	8,57%	No	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	\$ Col	8,74%	8,47%	No	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	\$ Col	8,41%	8,16%	No	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	\$ Col	7,98%	7,75%	No	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-14	Colombia	\$ Col	7,98%	7,75%	No	-	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjera	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	7,96%	7,88%	No	2.879.332	8.637.995	11.517.327	
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjera	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	7,40%	7,33%	No	919.193	2.757.578	3.676.771	
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjera	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,26%	8,13%	No	584.223	1.752.670	2.336.893	
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjera	BNY Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	8,83%	8,63%	No	-	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Unica 24296	E.E.U.U.	US\$	4,32%	4,25%	No	2.936.109	8.808.328	11.744.437	
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	97.004.000-5 Banco Santander -317 Serie-H	Chile	U.F.		7,17%	6,20%	No	1.862.265	10.680.034	12.542.299	
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	97.004.000-5 Banco Santander 522 Serie-M	Chile	U.F.		4,82%	4,75%	No	5.558.650	16.675.951	22.234.601	
Total										14.739.772	49.312.556	64.052.328	

31-12-2014															
Corriente							No Corriente								
Total No Corriente al 31-12-2015 M\$	Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2014 M\$	Vencimiento		Total					Total				
Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$	Años M\$	Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$				No Corriente al 31-12-2014 M\$				
944.488.002	9.028.616	144.138.509	153.167.125	25.547.239	25.547.239	25.547.239	25.547.239	733.419.902	835.608.858						
536.264.325	8.377.677	30.005.314	38.382.991	37.771.918	37.160.846	36.549.774	46.672.611	429.466.743	587.621.892						
-	4.424.492	1.630.232	6.054.724	14.072.738	1.443.269	7.173.013	5.691.115	15.362.941	43.743.076						
-	159.918	479.754	639.672	639.671	639.671	639.671	5.586.014	5.880.850	13.385.877						
-	80.341.828	48.241.503	128.583.331	64.322.005	104.199.084	113.756.973	143.560.968	753.218.536	1.179.057.566						
1.480.752.327	102.332.531	224.495.312	326.827.843	142.353.571	168.990.109	183.666.670	227.057.947	1.937.348.972	2.659.417.269						
31-12-2015							31-12-2014								
No Corriente				Corriente				No Corriente							
Uno a Dos a Tres Dos Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente		
-	-	-	-	-	80.157	240.472	320.629	320.629	320.629	320.629	320.629	320.629	5.880.850		
-	-	-	-	-	79.761	239.282	319.043	319.042	319.042	319.042	319.042	319.042	6.222.511		
-	-	-	-	-	91.749	275.246	366.995	366.994	366.994	366.994	366.994	366.994	9.039.318		
-	-	-	-	-	91.899	275.698	367.597	367.597	367.597	367.597	367.597	4.989.668	6.092.459		
-	-	-	-	-	3.881.082	-	3.881.082	-	-	-	-	-	-		
-	-	-	-	-	95.816	287.449	383.265	6.296.355	-	-	-	-	-		
-	-	-	-	-	86.777	260.331	347.108	6.333.114	-	-	-	-	-		
-	-	-	-	-	93.556	280.669	374.225	374.225	374.225	6.103.969	-	-	-		
-	-	-	-	-	83.613	250.839	334.452	334.453	334.453	334.453	334.453	6.323.623	7.661.435		
-	-	-	-	-	53.979.516	-	53.979.516	-	-	-	-	-	-		
-	-	-	-	-	10.281.812	-	10.281.812	-	-	-	-	-	-		
-	-	-	-	-	982.211	2.946.634	3.928.845	3.928.846	43.805.925	-	-	-	-		
-	-	-	-	-	882.562	2.647.687	3.530.249	3.530.250	3.530.250	3.530.250	41.216.421	-	-		
-	-	-	-	-	316.557	949.671	1.266.228	1.266.228	1.266.228	1.266.228	19.363.519	24.428.431	-		
-	-	-	-	-	1.213.148	3.639.445	4.852.593	4.852.593	4.852.593	58.216.407	-	-	-		
-	-	-	-	-	509.006	1.527.019	2.036.025	2.036.026	2.036.026	2.036.026	25.961.808	34.105.912	-		
-	-	-	-	-	581.078	1.743.234	2.324.312	2.324.312	2.324.312	2.324.312	25.362.714	34.659.962	-		
-	-	-	-	-	4.175.756	12.527.267	16.703.023	16.703.023	16.703.023	16.703.023	182.262.097	249.074.189	-		
-	-	-	-	-	1.246.095	3.738.285	4.984.380	4.984.380	4.984.380	4.984.380	91.102.169	111.039.689	-		
-	-	-	-	-	845.671	2.537.012	3.382.683	3.382.682	3.382.682	3.382.682	77.827.476	91.358.204	-		
-	-	-	-	-	1.843.223	5.529.669	7.372.892	7.372.892	7.372.892	7.372.892	134.542.069	164.033.637	-		
-	-	-	-	-	703.731	2.111.194	2.814.925	2.814.926	2.814.926	2.814.926	40.827.900	-	-		
-	-	-	-	-	228.103	684.309	912.412	912.412	912.412	912.412	13.233.669	-	-		
-	-	-	-	-	743.130	2.229.390	2.972.520	2.972.520	2.972.520	2.972.520	72.211.138	84.101.218	-		
-	-	-	-	-	816.008	2.448.025	3.264.033	3.264.033	3.264.033	3.264.033	61.737.690	74.793.822	-		
-	-	-	-	-	540.559	1.621.676	2.162.235	2.162.235	2.162.235	2.162.235	34.170.442	42.819.382	-		
-	-	-	-	-	453.662	1.360.986	1.814.648	1.814.647	1.814.647	1.814.647	28.677.414	35.936.002	-		
11.517.326	11.517.326	11.517.326	11.517.326	217.149.037	263.218.341	2.474.039	7422.118	9.896.157	9.896.157	9.896.157	9.896.157	195.949.534	235.534.162	-	
3.676.770	3.676.770	3.676.770	3.676.770	90.711.728	105.418.808	789.495	2.368.484	3.157.979	3.157.979	3.157.979	3.157.979	77.747.246	90.379.162	-	
2.336.894	2.336.894	2.336.894	2.336.894	196.474.523	205.822.099	502.137	1.506.412	2.008.549	2.008.549	2.008.549	2.008.549	168.757.572	176.791.768	-	
						2.641.806	124.978.079	127.619.885	-	-	-	-	-	-	
11.744.437	11.744.437	11.744.437	11.744.437	323.051.006	370.028.754	2.621.139	7863.416	10.484.555	10.484.554	10.484.554	10.484.554	290.965.550	332.903.766	-	
11.979.289	11.416.279	10.853.268	10.290.258	63.261.536	107.800.630	2.174.007	11.394.304	13.568.311	12.957.238	12.346.166	11.735.094	11.124.022	73.777.578	121.940.098	-
22.234.601	22.234.601	45.015.227	42.993.900	295.985.366	428.463.695	6.203.670	18.611.010	24.814.680	24.814.680	24.814.680	24.814.680	35.548.589	355.689.165	465.681.794	-
63.489.317	62.926.307	85.143.922	82.559.585	1.186.633.196	1.480.752.327	102.332.531	224.495.312	326.827.843	142.353.571	168.990.109	183.666.670	227.057.947	1.937.348.972	2.659.417.269	-

c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero

Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	31-12-2015			
								Corriente			
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Peru	US\$	2,02%	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	10,80%	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equrient S.A.	Colombia	\$ Col	6,55%	-	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	87.509.100-K	Abengoa Chile	Chile	US\$	6,50%	732.936	2.203.853	2.936.789	2.950.745
								732.936	2.203.853	2.936.789	2.950.745

d) Otras Obligaciones

Individualización de Otras Obligaciones

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	31-12-2015			
								Corriente			
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años
Extranjera	Central Costanera S.A. Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	-	-	-	-	-
Extranjera	Central Costanera S.A. Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	17,29%	-	-	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	23,54%	-	-	-	-
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US\$	2,33%	-	-	-	-
								-	-	-	-

31-12-2015										31-12-2014									
No Corriente					Corriente					No Corriente									
Dos a Tres Años	Tres a Cuatro a Cinco Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro a Cinco Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente						
-	-	-	-	-	2.250.920	6.692.173	8.943.093	8.781.527	13.384.629	-	-	-	-	-	-	-	-	22.166.156	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2.965.609	2.981.438	2.998.297	11.193.448	23.089.537	652.199	1.957.446	2.609.645	2.611.991	2.614.490	2.617.151	2.619.984	12.287.815	22.751.431						
2.965.609	2.981.438	2.998.297	11.193.448	23.089.537	2.903.119	8.649.619	11.552.738	11.393.518	15.999.119	2.617.151	2.619.984	12.287.815	44.917.587						

31-12-2015										31-12-2014									
No Corriente					Corriente					No Corriente									
Dos a Tres Años	Tres a Cuatro a Cinco Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro a Cinco Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente						
-	-	-	-	-	9.523	1.850.404	1.859.927	671.565	670.617	669.670	808.784	23.886.776	26.707.412						
-	-	-	-	-	1.097.278	1.294.252	2.391.530	-	-	-	-	-	-						
-	-	-	-	-	127.042	381.125	508.167	7.769.157	1.945.985	-	-	-	-						
-	-	-	-	-	952	168.039	168.991	-	-	-	-	-	-						
-	-	-	-	-	1.234.795	3.693.820	4.928.615	8.440.722	2.616.602	669.670	808.784	23.886.776	36.422.554						

Anexo 6

Detalle de activos y pasivos en moneda extranjera

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

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

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			9.800.146	32.565.577
Dólares	Pesos chileno	4.268.962	124.074	
Dólares	Pesos Colombianos	-	342.438	
Dólares	Nuevo sol peruano	-	21.216.886	
Dólares	Peso Argentino	-	564.885	
Peso Argentino	Dólares	-	4.206.734	
Pesos chileno	Dólares	-	6.110.560	
Peso Argentino	Pesos chileno	5.531.184	-	
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			-	14.039.935
Dólares	Pesos chileno	-	14.039.935	
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		9.800.146	46.605.512	
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		9.800.146	46.605.512	
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			31.841.928	568.650.823
Dólares	Pesos chileno	31.841.928	27.794.762	
Peso argentino	Peso chileno	-	1.979.132	
Reales	Nuevo sol peruano	-	56.886.006	
Reales	Peso chileno	-	481.990.923	
Plusvalía		-	94.462.005	
Nuevo sol peruano	Peso chileno	-	88.241.039	
Peso Argentino	Peso chileno	-	6.220.966	
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		31.841.928	663.112.828	
TOTAL ACTIVOS		41.642.074	709.718.340	

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

Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-2015						
		Pasivos Corrientes			Pasivos No Corrientes			
		Hasta 90 días M\$	de 91 días a 1 año M\$	Total Corriente	Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	
PASIVOS								
Otros pasivos financieros	Dólares	8.051.793	24.160.424	32.212.217	32.226.172	32.241.036	32.256.865	
	Dólares	Pesos chileno	8.051.793	24.160.424	32.212.217	32.226.172	32.241.036	32.256.865
	Dólares	Nuevo Sol Peruano	-	-	-	-	-	-
	Dólares	Peso Argentino	-	-	-	-	-	-
TOTAL PASIVOS		8.051.793	24.160.424	32.212.217	32.226.172	32.241.036	32.256.865	

31-12-2014													
Pasivos No Corrientes			Pasivos Corrientes						Pasivos No Corrientes				
Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	Total No Corriente	Hasta días M\$	90de días	91 días a 1 año M\$	Total Corriente	Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	Total No Corriente	
32.273.724	838.579.742	967.577.539	22.110.484	179.508.084	201.618.568	92.998.841	62.441.500	52.398.867	34.923.516	784.957.434	1.027.720.158		
32.273.724	838.579.742	967.577.539	9.701.084	147.116.531	156.817.615	28.159.230	28.161.729	28.164.390	28.167.223	745.707.717	858.360.289		
-	-	-	9.589.986	18.318.769	27.908.755	63.128.648	33.609.154	23.564.807	5.947.509	15.362.941	141.613.059		
-	-	-	2.819.414	14.072.784	16.892.198	1.710.963	670.617	669.670	808.784	23.886.776	27.746.810		
32.273.724	838.579.742	967.577.539	22.110.484	179.508.084	201.618.568	92.998.841	62.441.500	52.398.867	34.923.516	784.957.434	1.027.720.158		

Anexo 7

Detalle de información adicional oficio circular n° 715 de fecha 03 de febrero de 2012

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

a) Estratificación de la cartera

Por antigüedad de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al				
	31-12-2015				
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$
Cuentas Comerciales bruto	268.755.088	1.110.952	199	11.659	175
Provisión de deterioro	(55.494)	-	-	-	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	93.240.964	-	-	-	-
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-
Total	361.940.558	1.110.952	199	11.659	175

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al				
	31-12-2014				
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$
Cuentas Comerciales bruto	321.415.800	6.649.258	2.333.183	613.491	228.410
Provisión de deterioro	(278.332)	-	-	-	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	101.599.998	-	-	-	-
Provisión de deterioro	(1.310.436)	-	-	-	-
Total	421.427.030	6.649.258	2.333.183	613.491	228.410

Por tipo de cartera

Tramos de morosidad	Saldo al					
	31-12-2015			Total cartera bruta		
	Cartera no repactada	Cartera repactada		Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes
	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$
al día	355	268.790.989	-	-	355	268.790.989
Entre 1 y 30 días	161	1.110.952	-	-	161	1.110.952
Entre 31 y 60 días	18	199	-	-	18	199
Entre 61 y 90 días	6	11.659	-	-	6	11.659
Entre 91 y 120 días	43	175	-	-	43	175
Entre 121 y 150 días	35	345	-	-	35	345
Entre 151 y 180 días	2	2	-	-	2	2
Entre 181 y 210 días	3	12	-	-	3	12
Entre 211 y 250 días	120	36.166	-	-	120	36.166
superior a 251 días	20	1.868.907	-	-	20	1.868.907
Total	763	271.819.406	-	-	763	271.819.406

Saldo al						
31-12-2015						
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\$
345	2	12	36.166	1.868.907	271.783.505	35.901
-	-	-	-	(1.493.698)	(1.549.192)	-
-	-	-	-	-	93.240.964	-
-	-	-	-	-	-	-
345	2	12	36.166	375.209	363.475.277	35.901

Saldo al						
31-12-2014						
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\$
77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	335.438.803	136.744.799
-	-	-	-	(2.043.025)	(2.321.357)	-
-	-	-	-	-	101.599.998	4.471.713
-	-	-	-	-	(1.310.436)	-
77.466	265.238	65.525	136.823	1.610.584	433.407.008	141.216.512

Saldo al					
31-12-2014					
Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$
395	458.160.599	-	-	395	458.160.599
150	6.649.258	-	-	150	6.649.258
98	2.333.183	-	-	98	2.333.183
50	613.491	-	-	50	613.491
49	228.410	-	-	49	228.410
34	77.466	-	-	34	77.466
58	265.238	-	-	58	265.238
7	65.525	-	-	7	65.525
6	136.823	-	-	6	136.823
122	3.653.609	-	-	122	3.653.609
969	472.183.602	-	-	969	472.183.602

b) Cartera protestada y en cobranza judicial

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al		Saldo al	
	31-12-2015		31-12-2014	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	-	-	5	186.025
Total	-	-	5	186.025

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

c) Provisiones y castigos

Provisiones y castigos	Saldo al		
	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Provisión cartera no repactada	371.558	748.748	(140.365)
Recuperos del ejercicio	-	-	(411.830)
Total	371.558	748.748	(552.195)

d) Número y monto de operaciones

Número y monto operaciones	Saldo al					
	31-12-2015		31-12-2014		31-12-2013	
	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
Provisión deterioro y recuperos:						
Número de operaciones	12	12	181	181	24	124
Monto de las operaciones M\$	371.558	371.558	748.748	748.748	(159.544)	(140.365)

Anexo 7.1

Detalle de información complementaria de cuentas comerciales

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

a) Estratificación de la cartera

Por antigüedad de los Cuentas comerciales

	Saldo al				
	31-12-2015				
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar					
Cuentas Comerciales Generación y Transmisión	268.755.089	1.110.952	199	11.659	175
- Grandes Clientes	268.735.520	1.110.952	199	11.659	175
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-
- Otros	19.569	-	-	-	-
Provision Deterioro	(55.494)	-	-	-	-
Servicios no facturados	169.489.606	-	-	-	-
Servicios facturados	99.265.483	1.110.952	199	11.659	175
Total Cuentas Comerciales Brutos	268.755.089	1.110.952	199	11.659	175
Total Provisión Deterioro	(55.494)	-	-	-	-
Total Cuentas Comerciales Netos	268.699.595	1.110.952	199	11.659	175

	Saldo al				
	31-12-2014				
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar					
Cuentas Comerciales Generación y Transmisión	321.415.800	6.649.258	2.333.183	613.491	228.410
- Grandes Clientes	288.234.785	6.649.258	2.333.183	563.008	228.410
- Clientes Institucionales	31.379.347	-	-	-	-
- Otros	1.801.668	-	-	50.483	-
Provision Deterioro	(278.332)	-	-	-	-
Servicios no facturados	194.575.599	-	-	-	-
Servicios facturados	126.840.201	6.649.258	2.333.183	613.491	228.410
Total Cuentas Comerciales Brutos	321.415.800	6.649.258	2.333.183	613.491	228.410
Total Provisión Deterioro	(278.332)	-	-	-	-
Total Cuentas Comerciales Netos	321.137.468	6.649.258	2.333.183	613.491	228.410

Saldo al						
31-12-2015						
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\$
345	2	12	36.166	1.868.906	271.783.505	35.901
345	2	12	36.166	1.868.906	271.763.936	-
-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	19.569	35.901
-	-	-	-	(1.493.698)	(1.549.192)	-
-	-	-	-	390.612	169.880.218	-
345	2	12	36.166	1.478.294	101.903.287	35.901
345	2	12	36.166	1.868.906	271.783.505	35.901
-	-	-	-	(1.493.698)	(1.549.192)	-
345	2	12	36.166	375.208	270.234.313	35.901

Saldo al						
31-12-2014						
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\$
77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	335.438.803	136.744.799
77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	302.207.305	-
-	-	-	-	-	31.379.347	136.744.799
-	-	-	-	-	1.852.151	-
-	-	-	-	(2.043.025)	(2.321.357)	-
-	-	-	-	-	194.575.599	-
77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	140.863.204	136.744.799
77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	335.438.803	136.744.799
-	-	-	-	(2.043.025)	(2.321.357)	-
77.466	265.238	65.525	136.823	1.610.584	333.117.446	136.744.799

Por tipo de cartera

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\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN					
Cartera no repactada	268.755.089	1.110.952	199	11.659	175
- Grandes Clientes	268.735.520	1.110.952	199	11.659	175
- Clientes Institucionales	-	-	-	-	-
- Otros	19.569	-	-	-	-
Total cartera bruta	268.755.089	1.110.952	199	11.659	175

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\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN					
Cartera no repactada	321.415.800	6.649.258	2.333.183	613.491	228.410
- Grandes Clientes	288.234.785	6.649.258	2.333.183	563.008	228.410
- Clientes Institucionales	31.379.347	-	-	-	-
- Otros	1.801.668	-	-	50.483	-
Total cartera bruta	321.415.800	6.649.258	2.333.183	613.491	228.410

Saldo al					
31-12-2015					
Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total cartera bruta M\$
345	2	12	36.166	1.868.906	271.783.505
345	2	12	36.166	1.868.906	271.763.936
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	19.569
345	2	12	36.166	1.868.906	271.783.505

Saldo al					
31-12-2014					
Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total cartera bruta M\$
77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	335.438.803
77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	302.207.305
-	-	-	-	-	31.379.347
-	-	-	-	-	1.852.151
77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	335.438.803

Anexo 7.2

Estimaciones de ventas y compras de energía, potencia y peajes

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

País	Colombia				Perú			
	31-12-2015		31-12-2014		31-12-2015		31-12-2014	
BALANCE	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	-	-	7.786.508	-	-	-	5.368.119	1.066.736
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	-	40.601.712	-	-	-	17.278.485	3.882.644
Operaciones discontinuadas	50.383.731	-	-	-	28.793.710	6.819.173	-	-
Total Activo estimado	50.383.731	-	48.388.220	-	28.793.710	6.819.173	22.646.604	4.949.380
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	-	-	7.649.456	-	-	-	1.154.319	2.732.796
Operaciones discontinuadas	-	5.255.942	-	-	1.176.124	3.590.591	-	-
Total Pasivo estimado	-	5.255.942	7.649.456	-	1.176.124	3.590.591	1.154.319	2.732.796

País	Chile					
	31-12-2015		31-12-2014		31-12-2013	
RESULTADO	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Venta Energía	157.835.850	34.204.368	121.647.612	626.278	82.716.227	17.687.766
Compra de Energía	28.630.375	43.067.797	26.351.205	15.957.699	24.912.420	42.065.844

Argentina				Chile				Total			
31-12-2015		31-12-2014		31-12-2015		31-12-2014		31-12-2015		31-12-2014	
Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
-	-	-	-	34.406.648	5.631.953	30.645.060	5.030.017	34.406.648	5.631.953	43.799.687	6.096.753
-	-	4.480.943	2.247.911	123.429.202	28.572.415	88.822.807	10.403.137	123.429.202	28.572.415	151.183.947	16.533.692
3.800.557	114.662	-	-	-	-	-	-	82.977.998	6.933.835	-	-
3.800.557	114.662	4.480.943	2.247.911	157.835.850	34.204.368	119.467.867	15.433.154	240.813.848	41.138.203	194.983.634	22.630.445
-	-	-	-	3.685.869	5.400.614	10.284.266	-	3.685.869	5.400.614	10.284.266	-
-	-	600.929	6.529	24.944.506	37.803.719	44.165.832	3.334.071	24.944.506	37.803.719	53.570.536	6.073.396
4.875.237	148.113	-	-	-	-	-	-	6.051.361	8.994.646	-	-
4.875.237	148.113	600.929	6.529	28.630.375	43.204.333	54.450.098	3.334.071	34.681.736	52.198.979	63.854.802	6.073.396

Total					
31-12-2015		31-12-2014		31-12-2013	
Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
157.835.850	34.204.368	121.647.612	626.278	82.716.227	17.687.766
28.630.375	43.067.797	26.351.205	15.957.699	24.912.420	42.065.844

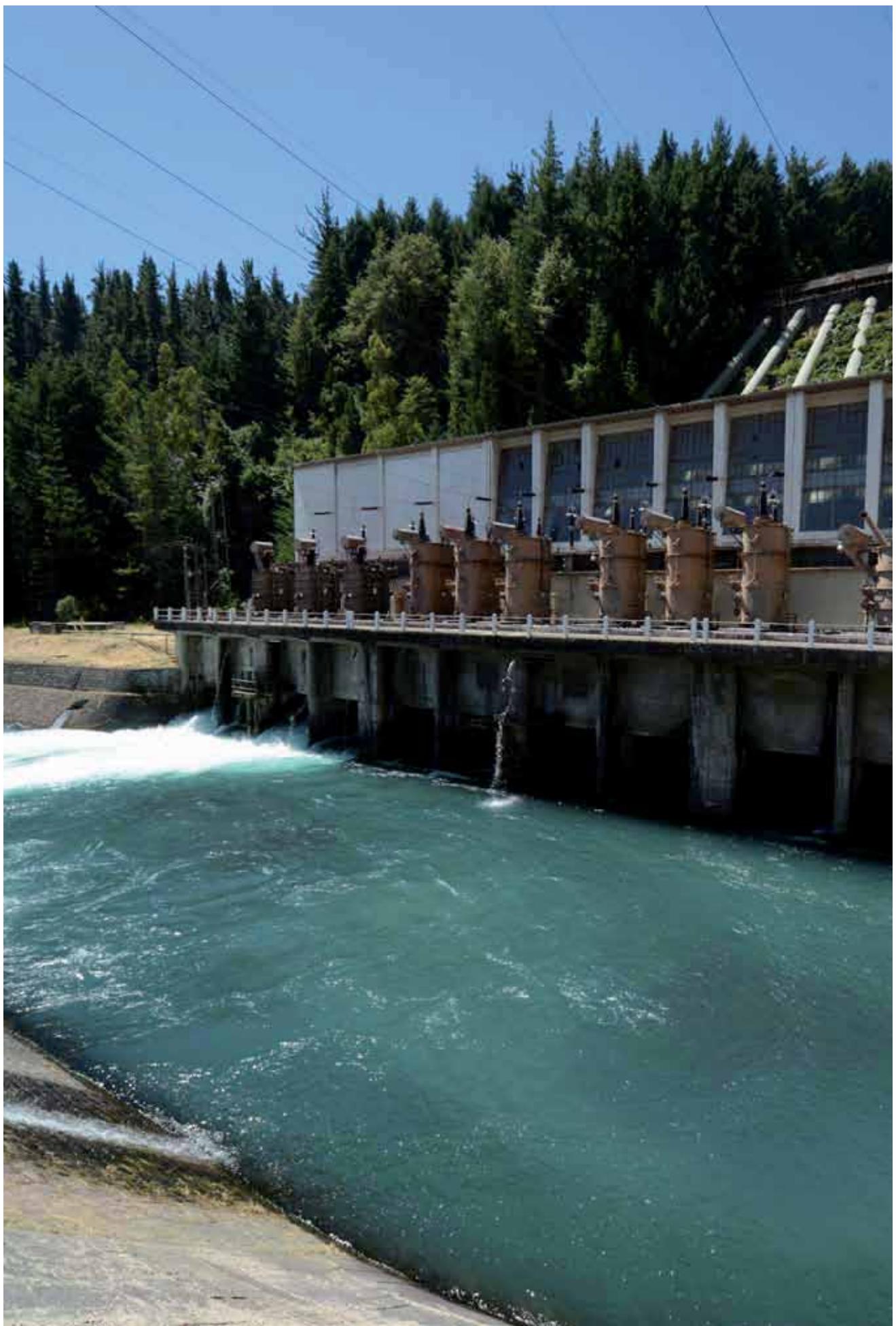
Anexo 8

Detalle vencimiento de proveedores

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

Proveedores con pagos al día	Saldo al				Saldo al			
	31-12-2015				31-12-2014			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	-	122.490.300	-	122.490.300	-	99.765.926	-	99.765.926
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	6.067.846	-	6.067.846
Total		- 122.490.300		- 122.490.300		- 105.833.772		- 105.833.772

Proveedores con plazos vencidos	Saldo al				Saldo al			
	31-12-2015				31-12-2014			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Más de 180 días	-	-	-	-	-	1.137.018	-	1.137.018
Total		-	-	-		1.137.018		1.137.018



Análisis Razonado Estados Financieros Consolidados





Análisis Razonado

Estados Financieros Consolidados de Endesa Chile

Resumen

El beneficio neto atribuible a los accionistas de Endesa Chile, incluyendo actividades discontinuadas, aumentó un 17% al totalizar Ch\$ 392.868 millones a diciembre de 2015. Este crecimiento se debió en gran medida a los mejores resultados operacionales obtenidos principalmente en Chile y Argentina.

La generación neta de energía incluyendo actividades discontinuadas aumentó un 4% hasta los 51.622 GWh, como consecuencia de la mayor generación térmica (+ 1.109 GWh), principalmente en ciclos combinados en Argentina y mayor generación con carbón en Colombia. Adicionalmente, la generación hidroeléctrica creció un 2% (+ 698 GWh), principalmente en Argentina y Chile.

Las ventas físicas incluyendo actividades discontinuadas crecieron un 8% (+ 4.354 GWh) alcanzando 61.046 GWh, debido en gran medida a mayores ventas a clientes regulados, fundamentalmente en Chile y Colombia, y a mayores ventas al mercado spot principalmente en Argentina y Chile.

Los ingresos operacionales incluyendo operaciones discontinuadas se incrementaron en un 16% alcanzando Ch\$ 2.846.926 millones, fundamentalmente como consecuencia de mayores precios medios de venta de energía en Chile, mayores ventas físicas en Chile, Argentina y Colombia, y de mayores ingresos por Ch\$ 69.941 millones aportados por GasAtacama, sociedad cuyos resultados se consolidan desde mayo de 2014.

Los costos de aprovisionamiento y servicios incluyendo operaciones discontinuadas aumentaron un 22%, alcanzando Ch\$ 1.362.638 millones, principalmente como consecuencia de los mayores costos por compras de energía y por consumo de combustibles, ambos principalmente en Chile y Colombia.

Como resultado de los factores mencionados previamente, el EBITDA consolidado incluyendo operaciones discontinuadas creció un 9% a diciembre de 2015, totalizando Ch\$ 1.191.661 millones.

El resultado financiero incluyendo operaciones discontinuadas registró un gasto de Ch\$ 46.565 millones, disminuyendo un 32% respecto a diciembre de 2014, debido en gran parte a un mayor ingreso por diferencia de cambio en Argentina.

El resultado de inversiones en empresas asociadas incluyendo operaciones discontinuadas se quintuplicó al alcanzar Ch\$ 47.585 millones, producto principalmente de la provisión de deterioro en HidroAysén contabilizada en diciembre de 2014.

Bocamina II reinició sus operaciones el 1° de julio de 2015, luego de que Endesa Chile obtuviera los permisos necesarios para su reactivación comercial durante el primer semestre de este año.

El Quimbo inició su operación comercial el 16 de noviembre de 2015, aportando 159 GWh durante el año 2015.

■ Resumen Financiero

La deuda consolidada incluyendo operaciones discontinuadas disminuyó con respecto a diciembre 2014 en US\$ 440 millones, quedando en diciembre 2015 en US\$ 3.065 millones. La deuda de Chile, correspondiente a las actividades continuadas, disminuyó con respecto a diciembre 2014 en US\$ 75 millones, quedando en diciembre 2015 en US\$ 1.525 millones.

La tasa de interés promedio, importante factor de costos, de la compañía, incluyendo operaciones discontinuadas, disminuyó con respecto a diciembre 2014 en 0,4%, quedando en 6,9%. Esta variación se debió principalmente a mejores condiciones de tasas en la deuda tomada en pesos argentinos y en UF contrarrestado con peores condiciones de las tasas en pesos colombianos y pesos chilenos.

La tasa de interés promedio de Chile disminuyó con respecto a diciembre 2014 en 1,7%, quedando en 5,3%. Esta variación se debió principalmente a mejores condiciones de tasas en la deuda tomada en dólares y en UF.

La cobertura de gastos financieros de la empresa consolidada incluyendo actividades discontinuadas aumentó de 6,7 a 11,2 veces producto de un aumento del EBITDA.

La cobertura de gastos financieros de Chile, disminuyó levemente de 4,64 a 4,51 veces principalmente producto de un mayor gasto por diferencias de cambio a diciembre de 2015.

La liquidez de la empresa consolidada incluyendo actividades discontinuadas, un factor clave para nuestra administración financiera, sigue estando en una posición sólida:

- > Líneas de crédito comprometidas consolidadas: US\$ 316 millones.
- > Líneas de crédito no comprometidas consolidadas: US\$ 300 millones.
- > Caja y caja equivalente a nivel consolidado: US\$ 211 millones.

La liquidez de la empresa continuadora, un factor clave para nuestra administración financiera, sigue estando en una posición sólida:

- > Líneas de crédito comprometidas consolidadas: US\$ 286 millones.
- > Líneas de crédito no comprometidas consolidadas: US\$ 159 millones.
- > Caja y caja equivalente a nivel consolidado: US\$ 72 millones.

I. ANALISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

INFORMACION RELEVANTE:

Con fecha 18 de diciembre de 2015, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Endesa Chile resolvió aprobar la división de la Compañía, sujeta al cumplimiento de ciertas condiciones suspensivas. Producto de la división de Endesa Chile surgiría una nueva sociedad anónima abierta que se denominaría Endesa Américas S.A., a la cual le serían asignadas las participaciones societarias y activos y pasivos asociados a Endesa Chile fuera de Chile.

Con fecha 1 de marzo de 2016, habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Endesa Chile y desde esa misma fecha comenzó a existir la compañía Endesa Américas S.A.

En consideración a lo anterior y de acuerdo a lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera, al 31 de diciembre de 2015 todos los activos y pasivos relacionados con el negocio de generación fuera de Chile se han considerado como “mantenidos para distribuir a los propietarios”, habiéndose procedido a reclasificar sus saldos en balance.

Por otra parte, todos los ingresos y gastos correspondientes a los negocios de generación fuera de Chile, al considerarse operaciones discontinuadas, se presentan en el rubro “Ganancias (pérdidas) procedentes de operaciones discontinuadas” del estado de resultados integrales consolidado.

A efectos comparativos, este esquema de presentación se ha aplicado también a los resultados correspondientes a los ejercicios 2014 y 2013, con lo cual se han re-expresado los estado de resultados integrales consolidados aprobados anteriormente.

Para mayor información, ver nota 4.1. de los estados financieros consolidados de Endesa Chile al 31 de diciembre de 2015.

1. Análisis del Estado de Resultados

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Endesa Chile al cierre de diciembre de 2015 fue una utilidad de Ch\$ 392.868 millones, comparado con los Ch\$ 334.557 millones de utilidad registrados en el ejercicio anterior, representando un aumento de 17%.

A continuación se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados de las actividades continuadas y un comparativo incluyendo las actividades discontinuadas al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (millones de Ch\$)	dic-15	dic-14	Variación dic 15-dic 14	% Variación dic 15-dic 14
INGRESOS	1.543.810	1.230.975	312.835	25%
Ventas	1.539.978	1.209.797	330.181	27%
Otros ingresos de explotación	3.832	21.178	(17.346)	(82%)
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(880.891)	(750.217)	(130.674)	17%
Compra de energía	(320.732)	(288.443)	(32.289)	11%
Consumo de combustibles	(327.503)	(305.479)	(22.024)	7%
Gastos de transporte y otros servicios	(179.691)	(142.831)	(36.860)	26%
Otros aprovisionamientos y servicios	(52.965)	(13.464)	(39.501)	293%
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	662.919	480.758	182.161	38%
Trabajos para el inmovilizado	15.251	16.466	(1.215)	(7%)
Gastos de personal	(70.969)	(64.860)	(6.109)	9%
Otros gastos fijos de explotación	(90.340)	(66.335)	(24.005)	36%
RESULTADO BRUTO DE EXPLORACIÓN (EBITDA)	516.861	366.029	150.832	41%
Depreciación y amortización	(124.836)	(101.305)	(23.531)	23%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones), Neto	9.794	(12.462)	22.256	179%
RESULTADO DE EXPLORACIÓN	401.819	252.262	149.557	59%
RESULTADO FINANCIERO	(114.252)	(77.345)	(36.907)	48%
Ingresos financieros	235	1.586	(1.351)	(85%)
Gastos financieros	(64.207)	(71.617)	7.410	(10%)
Resultados por unidades de reajuste	3.600	13.926	(10.326)	(74%)
Diferencias de cambio	(53.880)	(21.240)	(32.640)	154%
OTROS RESULTADOS DISTINTOS DE LA OPERACIÓN	12.920	(11.762)	24.682	210%
Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación	8.905	(54.413)	63.318	116%
Resultados de otras inversiones	4.309	42.651	(38.342)	(90%)
Resultados en ventas de activo	(294)	-	(294)	(100%)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	300.487	163.155	137.332	84%
Impuesto sobre sociedades	(76.656)	(34.098)	(42.558)	125%
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	223.831	129.057	94.774	73%
Ganancia (Pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto	411.190	489.916	(78.726)	(16%)
RESULTADO DEL EJERCICIO	635.021	618.973	16.048	3%
 Resultado del ejercicio	 635.021	 618.973	 16.048	 3%
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	392.868	334.557	58.311	17%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	242.153	284.416	(42.263)	(15%)
 Ganancia por acción básica en operaciones continuadas	 \$ / acción	 25,89	 13,95	
Ganancia por acción básica en operaciones discontinuadas	\$ / acción	22,01	26,84	
Ganancia por acción básica	\$ / acción	47,90	40,79	
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación (en miles)	Miles	8.201.754,58	8.201.754,58	

A continuación se presenta información pro-forma comparativa de cada ítem del estado de resultados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, considerando como si la discontinuación de operaciones no se hubiere realizado:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (millones de Ch\$)	dic-15	dic-14	Variación dic 15-dic 14	% Variación dic 15-dic 14
INGRESOS	2.846.925	2.446.534	400.391	16%
Ventas	2.778.444	2.364.211	414.233	18%
Otros ingresos de explotación	68.481	82.323	(13.842)	(17%)
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(1.362.638)	(1.119.457)	(243.181)	22%
Compra de energía	(502.374)	(396.791)	(105.583)	27%
Consumo de combustibles	(468.049)	(406.234)	(61.815)	15%
Gastos de transporte y otros servicios	(283.893)	(246.384)	(37.509)	15%
Otros aprovisionamientos y servicios	(108.322)	(70.048)	(38.274)	55%
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	1.484.287	1.327.077	157.210	12%
Trabajos para el inmovilizado	27.189	29.170	(1.981)	(7%)
Gastos de personal	(156.198)	(134.905)	(21.293)	16%
Otros gastos fijos de explotación	(163.617)	(126.361)	(37.256)	29%
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	1.191.661	1.094.981	96.680	9%
Depreciación y amortización	(233.242)	(205.141)	(28.101)	14%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones), Neto	4.981	(14.519)	19.500	134%
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	963.400	875.321	88.079	10%
RESULTADO FINANCIERO	(46.565)	(68.783)	22.218	(32%)
Ingresos financieros	59.535	95.553	(36.018)	(38%)
Gastos financieros	(152.001)	(136.829)	(15.172)	11%
Resultados por unidades de reajuste	3.600	13.926	(10.326)	(74%)
Diferencias de cambio	42.301	(41.433)	83.734	(202%)
OTROS RESULTADOS DISTINTOS DE LA OPERACIÓN	51.091	50.587	504	(1%)
Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación	47.585	7.185	40.400	562%
Resultados de otras inversiones	4.309	43.320	(39.011)	(90%)
Resultados en ventas de activo	(803)	82	(885)	(1079%)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	967.926	857.125	110.801	13%
Impuesto sobre sociedades	(332.905)	(238.152)	(94.753)	40%
RESULTADO DEL EJERCICIO	635.021	618.973	16.048	3%
Resultado del ejercicio	635.021	618.973	16.048	3%
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	392.868	334.557	58.311	17%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	242.153	284.416	(42.263)	(15%)
Utilidad por Acción \$	47,90	40,79	7,11	17%

Resultado de explotación

El resultado de explotación obtenido al 31 de diciembre de 2015 de las actividades continuadas fue de Ch\$ 401.819 millones, un 59% mayor respecto de los Ch\$ 252.262 millones registrados en el ejercicio anterior. El resultado de explotación que incluye las actividades discontinuadas alcanzó a los Ch\$ 963.400 millones, un 10% mayor respecto a los Ch\$ 875.321 millones registrados en el ejercicio anterior.

El resultado de explotación, distinguiendo las operaciones continuadas y discontinuadas, se presenta en el siguiente cuadro comparativo entre ambos años:

PAÍS (Millones Ch\$)	Continuadas				Discontinuadas				Totales			
	Chile		Chile		Argentina		Colombia		Perú			
	dic-15	dic-14	dic-15	dic-14	dic-15	dic-14	dic-15	dic-14	dic-15	dic-14	dic-15	dic-14
Ingresos de explotación	1.543.810	1.230.975	4.082	5.161	140.399	105.265	778.756	753.373	382.453	353.795	2.846.925	2.446.534
% s/consolidado	54%	50%	0%	0%	6%	4%	27%	31%	13%	15%	100%	100%
Costos de explotación	(1.141.991)	(978.713)	(2.306)	(749)	(93.115)	(77.310)	(405.891)	(303.840)	(242.797)	(212.636)	(1.883.525)	(1.571.213)
% s/consolidado	61,00%	62,00%	0,12%	0,05%	5,00%	5,00%	22,00%	19,00%	12,00%	14,00%	100%	100%
Resultado operacional	401.819	252.262	1.776	4.412	47.284	27.955	372.865	449.533	139.656	141.159	963.400	875.321

Los ingresos, costos y resultados de explotación, distinguiendo las operaciones continuadas y discontinuadas, para los ejercicios terminados al 31 de diciembre 2015 y 2014, se muestran a continuación:

Millones Ch\$	2015				2014		
	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación	
Costanera	100.857	(80.485)	20.372	75.194	(61.492)	13.702	
Chocón	40.005	(12.996)	27.009	30.173	(15.836)	14.337	
Vehículos de inversión en Argentina y ajustes de consolidación	(463)	366	(97)	(102)	18	(84)	
Edegel	343.762	(227.168)	116.594	319.347	(197.692)	121.655	
Vehículos de inversión en Perú y ajustes de consolidación	38.691	(15.629)	23.062	34.448	(14.944)	19.504	
Emgesa	778.768	(405.940)	372.828	753.385	(303.895)	449.490	
Vehículos de inversión en Colombia y ajustes de consolidación	(12)	49	37	(12)	55	43	
Ajustes de Consolidación filiales extranjeras	(2.575)	2.575	-	(2.035)	2.035	-	
Endesa Chile Operaciones Discontinuadas	4.082	(2.306)	1.776	4.082	(2.306)	1.776	
Endesa Chile Operaciones Continuadas	1.543.810	(1.141.991)	401.819	1.232.054	(977.156)	254.898	
Total Consolidado	2.846.925	(1.883.525)	963.400	2.446.534	(1.571.213)	875.321	

La venta de energía por país explotación incluyendo las actividades discontinuadas de Endesa Chile y filiales, para los períodos terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2015, se muestran a continuación:

Detalle ventas de energía

PAÍS (Millones Ch\$)	Chile				Argentina		Colombia		Perú		Totales	
	dic-15	dic-14	dic-15	dic-14	dic-15	dic-14	dic-15	dic-14	dic-15	dic-14	dic-15	dic-14
Clientes Regulados	1.067.435	760.297	-	-	-	-	-	180.479	166.629	1.247.914	926.926	
Clientes No Regulados	264.113	274.938	5.953	9.262	545.157	532.364	113.538	116.580	928.762	933.144		
Ventas de Mercado Spot	140.340	98.451	53.095	23.773	217.123	211.285	8.792	2.049	419.350	335.558		
Otros Clientes	2.930	22.120	28.083	18.713	-	-	10.831	4.767	41.844	45.600		
Total Ventas de Energía	1.474.818	1.155.805	87.131	51.749	762.281	743.649	313.639	290.025	2.637.869	2.241.228		

Análisis por País

Chile

Las operaciones en Chile registraron un aumento de 59% en el resultado de explotación al totalizar Ch\$ 401.819 millones, en tanto que el EBITDA aumentó en Ch\$ 150.832 millones al alcanzar los Ch\$ 516.861 millones en diciembre de 2015. Estos mejores resultados del negocio en Chile fueron consecuencia de mayores ingresos de explotación por Ch\$ 312.835 millones debido principalmente a una mayor venta física (+ 2.402 GWh), mejores precios promedio de venta de energía (+ US\$ 3/MWH) y a mayores ingresos por Ch\$ 69.941 millones aportados por GasAtacama, sociedad cuyos resultados son consolidados desde mayo de 2014.

Lo anterior fue parcialmente compensado por mayor compra de energía por Ch\$ 32.289 millones, debido a mayores compras físicas (+2.171 GWh), mayor costo por consumo de combustible por Ch\$ 22.024 millones explicado principalmente por GasAtacama por Ch\$ 46.733 millones, mayor gasto de otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$ 39.501 millones, debido en gran parte a los costos relacionados con el acuerdo firmado con AES Gener que permite utilizar el GNL disponible de Endesa en el ciclo combinado de Nueva Renca por Ch\$ 23.739 millones y a mayores costos por compra y transporte de agua para la operación de la Central San Isidro por Ch\$ 9.441 millones y a un mayor otros gastos fijos de explotación por Ch\$ 24.005 millones el que incluye Ch\$ 2.707 millones del castigo de ciertos activos relacionados al proyecto Neltume. Mayor depreciación por Ch\$ 23.531 millones, producto fundamentalmente de mayores activaciones efectuadas en el segundo semestre de 2014 en San Isidro II, Bocamina II y Tal Tal, compensado por el reverso de deterioro en Celta por Ch\$ 12.578 millones.

Argentina

El resultado de explotación en Argentina aumentó en Ch\$ 19.328 millones durante el presente ejercicio, llegando a Ch\$ 47.284 millones, en tanto que el EBITDA alcanzó los Ch\$ 70.327 millones en diciembre de 2015, comparado con los Ch\$ 45.626 millones del ejercicio anterior.

El resultado de explotación de Costanera alcanzó los Ch\$ 20.372 millones, mayor en Ch\$ 6.671 millones respecto de igual período del año anterior como consecuencia de mayores ingresos de explotación por Ch\$ 25.663 millones, debido principalmente a mayores ventas físicas de energía (+ 1.117 GWh) producto a un mayor despacho térmico y de mejores tarifas asociadas a la Resolución 482. Lo anterior se encuentra parcialmente compensado por mayores costos de explotación por Ch\$ 18.992 millones, principalmente por mayores gastos de personal por Ch\$ 11.598 millones asociados en gran medida a reajustes salariales y otros beneficios y por mayores gastos por depreciación y deterioro por Ch\$ 5.314 millones producto de nuevas activaciones.

El resultado de explotación de El Chocón alcanzó los Ch\$ 27.009 millones, superior en un 88% respecto a diciembre de 2014, producto de mayores ingresos de explotación por Ch\$ 9.831 millones, debido a mayores ventas físicas (+ 409 GWh) producto de las mejores condiciones hidrológicas y de mejores tarifas asociadas a la Resolución 482, unido a un menor costo por compra de energía por Ch\$ 943 millones, menor gasto de transporte por Ch\$ 1.236 millones y un menor gasto en otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$ 1.673 millones, compensado en parte, con mayores gastos de personal por Ch\$ 1.160 millones.

El efecto de convertir los estados financieros desde el peso argentino al peso chileno en ambos períodos, produce un aumento en pesos chilenos de un 0,8% a diciembre de 2015 respecto de diciembre de 2014.

Colombia

El resultado de explotación en Colombia disminuyó en Ch\$ 76.668 millones a diciembre de 2015, llegando a Ch\$ 372.865 millones, en tanto que el EBITDA alcanzó Ch\$ 412.103 millones, disminuyendo en 17% respecto de diciembre de 2014.

Si bien los ingresos de explotación aumentaron en Ch\$ 25.383 millones producto de mayores ventas físicas (+ 1.113 GWh) principalmente a clientes regulados, y de un mayor precio de venta en Bolsa, el resultado de explotación se vio afectado fundamentalmente por el efecto de conversión del peso colombiano al peso chileno por Ch\$ 122.712 millones. Adicionalmente, se registraron mayores compras de energía por Ch\$ 81.968 millones, un mayor consumo de combustible por Ch\$ 29.972 millones debido a la mayor generación térmica, mayores otros gastos fijos de explotación por Ch\$ 5.099 millones principalmente por reconocimiento del impuesto a la riqueza decretado por el gobierno colombiano por Ch\$ 8.464 millones, compensado en parte por menores gastos de transporte por Ch\$ 4.176 millones y menores gastos de aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$ 6.537 millones.

El efecto de convertir los estados financieros desde el peso colombiano al peso chileno en ambos períodos, produce una disminución en pesos chilenos de un 16,5% a diciembre de 2015 respecto de diciembre de 2014.

Perú

El resultado de explotación mostró una leve disminución de un 1% al totalizar Ch\$ 139.656 millones en diciembre de 2015 comparado con los Ch\$ 141.158 millones en diciembre de 2014. El EBITDA o resultado bruto de explotación, aumentó en un 3% al totalizar Ch\$ 190.594 millones.

Los mejores resultados obtenidos por las operaciones en Perú corresponden a un mayor ingreso de explotación por Ch\$ 28.658 millones, consecuencia principalmente de la depreciación del sol peruano respecto del dólar estadounidense y el peso chileno, y de una menor compra de energía por Ch\$ 5.199 millones, compensado en parte por un menor volumen de ventas de energía (- 687 GWh) principalmente a clientes regulados.

Lo anterior fue parcialmente compensado por menores otros ingresos de explotación por Ch\$ 6.883 millones, en gran medida por la indemnización de siniestros y seguros turbina T-G7 Central Santa Rosa ocurrido en 2014, mayor consumo de combustible por Ch\$ 9.521 millones, mayor gasto de transporte por Ch\$ 5.816 millones, mayor costo por otros aprovisionamientos y servicios por Ch\$ 7.174 millones, mayor otros gastos fijos de explotación por Ch\$ 3.667 millones y un mayor gasto por depreciación y deterioro por Ch\$ 7.333 millones.

El efecto de convertir los estados financieros desde el sol peruano al peso chileno en ambos períodos, produce un aumento en pesos chilenos de un 2,4% a diciembre de 2015 respecto de diciembre de 2014.

Resultado no operacional

A continuación se presenta un resumen del resultado no operacional al 31 de diciembre de 2015 y 2014, considerando como si la discontinuación de operaciones anteriormente indicadas no se hubiere realizado:

	dic-15	dic-14	Variación dic 15-dic 14	% Variación dic 15-dic 14
RESULTADO FINANCIERO	(46.565)	(68.783)	22.218	(32%)
Ingresos financieros	59.535	95.553	(36.018)	(38%)
Gastos financieros	(152.001)	(136.829)	(15.172)	11%
Resultados por unidades de reajuste	3.600	13.926	(10.326)	(74%)
Diferencias de cambio	42.301	(41.433)	83.734	(202%)
OTROS RESULTADOS DISTINTOS DE LA OPERACIÓN	51.091	50.587	504	(1%)
Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación	47.585	7.185	40.400	562%
Resultados de otras inversiones	4.309	43.320	(39.011)	(90%)
Resultados en ventas de activo	(803)	82	(885)	(1079%)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	967.926	857.125	110.801	13%
Impuesto sobre sociedades	(332.905)	(238.152)	(94.753)	40%
RESULTADO DEL EJERCICIO	635.021	618.973	16.048	3%
Ganancia (Pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto	-	-	-	0%
Resultado del ejercicio	635.021	618.973	16.048	3%

Resultado Financiero

El resultado financiero alcanzó una pérdida de Ch\$ 46.565 millones, disminuyendo en un 32% respecto a 2014 que alcanzó una pérdida de Ch\$ 68.783 millones. Lo anterior está principalmente explicado por:

Menores ingresos financieros por Ch\$ 36.018 millones debido principalmente a la restructuración de la deuda Mitsubishi en nuestra filial Endesa Costanera ocurrida en 2014 por Ch\$ 84.535 millones, compensado por mayores ingresos por cuentas por cobrar a VOSA por Ch\$ 41.603 millones.

Mayores gastos financieros por Ch\$ 15.172 millones, principalmente en Endesa Costanera por mayor deuda con CAMMESA por Ch\$ 14.800 millones.

Menor utilidad por unidades de reajuste por Ch\$ 10.326 millones principalmente por los menores efectos de las deudas financieras en U.F que posee Endesa Chile.

Menores gastos por diferencias de cambio por Ch\$ 83.734 millones, principalmente por diferencias de cambio positivas por dolarización de las cuentas por cobrar a VOSA por Ch\$ 124.800 millones y por menores efectos en Endesa Costanera por Ch\$ 5.260 millones debido a menor deuda en dólares respecto del período 2014. Todo anterior parcialmente compensado principalmente con las mayores diferencias de cambio de la deuda en moneda extranjera y derivados en Endesa Chile.

Resultado en venta de activos y otras inversiones

El resultado de otras inversiones alcanzó un ingreso de Ch\$ 4.309 millones, disminuyendo un 90% respecto de diciembre de 2014 que alcanzó Ch\$ 43.319 millones , explicado principalmente por la revalorización de la participación pre-existente que Endesa Chile poseía antes de la compra del 50% adicional de GasAtacama y al reconocimiento de las diferencias de conversión acumuladas en dicha inversión a la fecha de toma de control, parcialmente compensado por el resultado de la venta de nuestra filial Túnel El Melón S.A. por Ch\$ 4.207 millones, concretado en enero de 2015.

Resultado de sociedades contabilizadas por método de la participación

El mejor resultado de Ch\$ 40.400 millones corresponde principalmente al deterioro del Proyecto Hidroaysén por Ch\$ 69.066 millones efectuada en 2014 , como consecuencia de la incertidumbre sobre la recuperabilidad de la inversión, compensado por una menor utilidad en Enel Brasil por Ch\$ 25.708 millones.

Impuesto sobre Sociedades

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades presenta un mayor gasto de Ch\$ 94.753 millones que se explica principalmente por mayores gastos en Endesa Chile por Ch\$ 42.558 millones principalmente por mejores resultados financieros respecto del año anterior y efecto de tipo de cambio en las inversiones extranjeras en Chile, en Empresa Hidroélectrica Chocón por Ch\$ 53.119 millones producto de mejores resultados financieros respecto del año anterior por dolarización de VOSA.

2. Análisis del Estado de Situación Financiera

Activos (millones de Ch\$)	dic-15 SVS	dic-15 Inc. Act. Disc.	dic-14	Variación dic 15-dic 14	% Variación dic 15-dic 14
Activos Corrientes	522.855	917.904	1.038.058	(120.154)	(12%)
Activos No Corrientes	2.866.209	6.630.866	6.199.614	161.252	3%
Operaciones Discontinuadas	3.889.706	-	-	-	-
Total Activos	7.278.770	7.278.770	7.237.672	41.098	1%

Los Activos Totales de la compañía, incluidos aquellos mantenidos para distribuir a los propietarios, presentan a diciembre de 2015 un aumento de Ch\$ 41.098 millones respecto de diciembre de 2014, que se debe principalmente a:

Los Activos No Corrientes presentan un aumento de Ch\$ 161.252 millones, equivalentes a un 3%, que se explica principalmente por:

- > Aumento de Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por Ch\$ 89.644 millones que corresponde principalmente a la dolarización de las cuentas a cobrar al regulador argentino por la construcción de la Central de Vuelta Obligado (VOSA) en Endesa Costanera y Hidroeléctrica El Chocón, neto del efecto de conversión.
- > Aumento de Propiedades, plantas y equipos por Ch\$ 162.879 millones que corresponde principalmente a las nuevas inversiones del período por Ch\$ 615.819 millones y otros movimientos por Ch\$ 23.857 millones principalmente por provisiones de desmantelamiento parcialmente compensado por la depreciación y deterioro del período por Ch\$ 219.691 millones, los efectos de conversión desde las distintas monedas funcionales de las sociedades por Ch\$ 253.288 millones y otras bajas por Ch\$ 3.818 millones.
- > Disminución en Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación por Ch\$ 89.166 millones, originado principalmente por Enel Brasil por Ch\$ 94.694 millones, producto de la diferencia negativa de conversión de Ch\$ 112.807 millones y dividendos declarados por Ch\$ 16.469 millones, compensado por la utilidad del ejercicio por Ch\$ 36.474 millones.

Los Activos Corrientes presentan una disminución de Ch\$ 120.154 millones, equivalentes a un 12%, que se explica principalmente por:

Disminución en Efectivo y equivalentes al efectivo por Ch\$ 186.890 millones, principalmente en Emgesa por Ch\$ 157.624 millones, por pagos a proveedores, dividendos, impuesto a la riqueza y pago de bonos neto de recaudación y en Edegel por Ch\$ 24.277 millones por pago de proveedores, impuestos, dividendos y deuda financiera.

- > Disminución en Otros activos no financieros corrientes por Ch\$ 26.241 millones, principalmente en Endesa Chile y Edegel por Ch\$ 20.824 millones por reclasificaciones al rubro de cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes de los anticipos a proveedores y por los efectos de conversión de las distintas monedas funcionales de las sociedades.

- > Disminución en Activos por impuestos corrientes por Ch\$ 32.433 millones, principalmente en Celta por Ch\$ 8.144 millones que corresponde a una devolución de crédito fiscal en el presente ejercicio. En Endesa disminución de Ch\$ 25.525 millones, principalmente por menores impuestos por recuperar por CH\$ 10.270 millones y reclasificación de a impuestos diferidos de Tax credit por Ch\$ 10.000 millones.
- > Disminución de Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta por Ch\$ 7.979 millones, corresponde a los activos de Túnel el Melón, sociedad vendida en Enero de 2015.

Lo anterior se compensa parcialmente por un aumento en Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar por Ch\$ 129.208 millones, principalmente por concepto de deudores por venta de energía, peajes y combustibles en Endesa Chile, Chocón, Edegel y Emgesa.

Pasivos (millones de Ch\$)	dic-15 SVS	dic-15 Inc. Act. Disc.	dic-14	Variación dic 15-dic 14	% Variación dic 15-dic 14
Pasivos Corrientes	676.092	1.351.096	1.392.738	(41.642)	(3%)
Pasivos No Corrientes	1.207.004	2.383.784	2.321.048	62.736	3%
Operaciones Discontinuadas	1.851.784	-	-	-	-
Patrimonio Neto	3.543.890	3.543.890	3.523.886	20.004	1%
Dominante	2.648.190	2.648.190	2.700.280	(52.090)	(2%)
Minoritario	895.700	895.700	823.606	72.094	9%
Total Patrimonio Neto y Pasivos	7.278.770	7.278.770	7.237.672	41.098	1%

Los Pasivos Totales de la compañía, incluidos aquellos mantenidos para distribuir a los propietarios, presentan un aumento de Ch\$ 41.098 millones respecto de diciembre de 2014, que se debe principalmente a:

Los Pasivos No Corrientes presentan un aumento de Ch\$ 62.736 millones, equivalentes a un 3%, que se explica principalmente por:

- > Aumento de Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes por Ch\$ 41.638 millones explicado principalmente por Costanera y Chocón por deuda con Cammesa para planes de inversiones extraordinarias.
- > Aumento de Otras provisiones no corrientes por Ch\$ 58.324 millones, principalmente por aumento de provisión de desmantelamiento por Ch\$ 32.365 millones en Bocamina II, San Isidro y Central Quinteros, en Emgesa por Ch\$ 33.658 millones por provisiones pasivos medioambientales y obligaciones futuras comunidades rurales, compensado con efectos de conversión de las distintas monedas funcionales de las sociedades.

Lo anterior se compensa parcialmente por una disminución de Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes por Ch\$ 6.642 millones, principalmente por los efectos de conversión de las distintas monedas funcionales de las sociedades neto de las actualizaciones actuariales del año 2015 y por una disminución en los pasivos por impuestos diferidos por Ch\$ 8.832 millones.

Los Pasivos Corrientes presentan una disminución de Ch\$ 41.642 millones, equivalentes a un 3%, que se explica principalmente por:

- > Disminución en pasivos financieros corrientes por Ch\$ 41.819 millones, principalmente en Endesa Chile por Ch\$ 118.025 millones por pago de Yankee Bonds, compensado por un aumento en Emgesa por Ch\$ 44.738 millones por préstamos bancarios, neto de pagos de deuda por bonos y aumento en Edegel por Ch\$ 29.864 millones por traspaso desde el largo plazo préstamos bancarios y bonos neto de pagos.
- > Disminución en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar por Ch\$ 73.978 millones, principalmente en Endesa Chile, Emgesa y Edegel por el pago de dividendos, pago a proveedores por compra de energía y combustibles y efectos de conversión de las distintas monedas funcionales de las sociedades.

Lo anterior se compensa parcialmente por un aumento en Cuentas por pagar a entidades relacionadas por Ch\$ 68.184 millones, principalmente por transacciones entre Endesa Chile y Enersis por préstamo estructurado por Ch\$ 408.438 millones, diferencia de cambio por Ch\$ 37.882 millones, compensado por pago de dividendos por Ch\$ 47.985 millones y el pago de deudas estructuradas por Ch\$ 329.510 millones.

Aumento en Otras provisiones corrientes por Ch\$ 56.201 millones, principalmente pasivo medio ambiental proyecto Quimbo en nuestra filial colombiana Emgesa por Ch\$ 70.756 millones compensado con efecto de conversión del peso colombiano respecto del peso chileno.

El patrimonio neto aumentó en Ch\$ 20.004 millones respecto de diciembre de 2014.

- > La parte atribuible a los propietarios de la controladora disminuye en Ch\$ 52.090 millones que se explica por el resultado del ejercicio por Ch\$ 392.868 millones, por la disminución de otras reservas por Ch\$ 259.720 millones, principalmente explicada por las variaciones negativas en las diferencias de conversión del período por Ch\$ 160.979 millones, en las reservas de cobertura de flujos de caja por Ch\$ 96.155 millones y por la rebaja patrimonial que generó el dividendo definitivo año 2014 y 30% legal de 2015 por Ch\$ 184.772 millones.
- > Las participaciones no controladoras aumentan en Ch\$ 72.094 millones, que se explican principalmente por el resultado del ejercicio por Ch\$ 242.153 millones, compensado por la disminución generada por Otros resultados integrales por Ch\$ 87.667 millones y a la distribución del dividendo correspondiente a los minoritarios por Ch\$ 80.862 millones.

La evolución de los principales indicadores financieros es la siguiente:

Indicador		Unidad	dic-15	dic-14	Variación	% Variación
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	0,68	0,75	(0,07)	(9%)
	Razón Acida (1)	Veces	0,63	0,69	(0,06)	(9%)
	Capital de Trabajo	MM\$	(433.192)	(354.680)	(78.512)	22%
Endeudamiento	Razón de Endeudamiento	Veces	1,05	1,05	-	0%
	Deuda Corto Plazo	%	36,18%	37,5%	(1,3%)	(4%)
	Deuda Largo Plazo	%	63,8%	62,5%	1,3%	2%
Rentabilidad	Cobertura Costos Financieros (2)	Veces	11,23	6,66	4,57	69%
	Resultado explotación/ingresos explotación	%	33,8%	35,8%	(2,0%)	(5%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada	%	14,7%	12,5%	2,2%	18%
	Rentabilidad del Activo anualizada	%	8,7%	8,8%	(0,1%)	(1%)

(1) (Activo corriente - Inventarios - Pagos anticipados) / Pasivo corriente

(2) EBITDA / (Gastos financieros + Resultados por unidad de reajuste + Diferencias de cambio)

La determinación de estos indicadores se ha realizado considerando como si la discontinuación de operaciones antes indicada no se hubiere realizado para facilitar la interpretación de los mismos.

El índice de liquidez a diciembre de 2015 alcanza a 0,68 veces, presentando una disminución equivalente a un 9% respecto de diciembre de 2014. No obstante a lo anterior, la compañía refleja una sólida posición de liquidez, cumpliendo sus obligaciones con bancos y financiando sus inversiones con los excedentes de caja y mostrando un adecuado calendario de vencimiento de sus deudas.

La razón de test ácido alcanzó 0,63 veces, lo que corresponde a una disminución de un 9% respecto de diciembre de 2014.

El capital de trabajo alcanzó a Ch\$ 433.192 millones negativo, aumentando un 22% respecto de diciembre de 2014, lo cual es una situación temporal y no material dado el adecuado nivel de liquidez de la compañía.

La razón de endeudamiento se sitúa en 1,05 veces a diciembre de 2015, no mostrando variación respecto al ejercicio 2014.

3. Análisis del Estado de Flujo de Efectivo

La sociedad generó durante el ejercicio 2015 un flujo neto negativo de Ch\$ 193.166 millones, el que está compuesto por los siguientes rubros:

Flujo de Efectivo (millones de \$)	dic-15	dic-14	Variación dic 15-dic 14	% Variación dic 15-dic 14
de la Operación	901.214	816.800	84.414	10%
de Inversión	(488.595)	(327.447)	(161.148)	49%
de Financiamiento	(605.785)	(452.260)	(153.525)	34%
Flujo neto del ejercicio	(193.166)	37.093	(230.259)	(621%)

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de Ch\$ 901.214 millones, lo que representa un aumento de un 10% respecto de diciembre de 2014. Este flujo está compuesto principalmente por cobros por venta de bienes y prestación de servicios por Ch\$ 3.249.925 millones, compensado por pagos a proveedores por suministro de bienes y servicios por Ch\$ 1.854.216 millones, pagos de impuestos por Ch\$ 236.641 millones y pagos a y por cuenta de los empleados por Ch\$ 117.344 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de Ch\$ 488.595 millones, que se explica principalmente por incorporaciones de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 525.755 millones. Lo anterior compensado parcialmente por ingreso neto de caja por venta de inversión Túnel el Melón por Ch\$ 6.640 millones y rescate de inversiones financieras por Ch\$ 20.000 millones.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo negativo de Ch\$ 605.785 millones. Este flujo está originado principalmente el pago de préstamos y arrendamientos financieros por Ch\$ 1.037.918 millones, dividendos pagados por Ch\$ 400.032 millones e intereses pagados por Ch\$ 152.768 millones, compensado por el cobro de préstamos a empresas relacionadas y terceros por Ch\$ 993.413 millones.

Información plantas y equipos por compañía Incluyendo Discontinuadas

Empresa (millones de \$)	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Plantas y Equipos		Depreciación Activo Fijo	
	dic-15	dic-14	dic-15	dic-14
Endesa Matriz	230.455	125.400	77.279	58.756
Pehuenche	730	616	8.629	8.290
Inversiones Gas Atacama	1.386	2.201	11.448	8.715
Celta	31.335	27.536	25.981	22.497
Túnel El Melón	-	-	-	57
EASA (Grupo)	54.351	48.539	23.043	17.588
Emgesa	186.496	181.795	37.809	39.210
Generandes Perú (Grupo)	21.003	35.227	45.635	41.987
Total Consolidado	525.755	421.314	229.824	197.100

II. PRINCIPALES RIESGOS ASOCIADOS A LA ACTIVIDAD DE ENDESA CHILE

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

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

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

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 96% al 31 de diciembre de 2015.

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

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

Posición neta:

	31-dic-15 %	31-dic-14 %
Tasa de interés fijo	96,0%	96,0%
Tasa de interés variable	4,0%	4,0%
Total	100,0%	100,0%

Riesgo de tipo de cambio

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

Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.

Pagos a realizar por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.

Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a las de sus flujos.

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

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio.

Riesgo de “commodities”

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

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

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

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 31 de diciembre de 2015 habían operaciones swap vigentes por 133 mil barriles de petróleo Brent. Al 31 de diciembre de 2014, habían operaciones swap vigentes por 266 mil barriles de petróleo Brent para enero 2015 y 350 mil MMBTU de gas Henry Hub para febrero 2015.

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 ver notas 18, 20 y anexo N° 6, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2015, el Grupo Endesa Chile presenta una liquidez de M\$ 37.425.233 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 142.032.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2014, el Grupo Endesa Chile tenía una liquidez de M\$ 336.628.803 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 179.926.296 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

Riesgo de crédito

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

Activos de carácter financiero:

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

Las colocaciones pueden ser respaldadas con bonos del tesoro de Chile 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 nacionales y extranjeras, de manera que todas las operaciones se contratan con entidades de clasificación de riesgo equivalente a grado de inversión.

Medición del riesgo

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

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

- > Deuda financiera.
- > Derivados de cobertura para deuda.

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

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

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

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

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre, de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a M\$ 95.917.431.

Estos valores representan el potencial incremento de la cartera de deuda y derivados, por lo tanto estos valores en riesgo están intrínsecamente relacionados, entre otros factores, al valor de la cartera al final de cada trimestre.

Otros riesgos

Como es práctica habitual en créditos bancarios y en operaciones de mercados de capital, una porción del endeudamiento financiero de Endesa Chile está sujeta a disposiciones de incumplimiento cruzado.

El no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de deudas de Endesa Chile, cuyo capital insoluto individual excede el equivalente de US\$ 50 millones y cuyo monto en mora también excede el equivalente de US\$ 50 millones, podría dar lugar al pago anticipado de la línea de crédito internacional (a esta fecha no desembolsada). Además, esta línea contiene disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en la compañía, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas por un monto superior a US\$ 100 millones, y expropiación de activos, entre otros, podría ocasionar la declaración de aceleración de este crédito.

Por otro lado, el no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier deuda de 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. Mientras que para el caso específico del Yankee emitido en abril 2014, con vencimiento en el 2024, el umbral es de US\$ 50 millones.

Por último, en el caso de los bonos locales y las líneas de crédito de Endesa Chile, el pago anticipado de esta deuda, se desencadena sólo por incumplimiento del Deudor. Esta línea se cerró anticipadamente el 18 de enero de 2016, y desde su suscripción, no fue desembolsada. Se está negociando la contratación de la nueva línea de crédito y se espera suscribirla durante febrero 2016 bajo similares condiciones contractuales que las anteriores considerando la nueva estructura societaria.

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.

III. VALOR LIBRO Y 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 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. 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.d 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, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

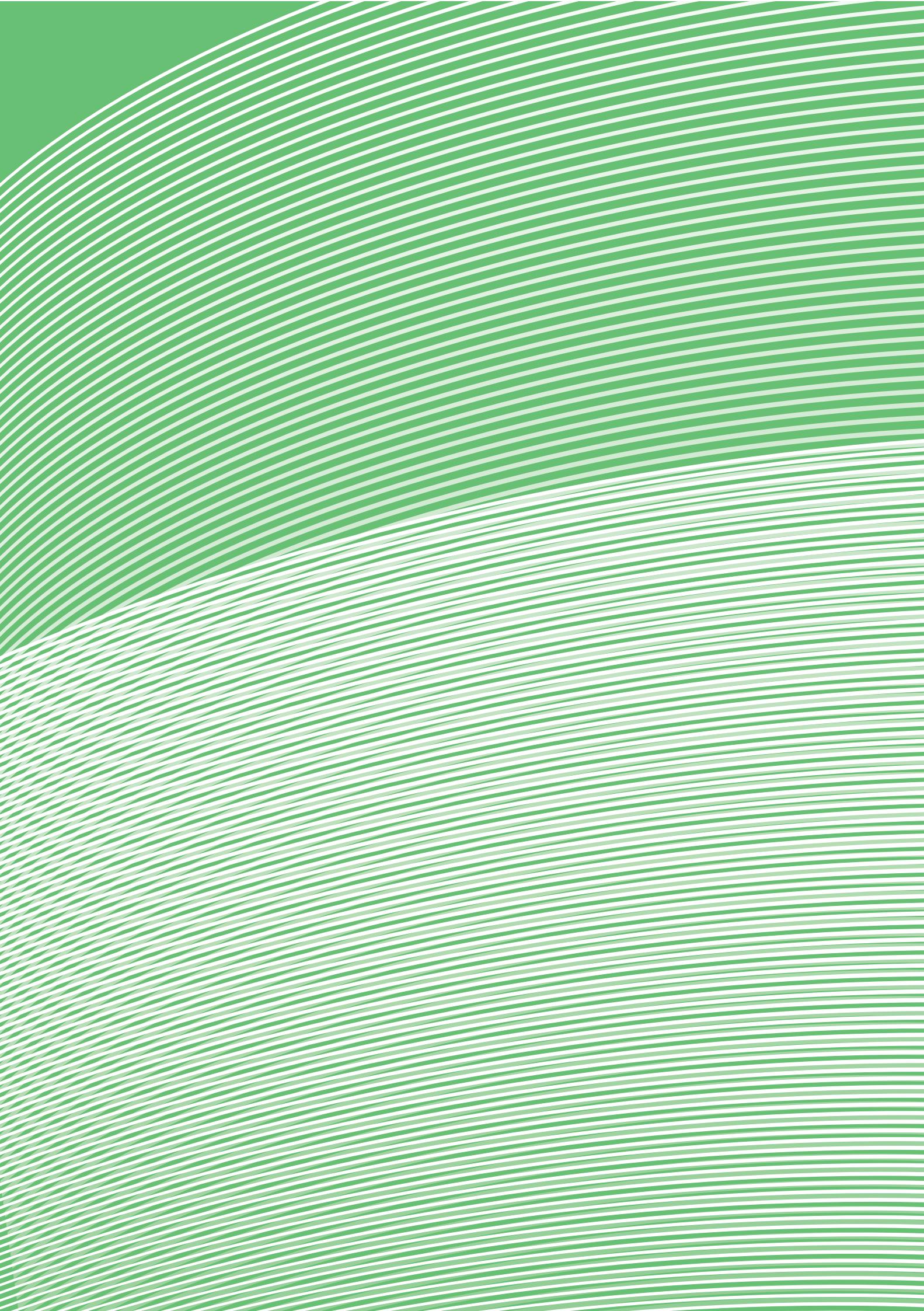
Los activos expresados en moneda extranjera, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del ejercicio.

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 N°3 de los Estados Financieros.

Estados Financieros Resumidos Empresas Filiales





(En miles de pesos)

BALANCES GENERALES RESUMIDOS POR FILIAL	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.		Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (*)		Sociedad Concesión Túnel El Melocón	
	2015	2014	2015	2014	2015	
Activos						
Activos Corrientes	63.745.588	75.414.557	81.293.627	79.333.500		-
Activos No Corrientes	201.366.300	209.069.274	583.276.304	533.911.867		-
Total Activos	265.111.888	284.483.831	664.569.931	613.245.367		-
Patrimonio Neto y Pasivos						
Pasivos Corrientes	64.820.897	59.142.216	140.115.963	136.613.577		-
Pasivos No Corrientes	51.972.920	53.952.811	48.685.590	41.787.343		-
Patrimonio Neto	148.318.071	171.388.804	475.768.378	434.844.447		-
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	148.318.071	171.388.804	475.767.717	434.843.786		-
Participaciones no controladoras	-	-	661	661		-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	265.111.888	284.483.831	664.569.931	613.245.367		-
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES RESUMIDOS POR FILIAL						
Total de Ingresos	193.189.705	227.886.302	238.431.338	327.413.154		-
Consumo de Materias primas y Materiales Secundarios	(28.569.912)	(34.362.209)	(141.577.338)	(199.346.544)		-
Margen de Contribución	164.619.793	193.524.093	96.854.000	128.066.610		-
Otros gastos de explotación	(14.004.594)	(13.002.309)	(35.629.046)	(38.988.287)		-
Resultado de Explotación	150.615.199	180.521.784	61.224.954	89.078.323		-
Ganancia (pérdida) de Otros Resultados distintos de la Operación	2.049.116	955.150	25.812.734	13.411.306		-
Ganancia (pérdida) antes de Impuesto	152.664.315	181.476.934	87.037.688	102.489.629		-
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(34.647.894)	(38.314.654)	(10.610.497)	(15.554.716)		-
Ganancia (pérdida) de Actividades Continuadas después de Impuesto	118.016.421	143.162.280	76.427.191	86.934.913		-
Ganancia (Pérdida)	118.016.421	143.162.280	76.427.191	86.934.913		-
Ganancia (pérdida) Atribuible a Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora y Participación Minoritaria						
Ganancia (pérdida) Atribuible a Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	118.016.421	143.162.280	76.427.191	86.934.913		-
Ganancia (pérdida) Atribuible a Participación Minoritaria	-	-	-	-		-
Ganancia (Pérdida)	118.016.421	143.162.280	76.427.191	86.934.913		-
Estado de Otros Resultados Integrales:						
Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	33.526	(51.043)	-	604		-
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales			-			-
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales Atribuibles a los Accionistas Mayoritarios	118.049.947	143.111.237	76.427.191	86.935.517		-
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales Atribuibles a Participaciones Minoritarias	-	-	-	-		-
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	118.049.947	143.111.237	76.427.191	86.935.517		-
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO						
Capital emitido	194.274.229	218.818.329	332.076.866	332.076.866		-
Otras reservas	(37.656.647)	(37.656.647)	(69.261.997)	(56.654.409)		-
Resultados retenidos	(8.299.511)	(9.772.878)	212.952.848	159.421.329		-
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora	148.318.071	171.388.804	475.767.717	434.843.786		-
Participaciones Minoritarias	-	-	661	661		-
Total Patrimonio Neto, Total	148.318.071	171.388.804	475.768.378	434.844.447		-
ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO RESUMIDOS POR FILIAL						
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	117.656.854	156.346.023	44.043.864	107.151.741		-
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(730.210)	439.463	(33.570.340)	(31.323.790)		-
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(117.311.942)	(156.359.700)	(10.476.437)	(75.945.223)		-
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(385.298)	425.786	(2.913)	(117.272)		-
Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	-	-	-		-
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	490.126	64.340	36.719	153.991		-
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	104.828	490.126	33.806	36.719		-

gesionaria n S.A.	Endesa Argentina S.A. (*)		Southern Cone Power Argentina S.A.		Emgesa S.A. E.S.P. (*)		Generandes Perú S.A. (*)		Inversiones GasAtacama Holding Limitada		
	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
19.183.734	73.348.681	56.074.840	8.003	4.162	172.957.081	329.704.908	120.047.318	121.446.537	245.456.212	197.276.197	
7.107941	385.562.798	297.050.238	575.537	753.403	1.807.828.819	1.787.224.362	808.405.916	816.077.565	207.236.190	216.893.717	
26.291.675	458.911.479	353.125.078	583.540	757.565	1.980.785.900	2.116.929.270	928.453.234	937.524.102	452.692.402	414.169.914	
3.709.122	173.663.475	140.459.888	12.826	3.229	349.716.661	500.427.460	126.541.946	95.676.184	24.048.629	29.892.671	
1.789.703	115.955.350	101.749.459	-	-	831.187.906	883.041.284	229.436.392	275.049.420	49.959.438	48.748.662	
20.792.850	169.292.654	110.915.731	570.714	754.336	799.881.333	733.460.526	572.474.896	566.798.498	378.684.335	335.528.581	
20.792.850	68.612.435	47.953.733	570.714	754.336	799.877.990	733.457.494	302.811.598	299.380.063	378.249.800	335.079.195	
	100.680.219	62.961.998	-	-	3.343	3.032	269.663.298	267.418.435	434.535	449.386	
26.291.675	458.911.479	353.125.078	583.540	757.565	1.980.785.900	2.116.929.270	928.453.234	937.524.102	452.692.402	414.169.914	
10.484.435	140.398.935	105.265.322	-	-	778.755.554	753.373.026	382.452.710	353.794.699	183.015.184	113.074.006	
(3.751)	(9.172.467)	(15.204.196)			(321.528.664)	(220.302.722)	(151.046.057)	(133.734.609)	(110.330.364)	(58.170.154)	
10.480.684	131.226.468	90.061.126	-	-	457.226.890	533.070.304	231.406.653	220.060.090	72.684.820	54.903.852	
(3.932.852)	(83.935.030)	(62.100.745)	(7.151)	(4.919)	(84.362.366)	(83.537.538)	(91.750.462)	(78.902.371)	(26.324.394)	(18.139.791)	
6.547.832	47.291.438	27.960.381	(7.151)	(4.919)	372.864.524	449.532.766	139.656.191	141.157.719	46.360.426	36.764.061	
82.925	118.462.702	49.656.088	-	-	(39.999.290)	(34.538.706)	(6.334.672)	(782.429)	10.299.945	(3.320.514)	
6.630.757	165.754.140	77.616.469	(7.151)	(4.919)	332.865.234	414.994.060	133.321.519	140.375.290	56.660.371	33.443.547	
(800.038)	(56.407.124)	(21.104.876)	-	-	(120.958.374)	(126.163.972)	(38.266.710)	(29.025.176)	(10.444.811)	(10.227.938)	
5.830.719	109.347.016	56.511.593	(7.151)	(4.919)	211.906.860	288.830.088	95.054.809	111.350.114	46.215.560	23.215.609	
5.830.719	109.347.016	56.511.593	(7.151)	(4.919)	211.906.860	288.830.088	95.054.809	111.350.114	46.215.560	23.215.609	
5.830.719	41.367.227	26.832.853	(7.151)	(4.919)	211.906.131	288.829.429	49.911.798	58.671.848	46.163.201	23.237.081	
-	67.979.789	29.678.740	-	-	729	659	45.143.011	52.678.266	52.359	(21.472)	
5.830.719	109.347.016	56.511.593	(7.151)	(4.919)	211.906.860	288.830.088	95.054.809	111.350.114	46.215.560	23.215.609	
(12.157)	(50.970.093)	(5.660.611)	(176.471)	(94.023)	(91.859.233)	(73.476.918)	(9.131.696)	23.873.097	(3.059.972)	25.047.658	
5.818.562	20.658.702	21.172.242	(183.622)	(98.942)	120.047.316	215.352.745	45.046.314	71.318.525	43.155.588	48.263.267	
-	37.718.221	29.678.740	-	-	311	425	40.876.799	63.904.686	-	-	
5.818.562	58.376.923	50.850.982	(183.622)	(98.942)	120.047.627	215.353.170	85.923.113	135.223.211	43.155.588	48.263.267	
19.028.480	98.376.853	98.376.853	1.402.677	1.402.677	181.244.765	186.729.984	269.151.026	164.297.758	202.362.770	202.538.871	
(2.982.579)	(82.604.655)	(75.305.339)	(809.654)	(643.422)	425.997.430	732.002.574	(5.600.714)	86.750.998	(74.581.678)	111.046.314	
4.746.949	52.840.237	24.882.219	(22.309)	(4.919)	192.635.795	(185.275.064)	39.261.286	48.331.307	250.468.708	21.494.010	
20.792.850	68.612.435	47.953.733	570.714	754.336	799.877.990	733.457.494	302.811.598	299.380.063	378.249.800	335.079.195	
-	100.680.219	62.961.998	-	-	3.343	3.032	269.663.298	267.418.435	434.535	449.386	
20.792.850	169.292.654	110.915.731	570.714	754.336	799.881.333	733.460.526	572.474.896	566.798.498	378.684.335	335.528.581	
9.045.776	71.600.835	73.330.314	(224)	(6.885)	254.539.610	364.425.930	144.659.247	131.371.134	53.876.206	34.512.533	
(5.604.740)	(50.344.096)	(46.973.816)	-	-	(159.371.575)	(185.214.366)	(32.455.858)	(21.749.651)	(56.605.592)	11.514.172	
(3.450.775)	(18.352.756)	(20.558.700)	-	-	(259.847.757)	(151.340.517)	(141.981.410)	(97.913.910)	1	(31.937.827)	
(9.739)	2.903.983	5.797.798	(224)	(6.885)	(164.679.722)	27.871.047	(29.778.021)	11.707.573	(2.729.385)	14.088.878	
-	(3.442.340)	524.752	(8)	(568)	7.055.324	(31.087.705)	526.865	4.207.584	(138.240)	(579.364)	
39.440	13.044.491	6.721.941	287	7.740	224.564.345	227.781.003	48.392.088	32.476.931	13.509.514	-	
29.701	12.506.134	13.044.491	55	287	66.939.947	224.564.345	19.140.932	48.392.088	10.641.889	13.509.514	

Administración y Ejecutivos Principales

PRESIDENTE

Enrico Viale

TELÉFONO (56) 22630 9141

GERENTE DE COMUNICACIÓN

Maria Teresa González Ramírez

TELÉFONO (56) 22630 9016

VICEPRESIDENTE

Ignacio Mateo Montoya

TELÉFONO (56) 22630 9157

FISCAL

Ignacio Quiñones Sotomayor

TELÉFONO (56) 22630 9157

DIRECTOR

Isabel Marshall Lagarrigue

TELÉFONO (56) 22630 9157

GERENTE RECURSOS HUMANOS:

Federico Polemann

TELÉFONO (56) 22353 4686

DIRECTOR

Vittorio Vagliasindi

TELÉFONO (56) 22630 9157

GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL

Fernando La Fuente Vila

TELÉFONO (56) 22630 9678

DIRECTOR

Felipe Lamarca Claro

TELÉFONO (56) 22630 9157

GERENTE DE TRADING Y

COMERCIALIZACIÓN

Humberto Espejo Paluz

TELÉFONO (56) 22630 9261

DIRECTOR

Francesca Gostinelli

TELÉFONO (56) 22630 9157

GERENTE DE INGENIERÍA Y

CONSTRUCCIÓN

Bernardo Canales Fuenzalida

TELÉFONO (56) 22630 8005

DIRECTOR

Enrique Cibié Bluth

TELÉFONO (56) 22630 9157

GERENTE DE DESARROLLO DE

NEGOCIO

Claudio Helfmann Soto

TELÉFONO (56) 22630 9208

DIRECTOR

Francesco Buresti

TELÉFONO (56) 22630 9157

Relación con inversionistas y accionistas

SUBGERENTE DE RELACIÓN CON INVERSIONISTAS

Susana Rey Müller

TELÉFONO (56) 2 2353 4682

GERENTE GENERAL

Valter Moro

TELÉFONO (56) 22630 9141

CITIBANK NY

Teresa Loureiro-Stein

TELÉFONO (1-212) 816 6814

SUBGERENTE GENERAL Y

GERENTE DE FINANZAS Y

ADMINISTRACIÓN

Ramiro Alfonsín Balza

TELÉFONO (56) 22630 9251

SANTANDER INVESTMENT

Ignacio Algora

TELÉFONO (34-91) 289 3951



endesa.cl