Memoria Anual
Enel Américas
2018

Bolsa de Comercio de Santiago
ENELAM

Bolsa de Nueva York
ENIA

Enel Américas S.A. se constituyó, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. El 1 de diciembre de 2016 la sociedad pasó a denominarse Enel Américas S.A. Su capital social era de US$6.763.204.424 al 31 de diciembre de 2018, representado por 57.452.641.516 acciones. Éstas se cotizan en bolsas chilenas y en la de Nueva York en forma de American Depositary Receipts (ADR).

Su negocio principal es explorar, desarrollar, operar, generar, distribuir, transmitir, transformar y/o vender energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, directamente o por intermedio de otras empresas. También puede desarrollar actividades en telecomunicaciones y prestar asesorías de ingeniería en el país y en el extranjero, además de invertir y administrar su inversión en sociedades filiales y coligadas.

Sus activos totales ascienden a US$27.396.356 miles al 31 de diciembre de 2018. Enel Américas controla y gestiona un grupo de empresas que opera en los mercados eléctricos de cuatro países en Latinoamérica (Argentina, Brasil, Colombia y Perú). En 2018, el resultado neto atribuible a la sociedad dominante alcanzó a US$1.201.381 miles y el resultado operacional se ubicó en US$2.434.520 miles. A fines de 2018 daba ocupación directa a 18.393[1] personas a través de sus empresas filiales presentes en Sudamérica.

1 Incluyendo 3 ejecutivos principales compartidos con Enel Chile.

Memoria Anual
Enel Américas
2018

Índice

- Carta del presidente 4
- Enel Américas es Open Power 6
- Hitos 2018 8
- Principales indicadores financieros 13
- Identificación de la compañía y documentos constitutivos 17
- Propiedad y control 21
- Administración 27
- Personas y organización 41
- Transacciones bursátiles 51
- Dividendos 57
- Política de inversión y financiamiento para el ejercicio 2018 61
- Negocios de la compañía 65
- Inversiones y actividades financieras 73
- Factores de riesgo 83
- Marco regulatorio de la industria eléctrica 101
- Descripción del negocio eléctrico por país 131
- Sostenibilidad 159
- Cuadro esquemático de participaciones 165
- Hechos Relevantes de la Entidad 171
- Identificación de las compañías subsidiarias y asociadas 179
- Declaración de responsabilidad 195
- Estados financieros consolidados 199
- Análisis Razonado 427
- Estados Financieros Resumidos 459

1. Carta del Presidente

Estimados accionistas:

En sus manos tienen la Memoria Anual y Estados Financieros de Enel Américas S.A. correspondientes a 2018, donde encontrarán las principales acciones que ha realizado la compañía este año, en el que hemos concretado distintos hitos que nos permiten seguir avanzando de conformidad con nuestra estrategia de negocios.

El ejercicio 2018 ha estado determinado por acontecimientos que están transformando el entorno social, político y económico de los países en los que operamos, a veces de manera poco predecible, que además se ven acompañados por otros factores de cambio, de más largo recorrido y con profundas consecuencias de largo plazo, como son los avances tecnológicos, la creciente digitalización…. Todas estas circunstancias ponen constantemente a prueba la capacidad de las empresas para cumplir sus objetivos.

En todo caso, y como detallaré a continuación, nuestra compañía fue capaz, en este complejo y veces desfavorable contexto, de conseguir unos excelentes resultados económicos y financieros, lo que nos permitió cumplir nuestros compromisos.

Resultados del ejercicio

Enel Américas demostró unos resultados financieros francamente positivos. En efecto, la compañía obtuvo un aumento en su EBITDA de un 13,9% en comparación con 2017, que se explica principalmente por lo realizado por nuestras filiales en Argentina y las acciones llevadas a cabo en Brasil, en especial por la incorporación de Eletropaulo y los buenos resultados en Enel Distribución Río y Enel Distribución Goiás.

En cuanto al resultado neto, Enel Américas tuvo un aumento de 69,4% con respecto al ejercicio anterior, situándose en US$ 1.201 millones.

Crecimiento industrial

Evaluamos el año 2018 de manera positiva en cuanto al crecimiento industrial, con ingresos que alcanzaron a US$13.184 millones, lo que se traduce en un incremento de 26,3% con respecto al año anterior. Todo esto se explica, en gran medida, por los ingresos obtenidos en Brasil, donde tuvimos un año particularmente positivo, lo que nos significó además aumentar considerablemente nuestra base de clientes en el país.

Enel Brasil Investimentos Sudeste se adjudicó la compra de Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de Sao Paulo, convirtiéndose en el operador de distribución más grande del país con 17 millones de clientes y una participación de mercado cercana a 20% en el negocio de distribución. La adquisición de Eletropaulo trajo consigo su cambio de marca, pasando a llamarse Enel Distribuição São Paulo. Esta compra constituye una apuesta fundamental en nuestra estrategia de crecimiento, y los primeros resultados acreditan que constituirá una gran inversión. Otra empresa que modificó su nombre fue Celg, adquirida en 2017, la cual sumó 2,9 millones de clientes a nuestra base, denominándose ahora Enel Distribuição Goiás.

En Argentina, tuvimos un año de grandes inversiones que mejorarán la calidad del suministro a nuestros clientes en distintas zonas del país, dentro del plan de obras para 2018 de 5.000 millones de pesos argentinos. Así, Edesur, inauguró tres Subestaciones: Móvil Puesto Roca, en Temperley, que beneficiará a 90.000 vecinos; Padre Novak, en Florencio Varela, que beneficiará a 42.000 clientes; y finalmente la Subestación en Sarandí, que mejorará las condiciones de suministro a más de 150.000 personas.

En Perú, tuvimos un año de una fuerte inversión en distribución con la instalación de la nueva Subestación Eléctrica de Transmisión Izaguirre, que atenderá la demanda energética de grandes comercios y mejorará el servicio eléctrico de 110.000 clientes en Lima Norte.

En Colombia, a través de nuestra filial Codensa, estrenamos un moderno centro de servicio en Bogotá, situado en el barrio Restrepo, que requirió una inversión de 2.900 millones de pesos colombianos.

Nuestro futuro

Durante este 2018, Enel Américas se consolidó como una de las compañías privadas más grandes de Latinoamérica en la industria eléctrica, a través de un crecimiento estable tanto en generación como en distribución y transmisión de energía, pero tenemos el desafío de mantener nuestra posición a largo plazo, siguiendo en el camino de buscar nuevas oportunidades en la región que nos permitan continuar creciendo.

Todos estos esfuerzos han rendido frutos que han sido valorados. Nos llena de orgullo contarles que Enel Américas fue incluida en 2018 en el Dow Jones Sustaintability Emerging Markets Index y en el Dow Jones Sustaintability MILA Pacific Alliance INDEX, además de confirmar nuestra presencia por segundo año consecutivo en el Dow Jones Sustaintability Chile.

La seguridad permanente de todos cuantos trabajan para la empresa, sin distinción entre personal propio y de compañías colaboradoras es otro pilar esencial de Enel Américas. Debemos redoblar nuestros esfuerzos para conseguir nuestra principal prioridad, cero accidentes, mediante la concienciación y la promoción del conocimiento de los procedimientos y normas de seguridad, su aplicación sistemática en todo momento y el análisis pormenorizado de cualquier riesgo o incidente.

En definitiva, tenemos una estrategia claramente orientada a hacer de Enel Américas una compañía activa en la construcción de un futuro sostenible a través de la puesta en práctica de nuestros valores, focalizados en facilitar el acceso al progreso a través de la energía de todas las comunidades en las que estamos presentes, en la promoción de nuevas tecnologías, usos y formas más eficientes de gestionar y utilizar la energía y en el establecimiento de alianzas duraderas con todos los grupos de interés para hacer posible la consecución de objetivos comunes.

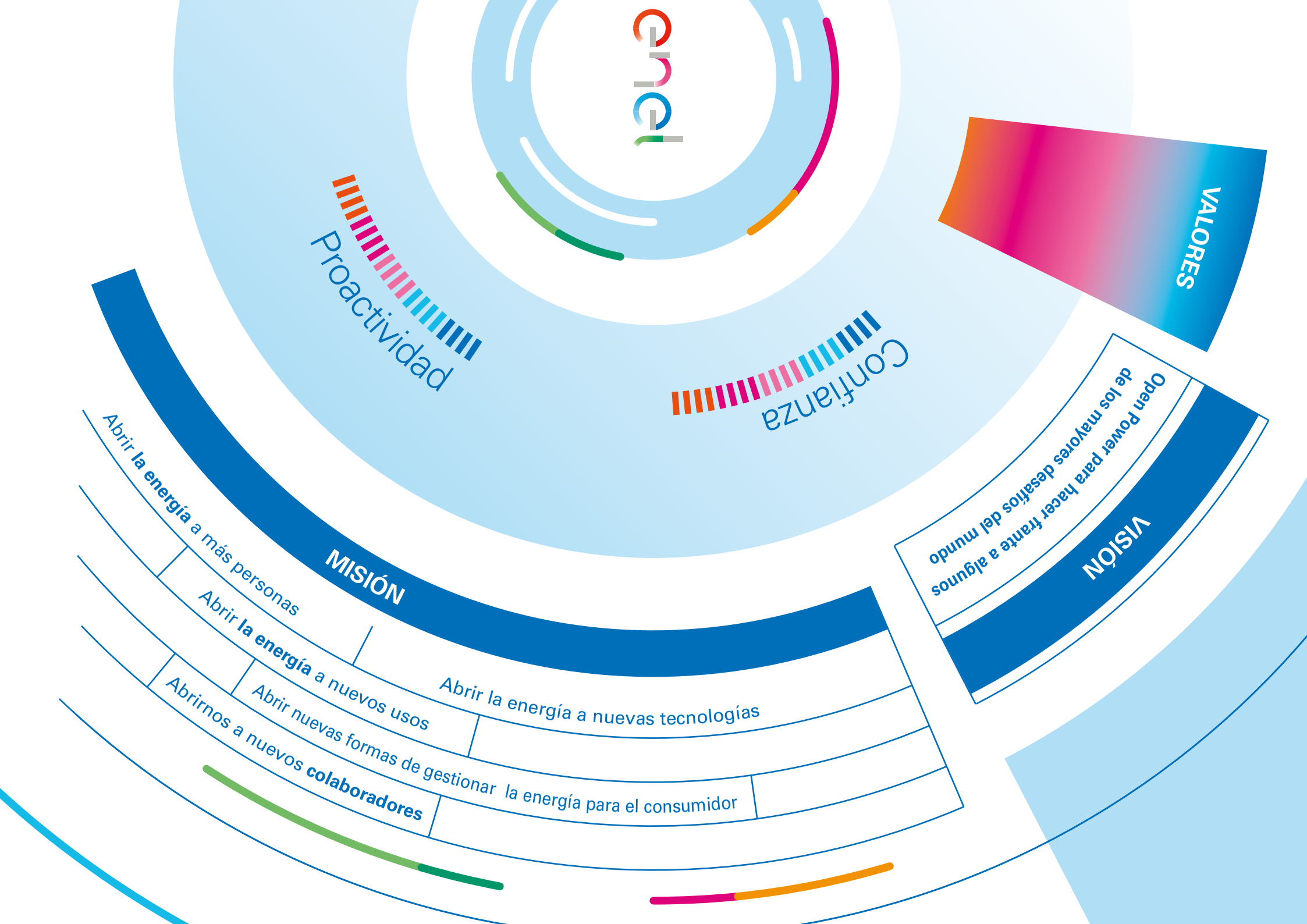
Estamos viviendo un ciclo positivo de desarrollo para nuestra compañía, con logros que consolidan su crecimiento y estabilidad. Eso es, sin duda, un motivo de satisfacción, pero al mismo tiempo implica asumir grandes responsabilidades presentes y futuras, manteniendo un comportamiento corporativo de alto estándar, capaz de combinar competencia, destreza y ética en el desarrollo de nuestro negocio.

Para finalizar, quiero agradecer sinceramente a los directores, Gerente General, ejecutivos, profesionales, técnicos y trabajadores de Enel Américas por su ininterrumpido esfuerzo y dedicación, que han sido absolutamente fundamentales para el desarrollo que ha tenido la compañía en 2018. Sin más que agregar, los invito a que continuemos contribuyendo positivamente al devenir de Enel Américas como líder de la industria energética latinoamericana.

Muchas gracias.

Francisco de Borja Acha
Presidente del Directorio
Enel Américas

2. Enel Américas es Open Power


VALORES
Proactividad
Confianza
VISIÓN
Open Power para hacer frente a algunos de los mayores desafíos del mundo
MISIÓN
Abrir la energía a más personas
Abrir la energía a nuevos usos
Abrir la energía a nuevas tecnologías
Abrir nuevas formas de gestionar la energía para el consumidor
Abrirnos a nuevos colaboradores

3. Hitos 2018

ENERO

Emgesa inició obras de mantenimiento en la presa de la central hidroeléctrica El Quimbo

La compañía colombiana anunció el inicio de una serie de trabajos en la presa principal de la hidroeléctrica El Quimbo como parte de los programas de mantenimiento establecidos para las obras civiles principales de la central.

Edesur inaugura la Subestación Padre Novak, en Florencio Varela

Esta subestación beneficia directamente a 42 mil clientes de Florencio Varela y Almirante Brown, en Argentina. La empresa, subsidiaria del grupo Enel Américas, invirtió ARS$102 millones, en el marco de un plan que contempla para 2018 obras por ARS$5.000 millones. La tarea realizada por Edesur en el partido de Florencio Varela, consistió en la construcción de una nueva subestación con un transformador de 40 MVA, una sala de media tensión con 8 alimentadores y el tendido de 13 kilómetros de cables de media tensión.

FEBRERO

Codensa estrenó moderno centro de servicio en el barrio Restrepo de Bogotá

El Centro de Servicio proyecta atender a 12.500 clientes al mes aproximadamente. El proyecto requirió una inversión de COP$2.900 millones y cuenta con 18 módulos de atención, especialmente diseñados para tener mayor cercanía con los clientes. El Centro de Servicio se caracteriza por su moderna infraestructura y cómodas instalaciones, que permite a los clientes tener una mejor experiencia al momento de realizar sus trámites.

Moody´s asigna "Baa3" a Enel Américas

El día 23 de febrero, la agencia Moody's clasificó a Enel Américas, asignándole un rating "Baa3" cambiando la perspectiva de estable a negativa debido a la situación macroeconómica de Colombia.

MARZO

Celg cambia de nombre a Enel Distribución Goiás

El cambio de marca es parte de una transformación, que comenzó después de la adquisición de la compañía y que incluyó un aumento en las inversiones y un proceso de reestructuración destinado a mejorar la calidad de los servicios para satisfacer las necesidades de los clientes.

Codensa y Emgesa, primeras empresas del sector eléctrico de Colombia en alcanzar el Sello de Oro de Equidad Laboral- Equipares

Este reconocimiento fue el primero otorgado en Colombia y las certificó como compañías que han puesto en marcha políticas de equidad demostrables y lograron cerrar la brecha de género en cuanto a salario, oportunidades e inclusión.

Codensa inauguró primer proyecto de generación y distribución de energía renovable en Cundinamarca

20 familias que habitan en zonas de difícil acceso en el sector Alto Redondo a 230 kilómetros de distancia y a casi 8 horas de desplazamiento desde Bogotá, se vieron beneficiadas con esta minigrid.

Edesur recibe Premio "Toque de campana por la igualdad de género", gracias a la integración de mujeres en su directorio

La Comisión Nacional de Valores la distinguió por ser una de las compañías con mayor paridad de género en su directorio. A la entrega asistieron Mónica Diskin, Gerente de Legales y Alejandra Martínez, Directora de Comunicación.

Se anuncia convenio entre Enel Argentina y Margarita Barrientos, para mejorar la salud en el Barrio Los Piletones

Enel Argentina, a través del área de sostenibilidad, sumó un profesional médico al Centro de Salud del barrio para realizar chequeos "no invasivos" con tecnología de avanzada. Gracias a estos controles se pueden detectar enfermedades crónicas. Se planea extender este proyecto a otras comunidades donde está presente la empresa.

ABRIL

Exitosa emisión de bonos locales de Codensa por COP$360.000 millones

La compañía realizó una exitosa colocación de bonos en el mercado de capitales colombiano, por un monto de COP$360.000 millones, a plazos de 7 y 12 años, bajo su programa de Emisión y Colocación de Bonos Ordinarios y Papeles Comerciales aprobado por la Superintendencia Financiera de Colombia.

El Quimbo se convirtió en referente científico internacional en investigación y repoblamiento de peces

Emgesa, en alianza con la Universidad Surcolombiana (USCO) y la Estación Experimental Surcolombiana de Recursos Hidrobiológicos (ESRH), realizaron el "I Seminario Internacional para el Manejo Ecológico de Represas", donde El Quimbo fue referente científico en investigación de repoblamiento y traslado de peces nativos. Esta actividad es parte del Programa Íctico y Pesquero del Alto Magdalena, que Emgesa viene desarrollando en El Quimbo desde hace seis años. A través de esta iniciativa se han generado convenios de cooperación con diferentes universidades y se han aportado más de COP$15.000 millones.

MAYO

Enel Distribución Perú lanza recibo digital de luz en Lima y Callao

La iniciativa beneficia a 1.400.000 clientes en Lima y Callao, permitiendo que anualmente se reduzca el uso de hasta 40 toneladas de papel y se ahorre cerca de 250.000 litros de agua.

Codensa, primera empresa del sector eléctrico en certificarse como organización saludable

La Fundación Colombiana del Corazón entregó a Codensa la acreditación de Organización Saludable, gracias a la implementación de políticas y prácticas que promueven hábitos de vida saludables. La distinción se otorgó por primera vez a una empresa del sector eléctrico, por tratarse de una empresa pionera en la ejecución de acciones para gestionar la salud de sus colaboradores, desde siete premisas fundamentales que buscan disminuir el ausentismo laboral, detectar oportunamente problemas de salud e incrementar el bienestar físico y mental de los colaboradores.

Se inaugura Ciclo Combinado Planta Vuelta de Obligado Provincia de Santa Fe

Se trata de las instalaciones de ciclo combinado de la central eléctrica Vuelta de Obligado, propiedad del Grupo Enel Américas, Central Puerto y Orazul Energy Argentina. El Ministro de Energía de Argentina, Juan José Aranguren, participó en la ceremonia de apertura junto con otras autoridades. Ubicada en la ciudad de Timbúes, provincia de Santa Fe, tiene una capacidad instalada de 800 MW, lo que la convierte en una de las centrales térmicas con tecnología más avanzada del país, con capacidad para suministrar electricidad a poco más de un millón de hogares. El complejo demandó una inversión total de US$744 millones.

JUNIO

Enel Brasil adquiere Eletropaulo (hoy Enel Distribución São Paulo)

La filial de Enel Américas, Enel Brasil Investimentos Sudeste recibió la confirmación de la finalización exitosa de su oferta voluntaria para la compra de todo el capital social de Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA. A través de la adquisición de Eletropaulo, Enel Américas se convirtió en el operador de distribución más grande del país, con 17 millones de clientes y una participación de mercado de 19% en distribución de energía. Enel Brasil Investimentos Sudeste recibió la confirmación de que entre el 5 de junio y el 4 de julio de 2018, en línea con las regulaciones de la bolsa de valores brasileña, los accionistas de Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA vendieron a Enel Sudeste acciones adicionales de Eletropaulo equivalentes al 19,9% del capital social de la compañía. Con esto, Enel Sudeste logró el 93,3% de participación en la distribuidora.

Clasificadoras de Riesgos ratifican clasificación de Enel Américas luego de la adquisición de Eletropaulo (Enel Distribución São Paulo)

Luego de la adquisición de Enel Distribución São Paulo, el día 5 de junio S&P confirmó la clasificación de la compañía, con rating "BBB" y perspectiva "Estable" en escala internacional. Asimismo, Fitch Ratings revisó y ratificó el rating de Enel Américas donde fue asignado con "BBB+" y perspectivas estables a escala internacional y a escala nacional un rating de "AA (cl)" también con perspectivas estables. Luego, el 7 de junio Moody's clasificó a Enel Américas en Baa3 con perspectivas negativas. Al día siguiente y de esta misma manera, Feller Rate clasificó a Enel Américas en escala local asignándole un rating "AA-" con perspectivas estables.

Enel Américas confirma su presencia en el FTSE4GOOD Index Series

Este índice clasifica a las principales empresas del mundo, evaluando sus prácticas ambientales, sociales y de gobernanza (ESG por su sigla en inglés). Enel Américas fue distinguida en la categoría Emerging Markets Index y Latin America Index, tras la revisión correspondiente al segundo semestre.

JULIO

Directorio de Enel Américas designa a Maurizio Bezzeccheri como nuevo gerente general

En sesión extraordinaria, el Directorio de Enel Américas designó a Maurizio Bezzeccheri como nuevo Gerente General de la compañía, a contar del 1 de agosto de 2018.
Maurizio Bezzeccheri se graduó como Doctor Cum Laude en Ingeniería Química en la Universidad de Nápoles. Su trayectoria en el grupo Enel se inició en 1999. Antes de asumir la gerencia general de Enel Américas se desempeñaba como Country Manager de Enel Argentina.

Enel Américas recibe certificado de modelo de prevención del delito

Enel Américas recibió el certificado de Modelo de Prevención del Delito en concordancia con la ley N° 20.393, de la normativa chilena, que establece la responsabilidad penal de las personas jurídicas en los delitos de lavados de activos, financiamiento del terrorismo, delitos de cohecho y receptación. La certificación fue otorgada en julio de 2018 por 2 años, el máximo plazo previsto por la ley y confirma el compromiso de la compañía, de mantener un sistema de control y cumplimiento coherente con los requerimientos normativos locales.

Codensa y Emgesa, las empresas que más han avanzado en el ranking PAR de equidad de género desde 2015

Ambas fueron reconocidas como las empresas que más han avanzado en el Ranking de Equidad de Género de las Organizaciones-PAR en Colombia, desde 2015. Este Ranking lo desarrolla la firma consultora Aequales, la Secretaría Distrital de la Mujer y El Colegio de Estudios Superiores de Administración (CESA). En la versión 2018 se evaluaron en total 209 organizaciones.

Emgesa y Codensa fueron reconocidas por tener el mejor entorno de trabajo

La distinción se dio en el marco del Congreso ANDESCO 2018. Este galardón fue entregado luego de evaluar las políticas, prácticas e iniciativas que Codensa y Emgesa implementaron, con el fin de promover la equidad de género, el desarrollo laboral, y la seguridad y salud ocupacional de sus colaboradores.

AGOSTO

Enel Américas reconocida como una de las mejores empresas del mercado de capitales 2018

La distinción se realizó en el marco de los Capital Markets Awards entregados por la revista de mercados financieros Latin Finance. La publicación destaca el éxito de la reestructuración societaria iniciada en 2015, que separó los activos de Chile del resto de la región y la compra de Eletropaulo (hoy Enel Distribución São Paulo) en junio de 2018, la mayor distribuidora eléctrica de Sao Paulo en Brasil.

Codensa es reconocida como una de las empresas más inspiradoras del país

La compañía fue reconocida como una de las empresas más inspiradoras del país, en el marco del Congreso de la ANDI 2018. Esta distinción busca resaltar a las empresas de Colombia, que están comprometidas con resolver los principales desafíos sociales del mundo y del país, a través de actividades estratégicas de su negocio. En el caso de Codensa, la compañía fue destacada por su programa Cundinamarca al 100%, que busca llevar energía a las familias del departamento que, por estar en zonas de difícil acceso y alta dispersión geográfica, no cuentan con este servicio.

Fundación Enel Colombia y Uniminuto otorgaron becas para educación superior

Codensa y Emgesa, a través de la Fundación Enel Colombia y la Universidad Minuto de Dios abrieron una convocatoria para que 21 personas de siete municipios del departamento de Cundinamarca pudieran acceder a becas en dicha institución universitaria para carreras técnicas, tecnológicas y profesionales. La beca otorgada incluyó 70% de la matrícula y un auxilio de transporte correspondiente al 50% de un salario mínimo mensual.

Edesur inaugura subestación en Sarandí con una inversión de ARS$154 millones

Edesur inauguró las obras de repotenciación de la Subestación Sarandí, que beneficia directamente a 47 mil hogares y comercios –más de 150 mil vecinos– de Sarandí, Villa Domínico, Wilde, Monte Chingolo y Gerli. La empresa invirtió ARS$154 millones, en el marco de un plan que contempla para este año obras por más de 5.000 millones de pesos en toda el área de concesión.

SEPTIEMBRE

Enel Américas anuncia cambio en gerencia de Administración, Finanzas y Control

El directorio de Enel Américas designó a Aurelio Bustilho como nuevo gerente de administración, finanzas y control de la compañía. El nuevo ejecutivo es Licenciado en Administración de Empresas y tiene un MBA de Coppead / UFRJ, con especialización en Inteligencia Competitiva. Antes de asumir el cargo, se desempeñaba como CFO de Enel Brasil.

Enel Américas confirma su liderazgo en sostenibilidad al ser incluida en el Dow Jones Index

La compañía fue incluida por primera vez en el Dow Jones Sustainability Emerging Markets Index y el Dow Jones Sustainability MILA Pacific Alliance Index. Además, se confirmó su presencia en el Dow Jones Sustainability Chile Index, por segundo año consecutivo.

Fitch Ratings confirma clasificación a Enel Américas

El 20 de septiembre, la agencia clasificadora Fitch Ratings confirmó su clasificación AA(cl) Estable, a nivel local y BBB+ Estable, a nivel internacional.

Enel Américas es reconocida por Institutional Investor en los 2018 Latin America Executive Team

Los resultados se basan en los votos totales de 924 gerentes y analistas de cartera, y analistas que invierten y cubren las acciones latinoamericanas. La compañía está en el top tres en la categoría Electric & Other Utilities sector.

Edesur instala medidores inteligentes para hacer más eficiente el consumo de electricidad

Con el objetivo de mejorar la calidad del servicio, la distribuidora eléctrica empezó a colocar los primeros medidores inteligentes con el fin de digitalizar su red. El proyecto piloto incluye la instalación de 5.000 equipos en toda el área de concesión en Argentina, antes de fin de año.

Enel en Colombia vincula su estrategia de crecimiento con la evolución de sus marcas

Después de 20 años de operación en Colombia, Codensa y Emgesa incorporan la marca Enel en su logo, evolucionando a Enel - Codensa y Enel -Emgesa.

OCTUBRE

Enel Distribución Perú invierte 42 millones de soles para mejorar servicio eléctrico en Lima Norte

Enel Distribución Perú inició la construcción de la nueva Subestación Eléctrica de Transmisión (SET) Izaguirre, ubicada en el distrito San Martín de Porres. La instalación representará una inversión de PEN$42 millones y mejorará el servicio eléctrico de aproximadamente 110 mil clientes, además de atender la demanda energética de grandes comercios.

Enel Generación Perú instalará la primera batería de almacenamiento de energía del Perú

Se trata de un dispositivo de 14 megavatios (MW) de potencia, que será incorporado a la central térmica Ventanilla, gracias a una inversión aproximada de 9 millones de dólares. Se espera iniciar las obras civiles, junto con la obtención de las últimas licencias, durante el primer semestre 2019, para que así el nuevo sistema entre en operación en la segunda mitad del año.

Alianza entre Codensa y Bancóldex promueve proyectos de movilidad eléctrica en Colombia

El 4 de octubre se firmó un acuerdo de colaboración para promover proyectos de movilidad eléctrica en Colombia. Esta nueva alianza busca crear un grupo de trabajo conjunto para identificar y evaluar proyectos de movilidad eléctrica a nivel regional y nacional, con el objetivo de participar en esas iniciativas como estructuradores, proponentes, financiadores y/o inversionistas.

Empresas del grupo Enel en Colombia reciben nuevamente el reconocimiento IR por parte de la bolsa de valores

Por sexto año consecutivo, las empresas Codensa y Emgesa recibieron el reconocimiento IR (Investor Relations) por parte de la Bolsa de Valores de Colombia. Esto, gracias a los altos estándares en materia de revelación de información, relacionamiento y gobierno corporativo del grupo en el país.

NOVIEMBRE

Enel Brasil recibe Prêmio Guia Exame de Sustentabilidade

La revista nacional Exame clasificó en el ranking anual de las empresas más sostenibles de Brasil a Enel Brasil y Eletropaulo (actualmente Enel Distribución São Paulo). Enel fue clasificada como la empresa brasileña más sostenible entre todos los sectores de la economía brasileña y Enel Distribución São Paulo fue destacada en la categoría dedicada a la ética y la transparencia.

Emgesa presentó exitosos resultados del plan piloto de restauración ecológica en El Quimbo

Los exitosos resultados del Plan Piloto de Restauración Ecológica del Bosque Seco Tropical, desarrollado entre 2014 y 2018, fueron presentados en el marco del Simposio de Restauración Ecológica y Sostenibilidad Ambiental organizado por la empresa. El programa abarca 140 hectáreas, ubicadas en el área de compensación biótica de la central hidroeléctrica El Quimbo.

Edesur inaugura Subestación móvil Puesto Roca para mejorar el servicio en Temperley

La medida beneficia directamente a 90 mil vecinos de Lomas de Zamora y Almirante Brown. La empresa, subsidiaria del grupo Enel, invirtió ARS$26 millones, en el marco de un plan que contempla obras por 5.000 millones en 2018, para mejorar la red de distribución.

Edesur instaló dispositivos de control remoto en la red de media tensión

Con el fin de reducir la cantidad de cortes en el partido de Cañuelas –especialmente en la zona rural– la empresa Edesur instaló cuatro telemandos en puntos estratégicos de la red de media tensión. Se trata de sensores que se controlan en forma remota y que ante la aparición de un corte permiten derivar la alimentación, acelerando los tiempos de detección y reparación de fallas.

DICIEMBRE

Eletropaulo cambia a Enel Distribución São Paulo

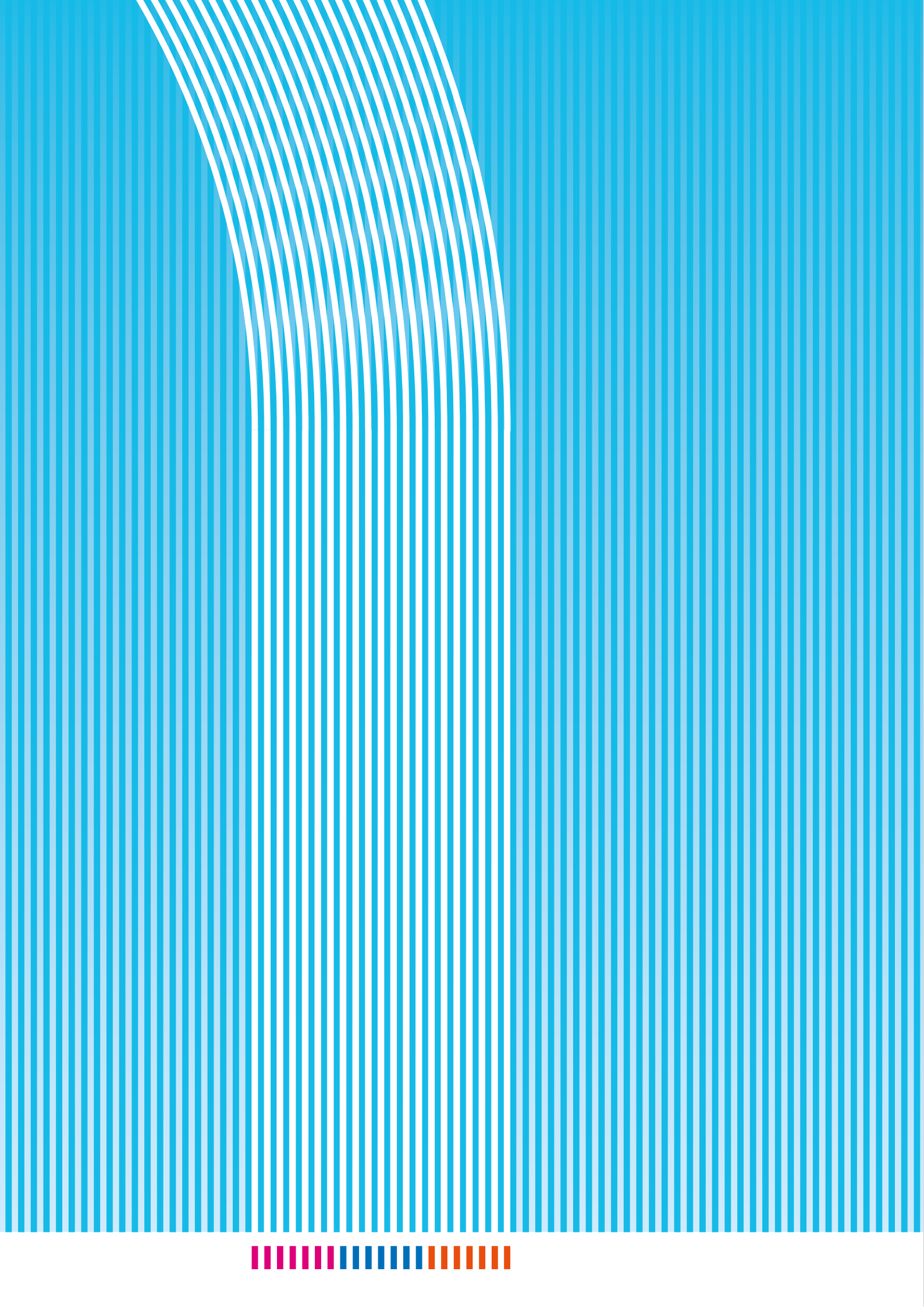
El cambio de marca posiciona a la compañía de distribución como parte de un grupo multinacional de energía, que opera en todos los segmentos del sector energético y que está preparado para ofrecer todo tipo de productos y servicios asociados al mercado de la energía. El cambio de marca también destaca la escala global de Enel y el enfoque de la empresa en la digitalización, la tecnología y la innovación.

Enel Américas es reconocida en ranking Best Emerging Markets Performers de Vigeo-Eiris

La medición está compuesta por las empresas con mejor desempeño del universo de mercados emergentes, determinado por la metodología Equitics©. Las compañías seleccionadas han alcanzado las calificaciones más altas en su universo de referencia. En total son evaluadas 855 compañías, de 35 sectores y 31 países. Enel Américas fue distinguida en Electric & Gas Utilities Emerging Market.

Edesur recibe premio a la Calidad

El Premio Nacional a la Calidad por la "Gestión de Directorios" es el galardón más importante y prestigioso al que pueden aspirar empresas y organizaciones sin fines de lucro, que puedan exhibir una gestión organizacional de excelencia. El reconocimiento fue recibido por los directores de Edesur en Casa Rosada. El Premio Nacional a la Calidad es la única distinción con la que la Nación Argentina reconoce e incentiva a las empresas que son modelo de gestión de excelencia, a fin de apoyar la modernización, la innovación y la competitividad. Tiene un riguroso proceso de evaluación a tres niveles, que incluye un diagnóstico individual, un consenso entre evaluadores y una elección final a través de jueces de alto nivel.



04

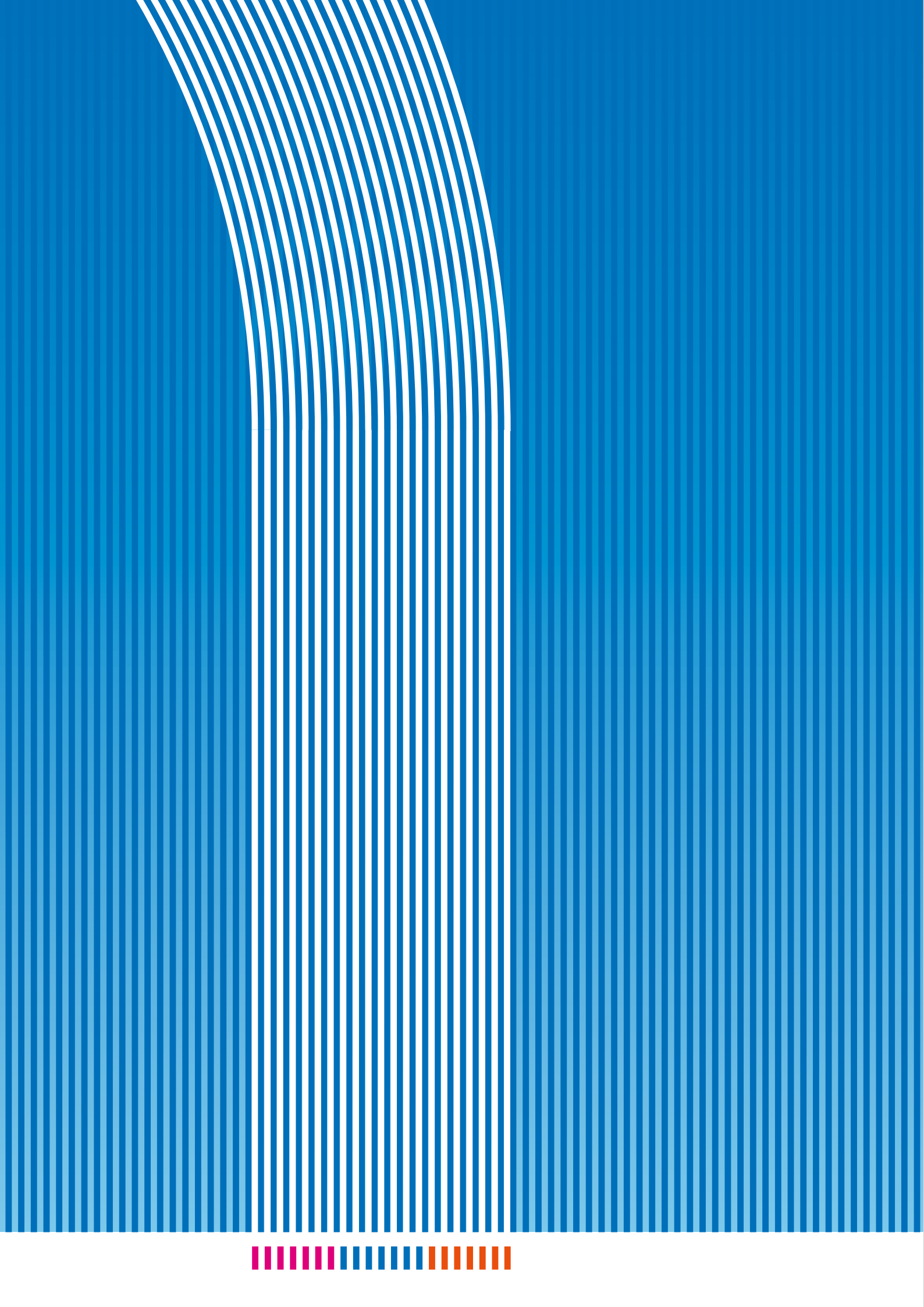
Principales indicadores financieros

	Al 31 de diciembre de cada año [1]					
	2013	2014	2015	2016	2017	**2018**
Activo total	**15.177.664**	**15.921.322**	**15.449.154**	**11.281.556**	**20.168.991**	**27.396.356**
Pasivo exigible total	**6.670.199**	**7.642.104**	**7.259.346**	**6.006.307**	**11.890.484**	**18.564.456**
Ingresos de explotación	6.264.446	7.253.876	5.301.440	5.197.286	10.438.003	13.184.062
Ebitda	**2.251.489**	**2.300.020**	**1.615.112**	**1.643.369**	**2.947.261**	**3.357.708**
Resultado neto[2]	658.514	610.158	661.587	383.060	709.043	1.201.381
Índice de liquidez	1,31	1,23	1,01	1,25	0,92	0,66
Coeficiente de endeudamiento[3]	0,78	0,92	0,65	1,14	1,44	2,10

	Al 31 de diciembre de cada año					
Negocio de generación	2013	2014	2015	2016	2017	**2018**
ARGENTINA						
Número de colaboradores	628	645	657	632	578	581
Número de unidades generadoras	25	25	25	29	29	29
Capacidad instalada (MW) [4]	4.522	4.522	4.522	4.419	4.419	4.419
Energía eléctrica generada (GWh)	14.422	14.390	15.204	13.124	14.825	13.949
Ventas de energía (GWh)	16.549	15.276	15.770	13.312	14.852	13.952
BRASIL						
Número de colaboradores	200	208	194	185	146	158
Número de unidades generadoras	13	13	13	13	17	17
Capacidad instalada (MW) [4]	987	987	987	974	1.354	1.354
Energía eléctrica generada (GWh)	4.992	5.225	4.398	3.665	4,034	3.755
Ventas de energía (GWh)	6.826	7.108	6.541	9.448	12.587	22.236
COLOMBIA						
Número de colaboradores	563	589	484	551	604	615
Número de unidades generadoras	29	32	36	36	36	36
Capacidad instalada (MW) [4]	2.925	3.059	3.459	3.457	3.467	3.499
Energía eléctrica generada (GWh)	12.748	13.559	13.705	14.952	14.765	14.052
Ventas de energía (GWh)	16.090	15.773	16.886	18.015	18.156	18.544
PERÚ						
Número de colaboradores	316	324	292	310	320	325
Número de unidades generadoras	27	27	27	27	27	30
Capacidad instalada (MW) [4]	1.842	1.949	1.983	1.934	1,979	1.985
Energía eléctrica generada (GWh)	8.489	9.062	8.801	8.698	7.430	8.106
Ventas de energía (GWh)	9.497	9.916	9.283	9.800	10.457	10.597
TOTAL						
Número de colaboradores	1.707	1.766	1.627	1.678	1.648	1.679
Número de unidades generadoras	94	97	101	105	107	112
Capacidad instalada (MW) [4]	10.276	10.517	10.951	10.784	11.219	11.257
Energía eléctrica generada (GWh)	40.651	42.236	42.108	40.439	41.053	39.863
Ventas de energía (GWh)	48.962	48.073	48.480	50.575	56.051	65.329

	Al 31 de diciembre de cada año					
Negocio de distribución	2013	2014	2015	2016	2017	**2018**
ARGENTINA						
Ventas de energía (GWh)[5]	18.137	17.972	18.492	18.493	17.736	17.548
Número de clientes [5]	2.444.013	2.464.117	2.479.559	2.504.558	2.529.307	2.529.953
Pérdidas de energía	10,80%	10,75%	12,30%	12,04%	12,04%	14,25%
Número de colaboradores	3.320	3.823	4.142	4.290	4.251	3.760
Clientes / colaboradores	736	645	596	584	595	673
BRASIL						
Ventas de energía (GWh) [5]	21.767	22.842	22.776	22.809	34.876	61.310
Número de clientes[5]	6.301.582	6.500.500	6.754.327	6.943.600	9.974.471	17.143.979
Pérdidas de energía	16,10%	16,42%	17,30%	16,10%	15,22%	14.00%
Número de colaboradores	2.370	2.415	2.348	2.244	3.336	10.632
Clientes / colaboradores	2.659	2.732	2.877	3.237	2.990	1.612
COLOMBIA						
Ventas de energía (GWh) [5]	13.342	13.660	13.946	13.632	13.790	14.024
Número de clientes[5]	2.686.919	2.772.376	2.865.159	3.248.447	3.340.457	3.438.620
Pérdidas de energía	7,00%	7,19%	7,30%	7,10%	7,84%	7.74%
Número de colaboradores	1.036	1.043	947	1.337	1.376	1.529
Clientes / colaboradores	2.594	2.658	2.771	2.430	2.428	2.249
PERÚ						
Ventas de energía (GWh) [5]	7.045	7.338	7.624	7.782	7.934	8.045
Número de clientes[5]	1.254.624	1.293.503	1.336.610	1.367.044	1.396.966	1.422.608
Pérdidas de energía	7,90%	7,95%	8,30%	7,80%	8,24%	8.09%
Número de colaboradores	616	619	570	620	588	590
Clientes / colaboradores	2.037	2.090	2.191	2.216	2.376	2.411
Total						
Ventas de energía (GWh) [5]	60.291	61.812	62.838	62.715	74.337	100.927
Número de clientes[5]	12.687.138	13.030.496	13.435.655	14.063.649	17.241.201	24.535.160
Promedio Pérdidas de energía	10,45%	10,58%	11,30%	10,76%	12,30%	10.96%
Número de colaboradores	7.342	7.900	8.007	8.491	9.551	16.511
Clientes / colaboradores	1.728	1.649	1.678	1.656	1.805	1.486

(1) Cifras contables de acuerdo a instrucciones y normas emitidas por la CMF. Cifras en millones de pesos chilenos nominales para años 2012, 2013, 2014, 2015 y 2016, y cifras en miles de dólares para años 2017 y 2018. En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 27 de abril de 2017, se aprobó el cambio de moneda funcional de la Sociedad de pesos chilenos a dólares de los Estados Unidos de América.
(2) Corresponde al Resultado Neto atribuible a la sociedad dominante.
(3) Pasivo total/Patrimonio más Interés Minoritario.
(4) A diferencia de años anteriores, para los años 2016, 2017 y 2018 se considera la capacidad instalada neta, cuya diferencia con la capacidad instalada bruta radica en el descuento de autoconsumo.
(5) Por cambios de criterio, no se incluye consumos ni clientes no facturables (CNF) para los años 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018.



05

Identificación de la compañía y documentos constitutivos

Identificación de la compañía

Nombre o razón social	Enel Américas S.A.
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	94.271.000-3
Dirección	Santa Rosa N° 76, Santiago, Chile
Código postal	833-009 SANTIAGO
Teléfonos	(56-2) 2353 4400 - (56-2)2 378 4400
Casilla	1557, Santiago
Inscripción Registro de Valores	N° 175
Auditores externos	Ernst & Young
Capital suscrito y pagado (USD)	6.763.204.424
Sitio web	www.enelamericas.com
Correo electrónico	comunicacion.enelchile@enel.com
Teléfono Relación con Inversionistas	(56-2) 2353 4682
Nemotécnico en bolsas chilenas	ENELAM
Nemotécnico en Bolsa de Nueva York	ENIA
Banco custodio programa ADR's	Banco Santander Chile
Banco depositario programa ADR's	Citibank N.A.
Clasificadores de riesgo nacionales	Feller Rate Clasificadora de Riesgo Limitada, Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Limitada
Clasificadores de riesgo internacionales	Fitch Ratings, Moody´s Investor Services y Standard & Poor´s International Rating Services

Documentos constitutivos

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

El 1 de agosto de 1988, la sociedad pasó a denominarse "Enersis S.A."

En abril de 2015 Enersis S.A. inició un proceso de reorganización societaria. Como parte de éste, el 18 de diciembre de 2015 se realizó una Junta Extraordinaria de Accionistas donde los accionistas de Enersis S.A. aprobaron la primera etapa de la reorganización denominada "La División". Como consecuencia de la misma, se aprobó la división de la compañía y se creó "Enersis Chile S.A." como vehículo único de control de los activos de generación y distribución que tiene el grupo en Chile. Enersis S.A pasó a denominarse "Enersis Américas S.A." que controlaría los negocios en los otros países de la región (Argentina, Perú, Brasil y Colombia). La División consta en escritura pública del 8 de enero de 2016 otorgada en la Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo, cuyo extracto fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas 4013 N°2441, correspondiente al año 2016 y publicado en el Diario Oficial el 22 de enero de 2016. Su rectificación fue inscrita en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas 10.743 N°6.073, correspondiente al año 2016 y publicada en el Diario Oficial del 10 de febrero de 2016.

El 28 de septiembre de 2016 se realizaron las Juntas Extraordinarias de Accionistas de Enersis Américas S.A. y de sus filiales Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A. En las tres juntas se aprobó, entre otras materias, la segunda etapa del plan de reorganización societaria denominada "La Fusión". Como consecuencia de ésta Enersis Américas S.A., como sociedad absorbente, adquirió todos los activos y pasivos de las filiales Chilectra Américas S.A. y Endesa Américas S.A. Y la sucedió en todos sus derechos y obligaciones. Se incorporaron a Enersis Américas S.A. la totalidad de los accionistas y patrimonio de Chilectra Américas S.A. y Endesa Américas S.A.

Además, se acordó que una vez concretada la Fusión el 1 de diciembre de 2016, Enersis Américas S.A. pasaría a llamarse "Enel Américas S.A." Dicha junta fue reducida a escritura pública el 18 de octubre de 2016. Ésta fue otorgada en la Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo, cuyo extracto fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas 79.974 N°43.179, correspondiente al año 2016 y publicado en el Diario Oficial el 29 de octubre de 2016.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 27 de abril de 2017, se cambió la moneda funcional de la sociedad de pesos a dólares de los Estados Unidos de América, modificándose al efecto el artículo cinco permanente y el artículo primero transitorio de sus estatutos sociales.

Objeto social

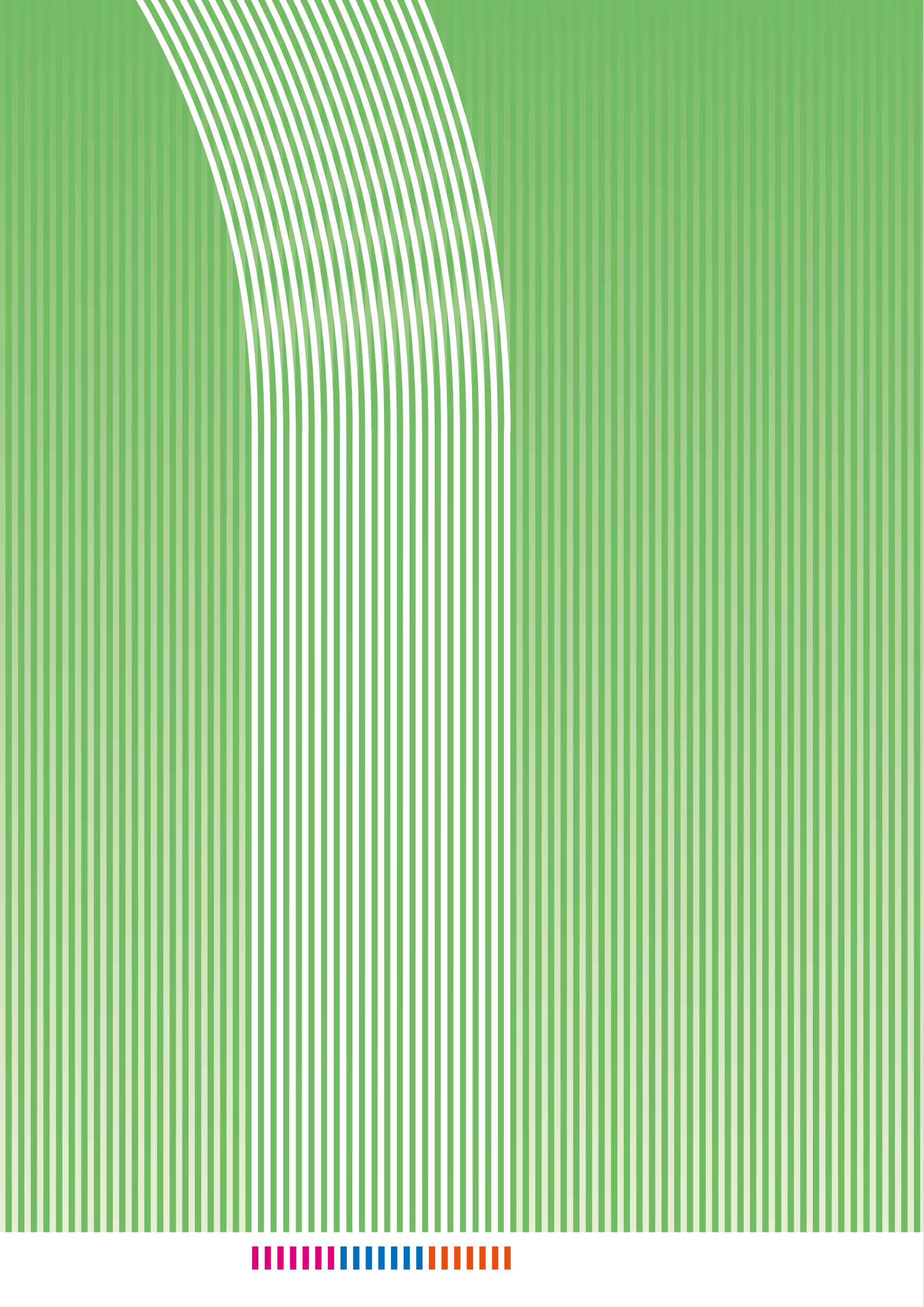
El objeto social de la sociedad consta en el texto refundido que se aprobó en la Junta Extraordinaria de Accionistas del 28 de septiembre de 2016, formalizada por escritura pública de 18 de octubre de 2016, otorgada en la Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo, cuyo extracto fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas 79.974 N°43.179, correspondiente al año 2016 y publicado en el Diario Oficial con fecha 29 de octubre de 2016.

La sociedad tendrá como objeto realizar, en el país o en el extranjero, la exploración, desarrollo, operación, generación, distribución, transmisión, transformación y/o venta de energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, directamente o por intermedio de otras empresas, como, asimismo, actividades en telecomunicaciones y la prestación de asesoramiento de ingeniería, en el país y en el extranjero. Tendrá también como objeto invertir y administrar su inversión en sociedades filiales y coligadas, que sean generadoras, transmisoras, distribuidoras o comercializadoras de energía eléctrica o cuyo giro corresponda a cualesquiera de los siguientes: (i) la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, (ii) al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía, (iii) las telecomunicaciones e informática, y (iv) negocios de intermediación a través de Internet. En el cumplimiento de su objeto principal la sociedad desarrollará las siguientes funciones:

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

Además de su objeto principal y actuando siempre dentro de los límites que determine la Política de Inversiones y Financiamiento aprobada en Junta de Accionistas, la sociedad podrá invertir en:

1.- La adquisición, explotación, construcción, arrendamiento, administración, intermediación, comercialización y enajenación de toda clase de bienes muebles e inmuebles, sea directamente o a través de sociedades filiales o coligadas.
2.- Toda clase de activos financieros, incluyendo acciones, bonos y debentures, efectos de comercio y, en general, toda clase de títulos o valores mobiliarios y aportes a sociedades, sea directamente o a través de sociedades filiales o coligadas.



06

Propiedad y control

Estructura de propiedad

Estructura de propiedad

El capital de la Compañía se divide en 57.452.641.516 acciones, sin valor nominal, todas de una misma y única serie en que cada acción representa un derecho a voto, no existiendo acciones privilegiadas por parte del Estado.

Al 31 de diciembre de 2018, se encontraban suscritas y pagadas el total de las acciones cuya propiedad se distribuía de la siguiente manera:

Accionistas	Número de acciones	Participación
Enel S.p.A.	29.762.213.531	51,80%
Administradoras de Fondos de Pensiones	7.946.536.863	13,83%
ADR´S (Citibank N.A. según circular N°1.375 de la CMF)	4.384.417.428	7,63%
Fondos de Inversión Extranjeros	831.284.457	1,45%
Bancos Custodios	8.190.992.728	14,26%
Corredores de Bolsa, Cías. de Seguros y Fondos Mutuos	4.824.578.112	8,40%
Otros Accionistas	1.512.618.397	2,63%
Total Acciones	**57.452.641.516**	**100,00%**

Identificación de los controladores

De acuerdo a lo definido en el Título XV de la Ley N°18.045, Enel Américas S.A. es una sociedad anónima abierta controlada directamente por Enel S.p.A., sociedad por acciones italiana, que ostenta un 51,8030% de las acciones emitidas por Enel Américas S.A.

Accionistas de Enel S.p.A	Participación
Ministero dell'Economia e delle Finanze de Italia	23,6%
Otros Inversionistas (Institucionales y Retail)	76,4%
Total	**100,0%**

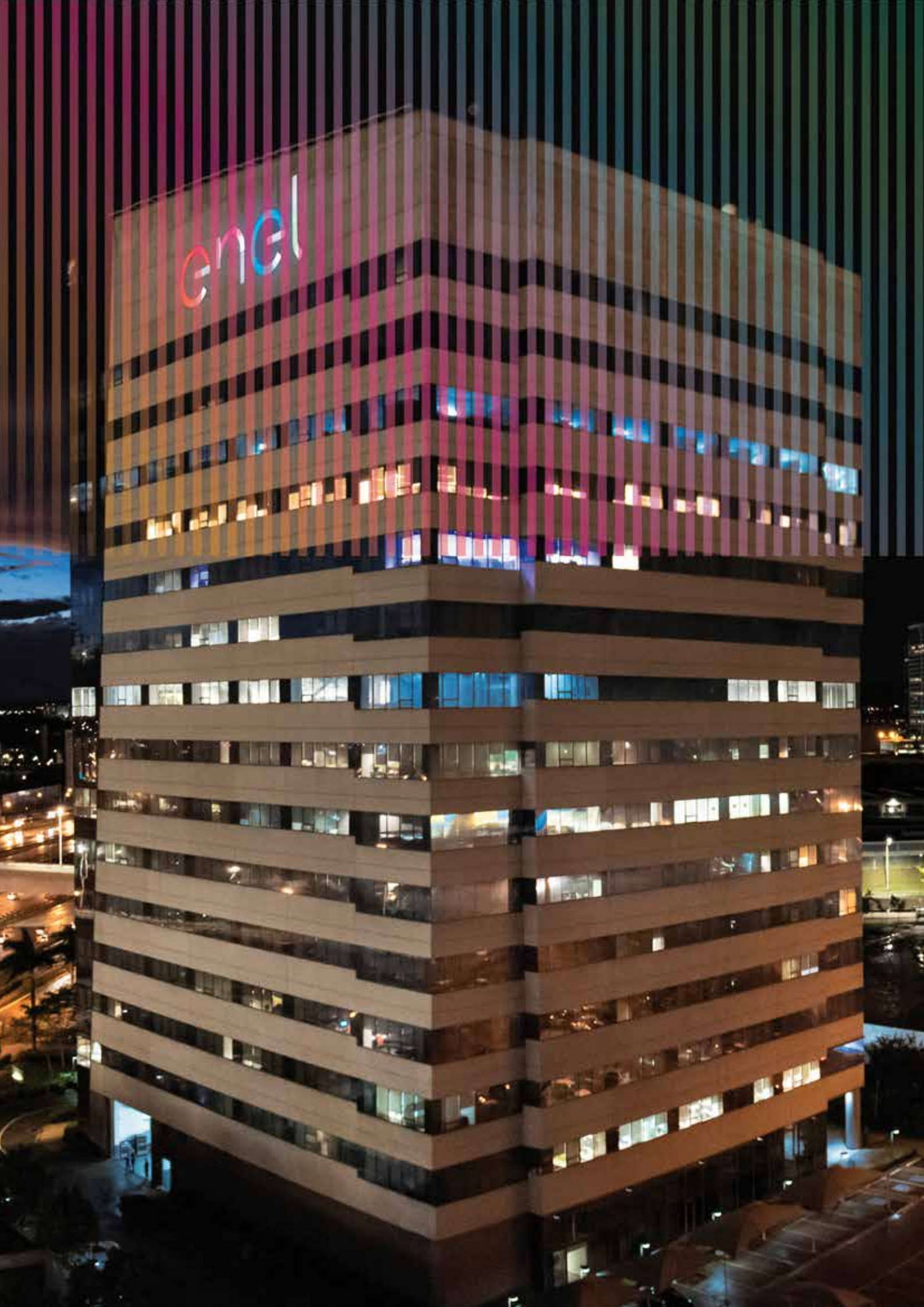
Los miembros del controlador no tienen acuerdo de actuación conjunta.

Nómina de los doce mayores accionistas de la compañía

Al 31 de diciembre de 2018, Enel Américas era propiedad de 23.286 accionistas. Los doce mayores accionistas eran:

Nombre o Razón Social	Rut	Número de Acciones	Participación
ENEL SPA	59.243.980-8	29.762.213.531	51,80%
CITIBANK N.A. SEGUN CIRCULAR 1375 S.V.S.	59.135.290-3	4.384.417.428	7,63%
BANCO DE CHILE POR CUENTA DE TERCEROS NO RESIDENTES	97.004.000-5	3.210.128.764	5,59%
BANCO SANTANDER POR CUENTA DE INV EXTRANJEROS	97.036.000-K	2.401.980.484	4,18%
BANCO ITAU CORPBANCA POR CTA DE INVERSIONISTAS EXTRANJEROS	97.023.000-9	2.344.499.854	4,08%
AFP PROVIDA S.A. PARA FDO. PENSION C	76.265.736-8	1.246.543.955	2,17%
AFP HABITAT S A PARA FDO PENSION C	98.000.100-8	891.818.720	1,55%
AFP CAPITAL S A FONDO DE PENSION TIPO C	98.000.000-1	798.743.379	1,39%
JP MORGAN SECURITIES INC	47.009.201-7	761.063.736	1,32%
AFP CUPRUM S A PARA FDO PENSION C	76.240.079-0	748.242.585	1,30%
BANCHILE C DE B S A	96.571.220-8	632.343.103	1,10%
AFP CUPRUM S A FONDO TIPO A	76.240.079-0	514.913.078	0,90%
Subtotal Doce Mayores Accionistas		47.696.908.617	83,02%
Otros 23.274 accionistas		9.755.732.899	16,98%
TOTAL 23.286 ACCIONISTAS		**57.452.641.516**	**100,00%**

No hay accionistas que pertenezcan a familias fundadoras de la Sociedad, así como tampoco al gobierno o entidades estatales que mantengan acciones de la sociedad que superen el 5% de su propiedad.


enel

Cambios de mayor importancia en la propiedad

Durante el año 2018, los cambios de mayor importancia en la propiedad de Enel Américas fueron:

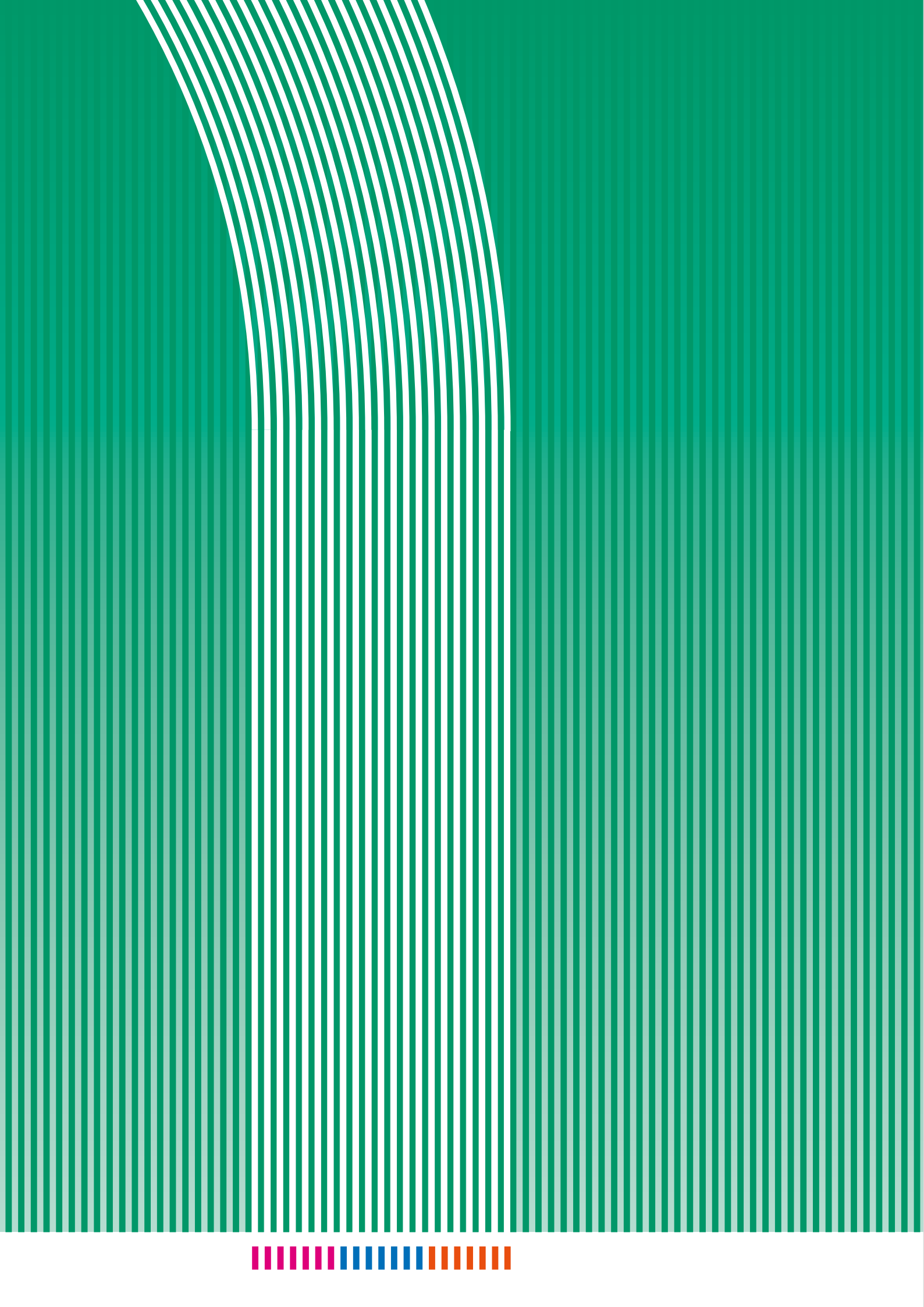
Nombre o Razón Social	Rut	Dv	N° de Acciones al 31/12/2017	N° de Acciones al 31/12/2018	Variación puntos porcentuales respecto al capital suscrito y pagado	Variación Número de Acciones
CITIBANK N.A. SEGUN CIRCULAR 1375 S.V.S.	59.135.290	3	4.384.417.428	5.064.445.978	1,18363	680.028.550
BANCO DE CHILE POR CUENTA DE TERCEROS NO RESIDENTES	97.004.000	5	3.210.128.764	3.895.552.189	1,19302	685.423.425
BANCO ITAU CORPBANCA POR CTA DE INVERSIONISTAS EXTRANJEROS	97.023.000	9	2.344.499.854	2.523.158.948	0,31097	178.659.094
AFP PROVIDA S.A.	76.265.736	8	2.247.892.567	2.278.366.257	0,05304	30.473.690
AFP CAPITAL S A	98.000.000	1	1.646.207.724	1.995.066.955	0,60721	348.859.231
BANCO SANTANDER POR CUENTA DE INV EXTRANJEROS	97.036.000	K	2.401.980.484	1.883.016.703	-0,90329	-518.963.781
AFP HABITAT S A	98.000.100	8	1.671.887.493	1.797.479.247	0,21860	125.591.754
AFP CUPRUM S A	76.240.079	0	1.633.734.907	1.780.798.933	0,25597	147.064.026
BANCHILE C DE B S A	96.571.220	8	632.343.103	495.159.971	-0,23878	-137.183.132
AFP MODELO S.A.	76.762.250	3	485.430.607	468.847.590	-0,02886	-16.583.017
LARRAIN VIAL S A CORREDORA DE BOLSA	80.537.000	9	510.591.005	290.453.220	-0,38316	-220.137.785
AFP PLANVITAL S A	98.001.200	K	261.383.565	286.008.391	0,04286	24.624.826
SANTANDER CORREDORES DE BOLSA LIMITADA	96.683.200	2	228.911.532	216.115.682	-0,02227	-12.795.850
BTG PACTUAL CHILE S A C DE B	84.177.300	4	232.602.612	203.106.375	-0,05134	-29.496.237
BICE INVERSIONES CORREDORES DE BOLSA S A	79.532.990	0	236.490.136	202.660.202	-0,05888	-33.829.934
BANCO SANTANDER-HSBC BANK PLC LONDON CLIENT ACCOUN	97.036.000	K	178.732.113	198.136.422	0,03377	19.404.309

Transacciones bursátiles efectuadas por personas relacionadas durante el año 2018

No se efectuaron transacciones bursátiles por personas relacionadas durante el año 2018.

Síntesis de comentarios y proposiciones del comité de directores y de los accionistas

No se recibieron en Enel Américas S.A. comentarios ni proposiciones respecto de la marcha de los negocios sociales entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2018 por parte del Comité de Directores o accionistas que posean o representen el 10% o más de las acciones emitidas con derecho a voto, de conformidad a lo establecido en el Art. 74 de la Ley N°18.046 y 136 del Reglamento de Sociedades Anónimas.



07

Administración

Directorio

1. PRESIDENTE
Francisco de Borja Acha Besga
Licenciado en Derecho
Universidad Complutense de Madrid
DNI: 05263174-S
A partir de 28.04.2016 (1)

2. DIRECTOR
José Antonio Vargas Lleras
Licenciado en Derecho
Universidad Colegio Mayor del Rosario, Colombia
Cédula de ciudadanía: 79.312.642
A partir de 28.04.2016

3. DIRECTOR
Enrico Viale
Licenciado en Ingeniería
Universidad Politécnica de Turín
MBA Escuela de Negocios
Universidad de Santa Clara
DNI: AU 2580379
A partir de 28.04.2016

4. DIRECTOR
Livio Gallo
Ingeniería Electrónica
Universidad Politécnica de Milán
DNI: AV 0246369
A partir de 28.04.2016

5. DIRECTOR
Hernán Somerville Senn
Abogado
Universidad de Chile
Master of Comparative Jurisprudence
Universidad de New York
Rut: 4.132.185-7
A partir de 28.04.2016 (2)

6. DIRECTOR
Domingo Cruzat Amunátegui
Ingeniero Civil Industrial
Universidad de Chile
MBA The Wharton School de la Universidad de Pennsylvania
Rut: 6.989.304-K
A partir de 28.04.2016

7. DIRECTOR
Patricio Gómez Sabaini
Licenciado en Administración de Empresas
George Mason University, Virginia
Master en Administración de Empresas
George Washigton University, Washington DC
Pasaporte: 16941675N
A partir de 28.04.2016

(1) Inicialmente elegido el 30.06.2015 como director de Enersis Américas S.A., predecesora de Enel Américas.

(2) Inicialmente elegido el 29.07.1999 como director de Enersis S.A., predecesora de Enel Américas.

Enel Américas es administrada por un directorio compuesto por siete miembros, los que permanecen por un período de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. El directorio fue elegido en Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 28 de abril de 2016. De conformidad con la Ley de Sociedades Anónimas, si se produjere la vacancia de un director, 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. No se contempla la existencia de miembros suplentes.

Remuneraciones del directorio y del comité de directores

En conformidad a lo establecido en el Artículo 33 de la Ley N°18.046 de Sociedades Anónimas, la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 26 de abril de 2018, acordó la remuneración que corresponde al directorio y comité de directores de Enel Américas para el ejercicio 2018. La remuneración del directorio consiste en una remuneración fija mensual. Se determinó pagar una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual. Dicha remuneración se descompone en 216 UF en carácter de retribución fija mensual a todo evento y 79,2 UF en carácter de dieta por asistencia a sesión, con un máximo de 16 sesiones en total. La remuneración del Presidente del Directorio será el doble de lo que corresponda a un Director.

La remuneración del comité de directores consiste en una remuneración fija mensual, parte a todo evento y parte eventual. Dicha remuneración se descompone en 72 UF en carácter de retribución fija mensual a todo evento y 26,4 UF en carácter de dieta por asistencia a sesión, con un máximo de 16 sesiones en total.

El total de los gastos por concepto de remuneraciones durante 2018 fue de US$ 642.836 y se detalla en la siguiente tabla. El Directorio no incurrió en gastos adicionales en asesorías externas.

2018

Montos en US$ Nombre	Cargo	Retribución Fija Directorio	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias Directorio	Retribución Fija Comité	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias Comité	Total 2018
Francisco de Borja Acha [1]	Presidente					
José Antonio Vargas Lleras [1]	Director					
Livio Gallo [1]	Director					
Enrico Viale [1]	Director					
Hernán Somerville Senn	Director	103.798	62.032	34.636	14.739	215.205
Domingo Cruzat Amunátegui	Director	103.798	62.032	34.636	14.739	215.205
Patricio Gómez Sabaini	Director	103.798	59.253	34.636	14.739	212.426
Total General		**311.394**	**183.318**	**103.909**	**44.216**	**642.836**

(1) Los señores Francisco de Borja Acha B., José Antonio Vargas Ll., Livio Gallo y Enrico Viale, renunciaron al pago de remuneración.

El total de los gastos por concepto de remuneraciones durante el año 2017 fue de US$526.856 y se detalla en la siguiente tabla. El Directorio no incurrió en gastos adicionales en asesorías externas.

2017

Montos en US$ Nombre	Cargo	Retribución Fija Directorio	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias Directorio	Retribución Fija Comité	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias Comité	Total 2017
Francisco de Borja Acha [1]	Presidente					
José Antonio Vargas Lleras [1]	Director					
Livio Gallo [1]	Director					
Enrico Viale [1]	Director					
Hernán Somerville Senn	Director	93.417	39.968	31.139	12.367	176.891
Domingo Cruzat Amunátegui	Director	93.417	37.106	31.139	11.413	173.075
Patricio Gómez Sabaini	Director	93.417	39.968	31.139	12.367	176.891
Total General		**280.250**	**117.042**	**93.417**	**36.147**	**526.856**

(1) Los señores Francisco de Borja Acha B., José Antonio Vargas Ll., Livio Gallo y Enrico Viale, renunciaron al pago de remuneración.

Responsabilidad social y desarrollo sostenible

Diversidad en el directorio

Número de personas por género:	
Femenino	0
Masculino	7
Total general	**7**

Número de personas por nacionalidad:	
Chilena	2
Española	1
Argentina	1
Colombiana	1
Italiana	2
Total general	**7**

Número de personas por rango de edad:	
Entre 41 y 50 años	0
Entre 51 y 60 años	4
Entre 61 y 70 años	2
Mayor a 70 años	1
Total general	**7**

Número de personas por antigüedad:	
Menos de 3 años	5
Entre 3 y 6 años	1
Más de 12 años	1
Total general	**7**

Gastos en asesoría del Directorio

Durante el año 2018, el Directorio no realizó gastos en asesorías.

Propiedad sobre Enel Américas

Al 31 de diciembre de 2018, según el Registro de Accionistas, ninguno de los directores vigentes presentaba propiedad sobre la compañía. Sin embargo, el Director Sr. Hernán Somerville es accionista controlador de Inversiones Santa Verónica Limitada, propietaria de 5.044.782 acciones de la compañía.

Comité de Directores

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

Con fecha 29 junio de 2005, el Directorio de la Compañía creó un Comité de Auditoria, compuesto por tres directores que también eran miembros del Directorio, según lo exige la Ley Sabarnex-Oxley y las reglas de gobierno corporativo de la NYSE. Posteriormente, con fecha 22 de abril 2010, en la Junta Extraordinaria de Accionistas, los estatutos fueron modificados y el Comité de Auditoría se fusionó con el Comité del Directorio.

Al primero de enero de 2018 integraban el Comité de Directores de Enel Américas S.A., don Hernán Somerville Senn (independiente), don Domingo Cruzat Amunátegui (independiente) y don Patricio Gómez Sabaini (independiente),

siendo su Presidente y Experto Financiero don Hernán Somerville Senn y Secretario del Comité de Directores don Domingo Valdés Prieto.

En sesión ordinaria de Directorio de fecha 29 de abril de 2016 fueron designados miembros del Comité de Directores los señores Hernán Somerville Senn, Patricio Gómez Sabaini y Domingo Cruzat Amunátegui. Experto Financiero del Comité de Directores fue designado don Hernán Somerville Senn. Por su parte, en sesión ordinaria del Comité de Directores de fecha 29 de abril de 2016, el señor Hernán Somerville Senn fue designado Presidente del Comité de Directores y el señor Domingo Valdés Prieto, Secretario del mismo.

Informe anual de gestión del Comité de Directores

El Comité de Directores ha sesionado 14 veces durante el año 2018.

Durante el ejercicio 2018 el Comité de Directores ha abordado las materias de su competencia, dando cabal cumplimiento a las obligaciones dispuestas en el artículo 50 bis de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas y la Sarbanes Oxley Act de los Estados Unidos de América y demás normativa aplicable.

1. Estados Financieros Consolidados

En sesión ordinaria de 28 de febrero de 2018, por unanimidad, se declaró examinados los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2017, sus Notas, Estados de Resultados y Hechos Relevantes, así como los informes de los Auditores Externos y de los Inspectores de Cuentas sobre el particular. En sesión ordinaria de 3 de mayo de 2018, el Comité de Directores, por unanimidad de sus miembros, declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de la Compañía al 31 de marzo de 2018, sus Notas, Estados de Resultado y Hechos Relevantes.

En sesión extraordinaria de 27 de julio de 2018, el Comité de Directores, por unanimidad de sus miembros, declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de la Compañía al 30 de junio de 2018, sus Notas, Análisis Razonado, Estados de Resultados y Hechos Relevantes, así como la opinión de los Auditores Externos emitida "sin salvedad" con fecha 27 de julio de 2018, suscrita por don Gastón Villarroel Olivares, socio de Ernst & Young.

En sesión ordinaria de 26 de abril de 2018, el Comité de Directores declaró, por unanimidad de sus miembros, examinados los Estados Financieros bajo IFRS que se habían incorporado en el Formulario 20-F a efectos que éste pudiera ser presentado ante la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América (SEC), con el fin de cumplir con las normas y requisitos emanados de dicha autoridad pública.

En sesión ordinaria de fecha 31 de octubre de 2018, el Comité de Directores, por unanimidad de sus miembros, declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de la Compañía al 30 de septiembre de 2018, sus Notas, Estados de Resultados, Hechos Relevantes y el informe relativo a operaciones entre partes relacionadas elaborado por los auditores externos.

2. Examen de servicios a ser prestados por Auditores Externos y contratación de ex empleados de Ernst & Young

En sesiones ordinarias de fechas 31 de enero, 28 de febrero, 28 de marzo, 26 de abril, 30 de mayo, 27 de junio, 29 de agosto, 28 de septiembre, 31 de octubre y en sesión extraordinaria de 27 de julio, todos de 2018, se analizaron los servicios a ser prestados por auditores externos, que no

fueran de auditoría externa recurrente, y se acordó declarar por unanimidad de sus miembros, que no comprometían la idoneidad técnica ni la independencia de juicio de las respectivas empresas de auditoría externa prestadoras de servicios. Ello, conforme a lo señalado en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley, en el artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045, de Mercado de Valores y en el Reglamento del Comité de Directores.

3. Examen de Operaciones entre Partes Relacionadas

En sesión extraordinaria de 15 de abril de 2018, el Comité declaró examinada, por unanimidad de sus miembros, la operación entre partes relacionadas consistente en el otorgamiento por parte de Enel Américas a la filial Enel Brasil y/o Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. de un préstamo intercompañía por hasta el monto del precio de compra del activo Eletropaulo Metropolitana de Eletricidade de Sao Paulo S.A. (Eletropaulo). En la misma sesión se declaró también examinada la operación consistente en otorgar una garantía a las filiales Enel Brasil S.A. y Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A., consistente en una fianza a favor de la entidad brasilera Banco BTG Pactual S.A. y/o cualesquiera otras entidades, con vigencia por 90 días prorrogables y por el monto total que fuere necesario para contra garantizar las obligaciones asumidas por Enel Brasil S.A. y Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. con el Banco BTG Pactual derivadas del "Contrato para Prestacao de Grantía Firme" a ser suscrito por dichas compañías en relación con el lanzamiento por Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. de una oferta pública de adquisición de acciones de Eletropaulo. La garantía contemplaba una contraprestación para Enel Américas por parte de la filial respectiva.

En sesión extraordinaria de 3 de mayo de 2018, el Comité de Directores de Enel Américas S.A., en relación con la Oferta Pública de Acciones voluntaria (OPA) sobre Eletropaulo, lanzada por la filial Enel Brasil S.A. a través de su vehículo (100% de propiedad de Enel Brasil S.A.), Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A., dio por examinadas, por unanimidad de sus miembros, las operaciones entre partes relacionadas consistentes en el otorgamiento de Fianzas y Codeudas Solidarias por parte de la Compañía en relación con las Emisiones y los Contratos de Reembolso previstas, conforme a lo cual la Compañía garantizaría de conformidad con la ley chilena, de manera irrevocable, conjunta, solidaria e incondicional, como codeudor y principal beneficiario del Emisor (Enel Brasil S.A. y/o Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A.) y el Oferente (Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A.), el pago total y oportuno de: (i) todas las obligaciones de pago de capital, intereses, intereses de mora, multas y otras cantidades adeudadas en los Documentos Comerciales y Contratos de Reembolso, ya sea en la fecha de vencimiento o como resultado de la aceleración, así como cualquier otra cantidad adeudada en virtud de los mismos, en la medida en que se registren en cualquier otro instrumento que los Emisores y el Oferente hayan ejecutado o aceptado, o que pueda ejecutar o aceptar en el futuro relacionados con los Documentos Comerciales o los Contratos de Reembolso, así como créditos y documentos que sustituyeran o reemplazara total o parcialmente tales obligaciones, de cualquier manera, y cualquier extensión, renovación y/o modificación que pudiera acordarse en el futuro con respecto a las obligaciones establecidas en los Documentos Comerciales y en los Contratos de Reembolso; (ii) cualquier otra obligación de pago asumida por los Emisores y el Oferente en virtud de los Documentos Comerciales y los Contratos de Reembolso, incluidos los honorarios, gastos, costos, cargos, impuestos, reembolsos e indemnizaciones de abogados; (iii) obligaciones de reembolso de todos los montos que los titulares de Documentos Comerciales y/o sus agentes pudieren desembolsar en virtud de los Documentos Comerciales y/o como resultado de la ejecución, perfeccionamiento, mantenimiento, cobro y/o cumplimiento de la Garantía Corporativa, o bien el reembolso de los mismos gastos con ocasión de los Contratos de Reembolso a los bancos respectivos o sus cesionarios o sucesores; (iv) todas las obligaciones de pago adeudadas a los suscriptores de los Documentos Comerciales en virtud de las Ofertas, incluidas las tarifas y las indemnizaciones; y (v) todas y cada una de las obligaciones que los Emisores y el Oferente acuerden en el futuro, en reemplazo de los Documentos Comerciales o los Contratos de Reembolso. La operación contemplaba una contraprestación por parte de Enel Brasil y/o Enel Sudeste a Enel Américas, por el otorgamiento de las Fianzas y Codeudas Solidarias.

En ambas situaciones el Comité de Directores declaró que las operaciones entre partes relacionadas contribuían al interés social y se ajustaban en precio, términos y condiciones a aquéllas que prevalecían en el mercado al tiempo de su aprobación.

4. Supervisión y Evaluación de los Auditores Externos

En sesión ordinaria de 28 de febrero de 2018 el Comité acordó, por unanimidad de sus miembros, calificar de razonable el trabajo de los Auditores Externos de la Compañía, Ernst and Young, realizado durante el ejercicio 2017.

5. Informe de Auditores Externos sobre giro bancario y correduría de dinero

En sesión ordinaria de 28 de febrero de 2018, el Comité de Directores acordó por unanimidad de sus miembros, dejar constancia que había tomado conocimiento formal y expreso del informe de Correduría de Dinero y Giro Bancario preparado por los Auditores Externos, Ernst & Young, de fecha 28 de febrero de 2018. Se indicó, además, que la norma descrita había perdido vigencia, por lo que ésta sería la última vez que se presentaría el informe referido por parte de los Auditores Externos.

6. Examen de Carta de Control Interno Oficio Circular N°422 SVS

El Comité de Directores examinó esta materia en sesión ordinaria de 27 de febrero de 2018. La Comisión para el Mercado de Valores, con fecha 6 de diciembre de 2007, emitió el Oficio Circular N° 422, que complementa la Circular N° 980, de 24 de diciembre de 1990. Este Oficio Circular imparte instrucciones específicas respecto de los procedimientos de control interno, de manera que contempla la entrega de un informe provisorio y amplía el plazo señalado por la Circular N°980 para que los auditores externos entreguen un informe definitivo de control interno, indicando que podrán hacerlo llegar, a más tardar, hasta la fecha en que el Directorio tome conocimiento de los estados financieros correspondientes al 31 de diciembre de cada año. El Presidente del Comité de Directores, Sr. Hernán Somerville Senn, precisó que se habían derogado las normas referidas, pero que no obstante la derogación mencionada, el artículo 246 de la Ley de Mercado de Valores, entre otras materias, establece que a las empresas de auditoría externa les corresponde señalar al Directorio y al Comité de Directores, en su caso, las deficiencias que se detecten dentro del desarrollo de la auditoría externa en la adopción y mantenimiento de prácticas contables, sistemas administrativos y de auditoría interna, identificar las discrepancias entre los criterios contables aplicados en los estados financieros y los criterios relevantes aplicados generalmente en la industria en que dicha entidad desarrolla su actividad, así como, en el cumplimiento de las obligaciones tributarias de la sociedad y la de sus filiales incluidas en la respectiva auditoría externa, por lo que, en consecuencia, se mantenía la necesidad de informar las situaciones de control interno detectadas por parte de EY. Señaló que, en cuanto a la oportunidad de su emisión, la derogación referida no había afectado los plazos que fija la NCG N°30 para la entrega de los Estados Financieros (EEFF) y, en tal sentido, se debía entender que el informe de control interno era parte de la información que debía entregarse por los auditores externos durante el primer trimestre de cada año con motivo de la revisión y aprobación de los EEFF anuales. Así, en sesión ordinaria de 28 de febrero de 2018, el Comité de Directores acordó, por unanimidad de sus miembros, dejar constancia que había tomado conocimiento formal y expreso de la Carta de Control Interno de fecha 28 de febrero de 2018, preparada por Ernst & Young para dar cumplimiento a la normativa referida.

7. Examen por Auditores Externos de Materias Previstas en NCG N°385

En sesión ordinaria de 28 de febrero de 2018 el Comité declaró examinadas, por unanimidad de sus miembros, las materias contenidas en el numeral 1d) de la Norma de Carácter General N° 385 de la CMF, según presentación realizada por los Auditores Externos, quienes destacaron que no se había producido ninguna de las hipótesis descritas indicadas en los acápites ii, iii y v del referido numeral.

8. Contrato de auditoría externa entre Enel Américas S.A. y Ernst & Young para ejercicio 2018

En sesión extraordinaria de 3 de mayo de 2018, el Comité de Directores, por unanimidad de sus miembros, acordó declarar examinado y aprobado el contrato a suscribirse entre Enel Américas S.A. y los Auditores Externos EY.

9. Proposición de Auditores Externos

En sesión ordinaria de 28 de marzo de 2018, el Comité de Directores, por unanimidad de sus miembros, acordó, proponer al Directorio que se sugiriera a la Junta Ordinaria de Accionistas el siguiente orden de prelación para la designación de la firma de auditoría externa de Enel Américas, para el año 2018: 1° E&Y; 2° PKF, 3° RSM y 4° BDO. Los fundamentos considerados relevantes para proponer, en primer, lugar a E&Y como auditor externo de Enel Américas S.A. fueron los siguientes: (i) Presentó la propuesta más competitiva de acuerdo a las evaluaciones técnicas y económicas verificadas sobre las propuestas recibidas; (ii) Cuenta con una alta cualificación en la calidad de recursos disponibles y tiene amplia experiencia en el sector eléctrico; (iii) Es una de las cuatro firmas de auditoría externa más importantes a nivel internacional y nacional, (iv) Es la empresa auditora externa con mayor nivel de sinergia para Enel Américas S.A., ya que la controladora de Enel Américas S.A., Enel S.p.A., tiene a E&Y como su auditor externo principal; y (v) La relación que la compañía ha tenido con EY ha sido calificada de razonable por el Comité de Directores.

10. Proposición de Clasificadores Privados de Riesgo

En sesión de ordinaria de 28 de febrero de 2018, el Comité de Directores acordó por unanimidad de sus miembros, proponer al Directorio de la Compañía que fueran sugeridas en la junta de accionistas respectiva las empresas Feller Rate Clasificadora de Riesgo Limitada y Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Limitada, como clasificadores de riesgo nacional; y las firmas Fitch Ratings, Moody's Investors Service y Standard & Poors International Ratings Services como clasificadores privados de riesgo internacional, para el ejercicio 2018.

11. Análisis de denuncias al Canal Ético

En sesión ordinaria de 31 de enero de 2018 y de 29 de agosto de 2018, el Comité de Directores emitió, por unanimidad de sus miembros, su parecer sobre cada una de las denuncias presentadas, entregando directivas a seguir para cada una de éstas y confirmando lo ya resuelto por este órgano, en el sentido que corresponde al Presidente del Comité de Directores realizar una convocatoria a sesión extraordinaria de este órgano en el evento que una denuncia así lo justifique, a juicio del Presidente del Comité.

12. Autoevaluación sobre Control Interno

En sesión extraordinaria de 27 de julio de 2018, el Comité de Directores acordó, por unanimidad de sus miembros, declarar examinadas la estructura y el procedimiento de Autoevaluación sobre el Control Interno de Enel Américas S.A.

13. Examen del sistema de remuneraciones y planes de compensación de los gerentes, ejecutivos principales y trabajadores de la Compañía

En sesión ordinaria de 27 de junio de 2018, el Comité de Directores, declaró por unanimidad de sus miembros, examinados los sistemas de remuneraciones y planes de compensación de los gerentes, ejecutivos principales y trabajadores de la Compañía.

14. Propuesta de presupuesto del Comité de Directores para ejercicio 2018

En sesión ordinaria de 28 de febrero de 2018, el Comité de Directores, aprobó por unanimidad de sus miembros la proposición del Presupuesto del Comité de Directores para el ejercicio 2018, según la cual éste consistiría en la suma de 10.000 Unidades de Fomento para fines de gastos de funcionamiento del referido Comité y de sus asesores. Asimismo, el Comité de Directores resolvió, por la unanimidad de sus miembros, someter la mencionada propuesta a la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Américas S.A., que se celebraría en abril de 2018, a fin de que ésta resolviera en definitiva su determinación conforme a sus atribuciones.

15. Otros

En sesión ordinaria de 31 de enero de 2018, se declararon por unanimidad de sus miembros, examinados los pagos efectuados a los auditores externos por las empresas del Grupo Enel Américas a distintas firmas de auditoría externa durante el ejercicio 2017, distinguiendo al efecto entre los servicios de auditoría externa recurrentes de los no recurrentes y los servicios distintos de auditoria externa, concluyendo que éstos no habían afectado ni la independencia ni la idoneidad de los mismos.

En sesión ordinaria de 26 de abril de 2018, el Comité de Directores fue informado por el entonces Gerente General, Sr. Luca D'Agnese, de la evolución de la participación en la OPA para la adquisición de Eletropaulo.

De esta forma, y según se da cuenta en este informe, el Comité de Directores ha dado cumplimiento cabalmente a las obligaciones dispuestas en el artículo 50 bis de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas.

Gastos del Comité de Directores de Enel Américas S.A.

Comité de Directores no hizo uso del presupuesto de gastos de funcionamiento aprobado por la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 26 de abril de 2018.

Estructura organizacional

Presidente
Francisco De Borja Acha Besga

Gerencias

General
Maurizio Bezzecheri(*)

Administración, Finanzas y Control
Aurelio Bustilho de Oliveira (*)

Planificación y Control
Bruno Stella (*)

Fiscal y Secretario del Directorio
Domingo Valdés Prieto (*)

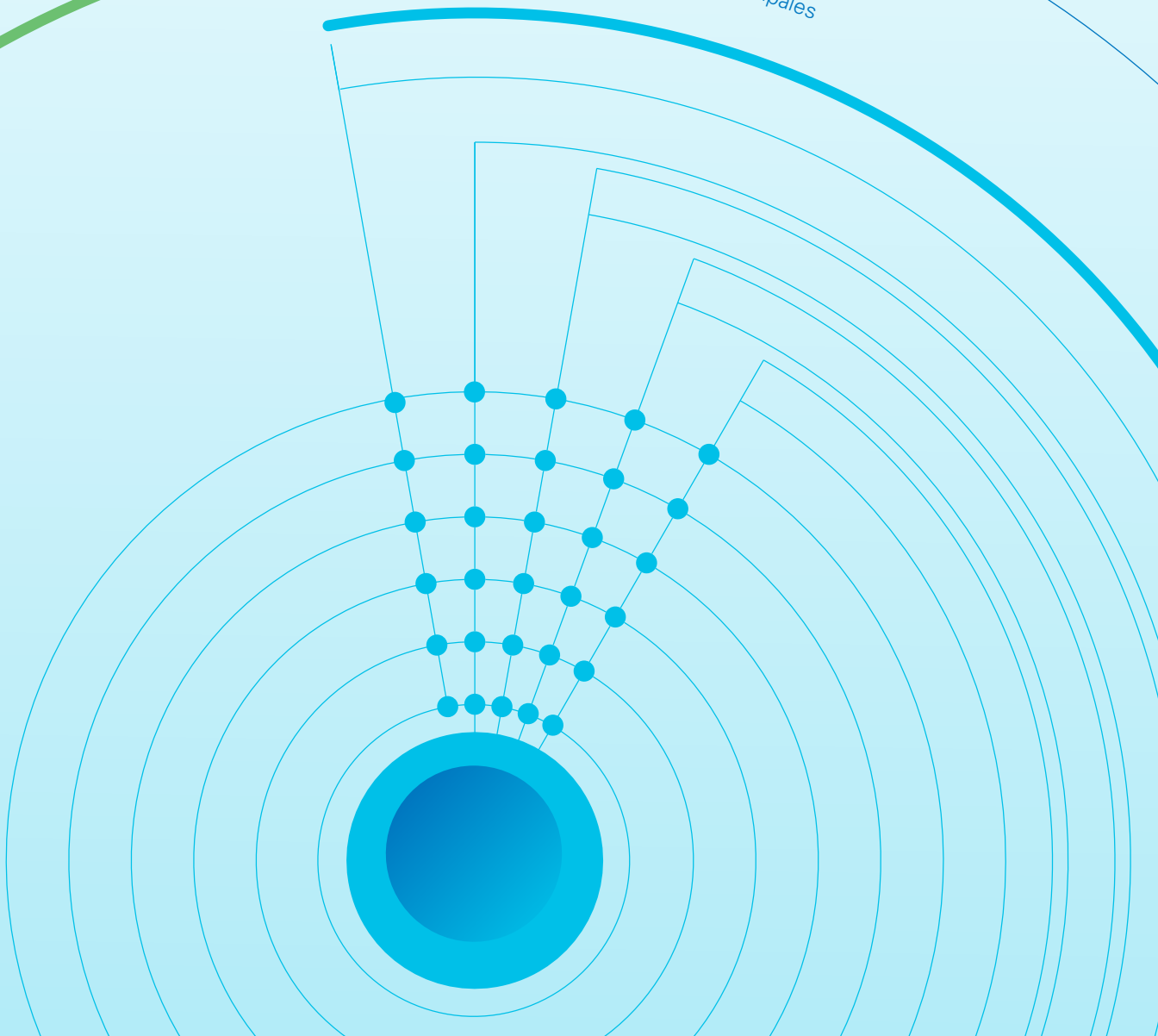
Comunicación
José Miranda Montecinos (*)

Enel X South America
Simone Tripepi

Personas y Organización
Liliana Schnaidt

Auditoria Interna
Raffaele Cutrignelli (*)

(*) Ejecutivos principales



Principales ejecutivos

1. GERENTE GENERAL
Maurizio Bezzeccheri
Doctor "cum laude" en Ingeniería Química
Universidad de Nápoles
I+D Desarrollo de Generadores de Vapor
Calificación Profesional Oficial para el Ejercicio de Ingeniería
Rut: 26.490.357-2
A partir de 01.08.2018[1]

2. GERENTE DE AUDITORÍA INTERNA
Raffaele Cutrignelli [3]
Licenciatura en Negocios Internacionales
Nottingham Trent University (Reino Unido)
Master en Auditoría y Controles Internos
Universidad de Pisa (Italia)
Certificados en Estrategia, Innovación, Dirección y Liderazgo
Instituto de Tecnología de Massachusetts (MIT)
Rut: 25.553.336-3
A partir de 01.10.2016

3. GERENTE DE COMUNICACIONES
José Miranda Montecinos [3]
Comunicador Audiovisual Instituto Profesional DUOC UC
Diplomado Habilidades Directivas, Universidad de Chile. Estudios de Emprendimiento Corporativo e Innovación Abierta, Berkeley University
Rut: 15.307.846-7
A partir de 29.02.2016

4. GERENTE DE ADMINISTRACIÓN, FINANZAS Y CONTROL
Aurelio Bustilho de Oliveira
Administración de Empresas
Universidad de Brasilia
MBA de Universidad Federal Rio Janeiro/ COPPEAD
Rut: 26.102.661-9
A partir de 01.10.2018[2]

5. FISCAL Y SECRETARIO DEL DIRECTORIO
Domingo Valdés Prieto [3]
Abogado
Universidad de Chile
Master of Laws The University of Chicago (Estados Unidos de América)
Rut: 6.973.465-0
A partir del 30.04.1999

6. GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL
Bruno Stella
Licenciado en Economía y Negocio
Universitá degli studi di Messina (Italia)
Rut: 25.524.957-6
A partir del 01.07.2018

(1) Maurizio Bezzeccheri asumió el 01.08.2018 en reemplazo de Luca D'Agnese.
(2) Aurelio Bustilho de Oliveira asumió el 01.10.2018 en reemplazo de Paolo Pallotti.
(3) También desempeñan los mismos cargos en Enel Chile.

Remuneración a los gerentes y principales ejecutivos

Durante 2018, las remuneraciones y beneficios percibidos por el gerente general y ejecutivos principales de la empresa ascendieron a US$2.586 miles de retribución fija y US$21 miles en beneficios.

Durante 2017, las remuneraciones y beneficios percibidos por el gerente general y ejecutivos principales de la empresa ascendieron a US$4.046 miles de retribución fija y US$119 miles en beneficios.

Estos montos incluyen 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 los miembros de su grupo familiar que se encuentren acreditados como cargas. Además, la empresa mantiene un seguro de vida para cada ejecutivo principal. Estos beneficios se otorgan en conformidad al nivel directivo que al trabajador le corresponda en cada momento. En el año 2018, el monto fue de US$10.128, valor que está incluido en la remuneración percibida por los ejecutivos principales.

Planes de incentivo a los gerentes y principales ejecutivos

Enel Américas 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. Los bonos consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Indemnizaciones pagadas a los gerentes y principales ejecutivos

No se pagaron indemnizaciones por años de servicio durante la vigencia de 2018.

Propiedad sobre Enel Américas

Al 31 de diciembre de 2018, el registro de accionistas indicaba que ningún ejecutivo principal presentaba propiedad sobre la Compañía. No hay requerimientos para que el Gerente General y ejecutivos principales tengan valores emitidos por la empresa; lo que hay es obligación de informar las posiciones en dichos valores y transacciones en las mismas, tanto en la ley de Mercado de Valores como en el Manual de Manejo de Información de Interés para el Mercado de la compañía.

Administración de principales Filiales

ARGENTINA

Enel Generación Costanera
Andrea Biasotto
Degree in mechanical - energetic engineering, industrial engineering
Università degli Studi di Padova

Enel Generación El Chocón
Daniel Garrido
Ingeniero Electricista
Universidad Tecnológica Nacional

Edesur
Giuseppe Fanizzi
Ingeniero Electrotécnico
Politecnico di Bari

Central Dock Sud
Juan Jose Marcet
Ingeniero Electricista
Universidad Tecnológica Nacional
Master en Administración de Empresas
Universidad de Palermo

BRASIL

Enel Brasil
Nicola Cotugno
Ingeniero Mecánico
Università di Roma, La Sapienza

Enel Green Power Cachoeira Dourada
Matteo Francucci
Ingeniero Electronico
Università di Pisar

Enel Generación Fortaleza
Raimundo Câmara
Abogado
Pontifícia Universidad Católica de Río de Janeiro

Enel Cien
Guilherme Gomes Lencastre
Ingeniero Producción/Civil
Pontifícia Universidad Católica de Río de Janeiro

Enel Distribución Río
Artur Manuel Tavares Resende
Computer Engineer
Universidad Simón Bolivia/ Venezuela

Enel Distribución Ceará
Roberto Zanchi
Ingeniero Electricista
Universidad de Padova

Enel Distribución Goiás
Abel Alves Rochinha
Ingeniero Mecánico
Pontifícia Universidad Católica de Río de Janeiro

Enel Distribución São Paulo
Max Xavier Lins
Ingeniero Electricista
Universidad Federal de Pernambuco

COLOMBIA

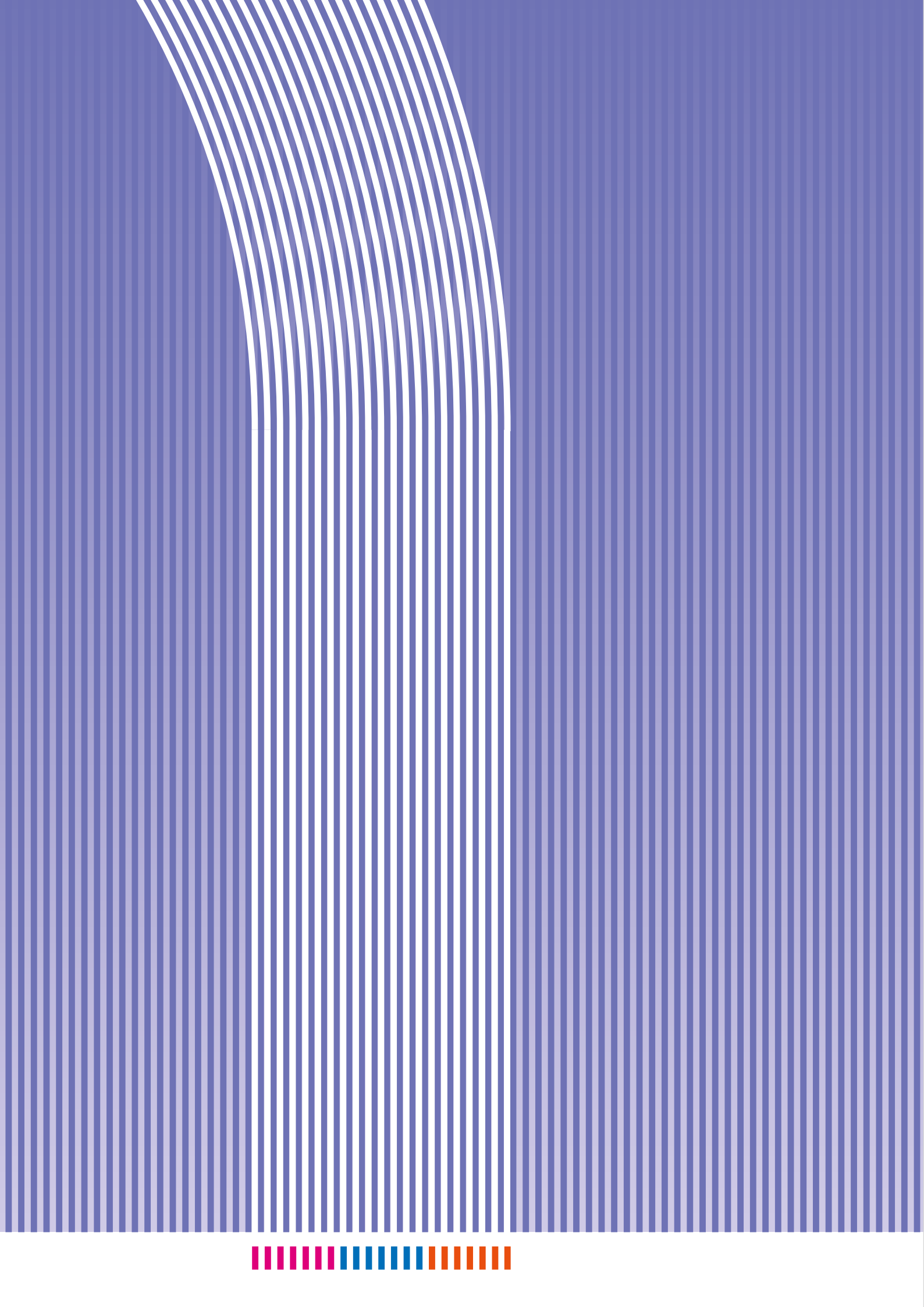
Emgesa
Bruno Riga
Ingeniero Aeroespacial
Universidad de Pisa

Codensa
David Felipe Acosta Correa
Ingeniero Electrónico
Universidad Pontificia Bolivariana

PERÚ

Enel Generación Perú
Marco Raco
Ingeniero Aeronáutico
Universidad de Pisa - Italia

Enel Distribución Perú
Riccardo Lama
Ingeniero Electricista
Universidad La Sapiensa Roma



08

Personas y organización

Distribución de recursos humanos

La distribución del personal de Enel Américas, incluyendo la información relativa a las filiales en los cuatro países donde está presente el grupo Enel en Latinoamérica y las entidades de control conjunto, al 31 de diciembre de 2018, era la siguiente:

Compañía	Ejecutivos Principales y otros Gerentes	Profesionales y Técnicos	Colaboradores y Otros	Total
Enel Américas [1]	13	44	3	60
Enel Brasil	10	66	0	76
Cachoeira Dourada	1	63	30	94
Enel Generación Fortaleza	3	39	22	64
Enel Cien	1	24	9	34
Enel Distribución Río [2]	8	768	342	1.118
Enel Distribución Ceará	9	626	500	1.135
Enel Distribución Goiás	3	421	677	1.101
Enel Distribución São Paulo	21	2.832	4.425	7.278
Enel Generación Costanera	0	59	385	444
El Chocón	1	36	12	49
Edesur	18	1.761	1.981	3.760
Enel Trading Argentina	2	7	20	29
Dock Sud	0	47	41	88
CTM y TESA	0	4	0	4
Enel Generación Perú [3]	19	306	-	325
Enel Distribución Perú	22	568	-	590
Emgesa	14	601	-	615
Codensa [2]	24	1.503	2	1.529
Total general	**169**	**9.775**	**8.449**	**18.393**

(1) Incluye ejecutivos principales compartidos con Enel Chile.
(2) Incluye Enel X.
(3) Incluye Enel Generación Piura.

Responsabilidad social y desarrollo sostenible

Diversidad en ejecutivos principales de Enel Américas

Número de personas por género:	
Femenino	0
Masculino	6
Total general	**6**

Número de personas por nacionalidad:	
Chilena	2
Brasileña	1
Italiana	3
Total general	**6**

Número de personas por rango de edad:	
Menor a 30 años	-
Entre 30 y 40 años	2
Entre 41 y 50 años	1
Entre 51 y 60 años	3
Entre 61 y 70	-
Total general	**6**

Número de personas por antigüedad:	
Menos de 3 años	5
Entre 3 y 6 años	-
Más de 6 y menos de 9 años	-
Entre 9 y 12 años	-
Más de 12 años	1
Total general	**6**

Diversidad en el resto de la organización en Enel Américas

Número de personas por género:	
Femenino	14
Masculino	40
Total general	**54**

Número de personas por nacionalidad:	
Argentina	1
Brasileña	3
Chilena	43
Española	1
Italiana	4
Peruana	1
Rumana	1
Total general	**54**

Número de personas por rango de edad:	
Menor a 30 años	9
Entre 30 y 40 años	22
Entre 41 y 50 años	11
Entre 51 y 60 años	11
Entre 61 y 70 años	1
Total general	**54**

Número de personas por antigüedad:	
Menos de 3 años	18
Entre 3 y 6 años	6
Más de 6 y menos de 9 años	8
Entre 9 y 12 años	4
Más de 12 años	18
Total general	**54**

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

Contenidos:	
Directivos	0%
Mandos intermedios - Nivel 1	61%
Mandos intermedios - Nivel 2	65%
Mandos intermedios - Nivel 3	83%
Profesionales - Nivel 1	87%
Profesionales - Nivel 2	97%
Administrativos	182%
Media	83%

Actividades de recursos humanos

Relaciones laborales

Durante el año se continúa con el programa de reuniones periódicas con las organizaciones sindicales, permitiendo consolidar un diálogo abierto con los representantes de los colaboradores, en beneficio de mejorar las condiciones laborales y del clima de los colaboradores.

Seguridad y salud laboral

Para Enel Américas, la Seguridad y la Salud Laboral son objetivos estrechamente ligados al negocio, el cual dado su naturaleza está sujeto a la presencia de riesgos críticos. En materias de Salud Laboral, se destaca lo siguiente:

Difusión y promoción de salud

Su objetivo es proporcionar, educar y formar a los colaboradores a través de actividades que fomenten su calidad de vida, mediante acciones de difusión masiva tales como afiches, materiales gráficos e información enviada a través de correo electrónico. Dentro de los tópicos de cada mes se encuentran:

- **Marzo:** Campaña Antiestrés: con recomendaciones prácticas para eliminar sus causas.
- **Abril:** Campaña de Inmunización: invitación masiva a vacunación para prevenir la gripe estacional.
- **Mayo:** Campaña Antitabaco: consejos para prevenir el consumo de tabaco.
- **Junio:** Campaña Cáncer de Colon y Cáncer Gástrico: recomendaciones para la detección oportuna de estas enfermedades a través del examen preventivo.
- **Julio:** Campaña de Prevención Enfermedades Virales y Respiratorias: recomendaciones para prevenir sus contagios.
- **Agosto:** Campaña Cuidado del Corazón: recomendaciones prácticas para su cuidado.
- **Septiembre:** Campaña Cáncer de Próstata y Cervicouterino: consejos para la detección a través del examen preventivo anual.
- **Octubre:** Campaña Prevención del Cáncer de Mama: invitación a participar de la prevención de esta enfermedad a través de la detección precoz/autoexamen.
- **Noviembre:** Campaña Alimentación Saludable: recomendaciones prácticas para una mejor alimentación y, por ende, un mejor estilo de vida.
- **Diciembre:** Campaña Cáncer de Piel: consejos para el cuidado de la piel ante la radiación ultravioleta y otros agentes.

Programa de Inmunización

La inmunización de los colaboradores de Enel Américas es una medida preventiva que tiene como objetivo prevenir la aparición de enfermedades de recurrente contagio masivo. La empresa les proporciona a todos sus colaboradores una vacuna contra la influenza estacionaria. Ésta se entrega en el primer trimestre del año, previniendo el brote que se inicia a principios de junio.

Programa exámenes preventivos

Su objetivo es realizar evaluaciones médicas periódicas a los colaboradores para detectar, de manera precoz, alteraciones o patologías con daño potencial de su salud. Esta iniciativa va dirigida a todos los colaboradores de la compañía y se lleva a cabo a través de un protocolo definido según género y edad.

Programa de Riesgo Cardiovascular

Se enmarca dentro del cuidado de los colaboradores con riesgo cardiovascular, según los resultados de los exámenes preventivos, con el objetivo de proporcionar herramientas para el cuidado de la salud, a través del acondicionamiento físico específico y evaluaciones nutricionales de control.

Programa Gimnasia de Pausa

La Gimnasia Laboral o Pausa Activa, es un programa de ejercicios que ayuda a prevenir las principales enfermedades producidas en el lugar de trabajo, como estrés, tendinitis, lumbago, síndrome del túnel carpiano, molestias en el cuello y extremidades, entre otras.

Gestión de personas

Gestión del clima laboral

Para Enel Américas la gestión del clima y el compromiso son pilares fundamentales en la estrategia de la empresa y este año 2018 se aplicó la Encuesta de Clima y Seguridad, el que contó con una participación del 93% en Chile. El clima laboral es una prioridad por su íntima relación con las personas que forman el recurso humano de la compañía, por este motivo se ha seguido trabajando sobre un sin número de iniciativas que buscan mantener la motivación, satisfacción y el compromiso de los colaboradores, en los ejes de liderazgo, comunicación, meritocracia y desarrollo, medidas de conciliación y buenas prácticas laborales.

Entre ellas destacan, programas de Team building, experiencias de trabajo colaborativo, cuyo principal foco es desarrollar competencias relacionales y de colaboración en los equipos de trabajo, para fortalecer la confianza y alinear en la consecución de objetivos comunes.

Enel Américas cuenta con un programa que tiene por objetivo promover y fortalecer el importante rol de los líderes en la generación de un clima organizacional que facilite la satisfacción y desarrollo de sus colaboradores. El programa "Leader to Coach" ha sido diseñado para potenciar el ejercicio del liderazgo y el rol del gestor en la cultura "Open Power", desde un rol activo y estratégico, con foco en la movilización de sus equipos y en la capacidad de generar aprendizaje. Este es un programa integral de entrenamiento de habilidades, formación y acompañamiento que contempla la construcción de un itinerario individual para cada gestor. Las actividades incluidas en este programa son: evaluación 360°, talleres de entrenamiento de habilidades y la creación de una red de buenas prácticas de gestión de personas.

Con el propósito de establecer un contacto permanente con los colaboradores, Enel Américas ha implementado un conjunto de iniciativas de comunicación, bajo la marca de Personas&Organización, a través de las que día a día se dan a conocer y explican diversas temáticas de interés con foco en la gestión de personas. Para ello, se actualiza y potencia permanentemente la website, manuales de buenas prácticas y boletines mensuales para gestores y colaboradores, entre otras acciones.

Para el caso de los programas que apuntan a la meritocracia y el desarrollo, contamos con la gestión del desarrollo profesional mediante acciones de promoción por mérito y mediante oportunidades laborales locales y en el extranjero donde tiene presencia el grupo.

En Enel Américas, las instancias de feedback que mantienen los gestores con los colaboradores son oportunidades para generar mayor cercanía, transparencia, alinear expectativas y apoyar el desarrollo profesional de los colaboradores. Incentivar la cultura de retroalimentación continúa, dirige al desarrollo de los talentos de los colaboradores, así como también, a la conformación de equipos de alto desempeño.

En 2018 se ha dado continuidad al programa Reconocernos, en una versión renovada, que busca potenciar una cultura de reconocimiento al interior de la empresa y generar instancias formales en las cuales, por una parte, los compañeros destacan a otros compañeros, programa Reconocernos Personas, y por otra donde la organización identifica aquellas iniciativas que han sido de alto valor para la compañía, programa Reconocernos Contribuciones. Así también se han mantenido las ceremonias masivas por empresa donde se reconoce a los colaboradores destacados, trayectoria laboral, entre otras iniciativas.

Otra interesante actividad, a la cual se ha dado continuidad durante el 2018, es el programa agente de cambio formado por más 50 colaboradores de todas las empresas del grupo en Chile. Este equipo ha desarrollado iniciativas de cambio cultural que faciliten a los negocios implementar sus proyectos bajo el principio de la colaboración y la innovación. Cada equipo ha tenido como Sponsor a un Manager de la compañía que les apoya y direcciona en sus iniciativas haciendo un enlace entre el proyecto técnico y las iniciativas de cambio cultural que implica su implementación.

Diversidad

En Enel América, contar con equipos de trabajo diversos y cultivar un ambiente laboral inclusivo es esencial para generar una cultura de innovación, que posibilite abrirse a diferentes puntos de vista que enriquezcan el ambiente de trabajo y agreguen valor de manera permanente.

Enel Américas, bajo el alero de la Política de Diversidad e Inclusión, ha desarrollado como parte de su estrategia, una serie de 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.

La Política ha establecido tres principios generales:

1. Rechazar toda forma de discriminación arbitraria y asegurar y promover la diversidad, la inclusión y la igualdad de oportunidades.
2. Promover y mantener un clima de respeto para la dignidad de la persona, el honor y su identidad.
3. Asegurar los más altos estándares de confidencialidad respecto de cualquier información sobre la esfera privada de los colaboradores a la que se pudiera tener acceso.

En la dimensión de Género se busca un equilibrio en la población evaluada en la fase inicial de los procesos de reclutamiento y selección y generar relaciones con universidades e institutos profesionales para promover la participación y la inclusión de estudiantes mujeres, especialmente en áreas técnicas.

En la dimensión de Edad y sumado al contexto de transformación digital de la compañía, este año se ha implementado una nueva plataforma de On-Boarding, donde cada colaborador que ingresa en Enel Américas tiene la posibilidad de anticipar el contacto y el conocimiento de la empresa, preparándose de mejor manera para su adaptación laboral y cultura. Este apoyo personal y profesional al nuevo empleado lo sitúa en lo que será su dinámica del día a día.

En la dimensión de Nacionalidad, a los expatriados se les asigna un tutor que lo asiste y apoya durante el tiempo que dure su expatriación en orden a reconocer, respetar, gestionar las diferencias entre personas de diferentes nacionalidades y fomentar su integración.

En la dimensión de Discapacidad, este año, en orden a reconocer, respetar y gestionar las diferentes habilidades de las personas al interior de la compañía, Enel Américas aborda los asuntos relacionados con las necesidades de los compañeros con discapacidad, apoyando a las personas del catastro de discapacidad, en la obtención de la credencial establecida por Ley y que los acredita frente al Estado. Así también, se dio continuidad al trabajo de adecuaciones estructurales (casino, baños, rampas, estacionamientos demarcados, accesos auditórium, ascensores con sistema braille, etc.) de las instalaciones de la compañía.

En relación con el conjunto de acciones de sensibilización, el grupo Enel en Chile tuvo una participación especial en la Semana de la D&I, haciendo una obra de teatro llamada "Con los brazos abiertos", donde se abordaron de manera lúdica distintas temáticas relacionadas con la diversidad y la inclusión, además de la actividad "En tus zapatos por un día", la que nos permitió vivir desde la propia experiencia, los obstáculos que deben enfrentar cada día las personas en situación de discapacidad.
También se firmó una alianza con la Red de Empresa Inclusivas de Sofofa, ReIN, donde de manera mensual se comparten mejores prácticas con más de 30 empresas. De manera especial este año, el grupo Enel en Chile participó en la campaña Teletón, contando con un grupo de voluntarios que apoyaron esta causa.

Medidas de conciliación y flexibilidad laboral

Como parte de las medidas de conciliación y flexibilidad, en 2018 se ha consolidado la modalidad de trabajo a distancia "Smart Working", una de las más valoradas en términos de conciliación dentro de la empresa, otorgando mayor flexibilidad en la ejecución del trabajo por parte del empleado. En la actualidad se cuenta con 360 colaboradores en el programa en Enel en Chile, 9 de ellos en Enel Américas, quienes un día a la semana (entre martes y jueves) seleccionado por ellos, trabajan desde su hogar o donde elijan, que debe cumplir con las medidas de seguridad y salud establecida por las normativas vigentes. Esta iniciativa contribuye al equilibrio vida laboral y familiar, junto con su calidad de vida.

Adicionalmente, se realizaron durante el 2018, entre otras, las siguientes iniciativas orientadas a fortalecer la calidad de vida de sus colaboradores:

Programa Extensión Deporte y Cultura: tradicional programa de actividades deportivas en las instalaciones de la compañía, con talleres y la práctica de diferentes disciplinas deportivas, como el fútbol, baby fútbol, básquetbol, vóleibol y otras más. Además, están los talleres artísticos, exposiciones, excursiones familiares y otras iniciativas de extensión, dedicadas al colaborador y su familia.

Varias son las acciones dedicadas a los hijos de los colaboradores, tanto recreativas como educativas, entre ellas están los campamentos de verano e invierno, consistentes en jornadas recreativas para hijos de colaboradores entre 6 y 15 años, que se realizan durante el primer mes del año y en el período de vacaciones escolares de invierno. También, están los talleres de capacitación en verano dirigidos a la familia del colaborador durante el periodo estival. Durante el año se realizan diversos eventos que fomentan la conciliación trabajo familia, entre los más relevantes está la Fiesta de Navidad, una celebración familiar para colaboradores con hijos; "Ven a mi cumpleaños", celebración que se realiza en el estadio corporativo para los niños hasta los 12 años. Entre otros importantes eventos, se encuentran: la Fiesta fin de año, un evento corporativo para todos los colaboradores, consistente en una cena que incluye animación, concursos y baile. El "Premio a la Trayectoria Laboral", una celebración corporativa en la que cada año se reconoce a los colaboradores que cumplen veinte años o más, de servicio en la empresa.

Reclutamiento y selección

Reclutamiento y selección

Para Enel Américas, el principal objetivo es incorporar a los mejores profesionales que, además, tengan las competencias vinculadas al cambio cultural que estamos viviendo con la transformación digital de la empresa y las competencias Open Power.

Durante el año 2018 se generaron un total de 8 vacantes en Enel Américas, de las cuales un 12,5% corresponde a coberturas mediante modalidad interna. De la fuerza laboral externa que ingresó en 2018 (62,5% del total de coberturas para Enel Américas) un 45% corresponde a procesos con contratación de mujeres.

Programa de prácticas y atracción del talento joven

En esta línea, un proyecto destacable en términos de generación de nuevas fuentes de reclutamiento es la incorporación, en calidad de practicantes y memoristas, de aquellos jóvenes que serán los futuros profesionales y que hoy pertenecen a las mejores universidades del país. A ellos se les brinda la oportunidad de consolidar el aprendizaje teórico, en el contexto del negocio de Enel Américas, logrando de esta manera, la formación de profesionales conocedores de la realidad y de los desafíos del grupo, lo que constituyen una importante y significativa fuente de reclutamiento. Este programa de prácticas se realiza de manera permanente durante todo el año. En 2018, se contabilizaron 3 alumnos, de los cuales el 70% corresponde a mujeres.
A nivel transversal y considerando las distintas líneas de negocio presentes en Enel Américas, un 80% se concentra en Auditoría y un 20% restante en Procurement.

Diversidad e inclusión

Para Enel Américas, cultivar un ambiente laboral inclusivo es esencial para generar una cultura tanto de innovación como de respeto por la diversidad, la cual otorga la posibilidad de visualizar diferentes puntos de vista y opiniones que enriquecen el ambiente de trabajo, agregando valor al negocio, revelando nuevas oportunidades y facilitando la colaboración e integración de los equipos.

La compañía valora las diferencias y las convierte en una ventaja competitiva, solo así se es capaz de hacer mejoras en los procesos, productos y servicios, a través de estímulos a la creatividad, aprendizaje, flexibilidad y el respeto. Todo esto también fortalece la marca empleadora y hace más atractivos a los talentos en el mercado.

Se acompaña a los nuevos colaboradores a través del programa On-Boarding, donde se imparten charlas de conocimiento y estrategia de la empresa y la designación de un tutor que les transmite nuestra cultura Open Power y los orienta en su integración a la empresa. Se da inicio al diseño y desarrollo de la plataforma digital On-Boarding, bajo metodología Agile, la cual pretende brindar una mejor experiencia a los nuevos ingresos, dándoles la bienvenida anticipadamente, conectándolos a esta plataforma.

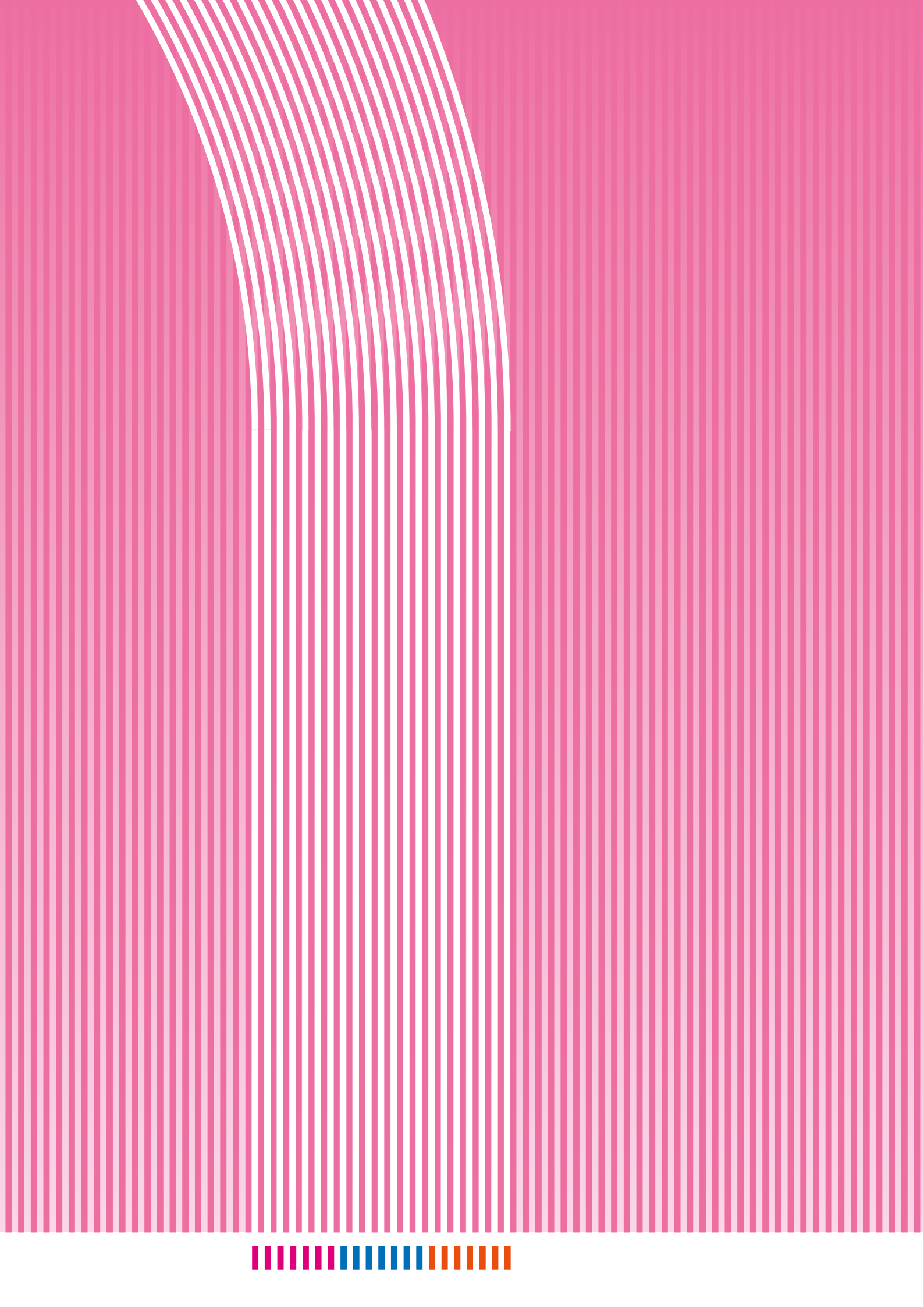
Acción educativa

Capacitación

El programa de capacitación 2018 de Enel Américas se construyó y ejecutó sobre la base de dos principios fundamentales de gestión: el primer principio es lograr el justo equilibrio entre las actividades formativas con foco en el desarrollo de competencias y conocimientos técnicos esenciales, para apoyar al colaborador en el desempeño de su función. 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 de conocimientos y habilidades que es necesario cubrir, tanto en lo que respecta a productividad 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.

En materia de desarrollo de habilidades conductuales y de gestión, diversos programas fueron implementados durante 2018. Entre ellos, destaca el diplomado interno de Evaluación y Gestión de Proyectos, impartido por la Universidad de Chile, bajo un diseño especialmente elaborado para nuestras necesidades. En este mismo contexto, también destacan las actividades ligadas al desarrollo de habilidades de liderazgo, siendo particularmente relevante aquellas tendientes a consolidar y fortalecer las competencias de trabajo en equipo (colaboración, confianza, crecimiento y productividad).

Finalmente, y tal como ha sido declarado en todos los niveles y segmentos de personal al interior de la empresa, la prevención de riesgos, la salud y en general la seguridad de las personas constituye un foco de especial relevancia y permanente atención.



09

Transacciones bursátiles

Transacciones bursátiles

A continuación, se detallan las transacciones trimestrales de los últimos tres años, realizadas en las bolsas donde se transan las acciones de Enel Américas. En Chile eso ocurre a través de la Bolsa de Comercio de Santiago, de la Bolsa Electrónica de Chile y de la Bolsa de Valores de Valparaíso (en liquidación). Y en Estados Unidos en la New York Stock Exchange (NYSE).

Bolsa de Comercio de Santiago

Durante 2018, en la Bolsa de Comercio de Santiago, se transaron 14.329 millones de acciones, lo que equivale a CLP$1.716.422 millones. El precio de cierre de la acción a diciembre fue de CLP$122,51.

Períodos	Unidades	Montos (Pesos chilenos)	Precio Promedio
1er trimestre 2016	1.540.145.250	266.620.137.076	172,74
2do trimestre 2016	1.753.142.660	212.677.167.355	110,85
3er trimestre 2016	1.232.162.338	140.048.801.925	113,49
4to trimestre 2016	2.168.846.180	239.278.798.879	110,6
Total 2016	**6.694.296.428**	**858.624.905.235**	**126,92**
1er trimestre 2017	2.229.781.463	273.721.586.257	122,9
2do trimestre 2017	2.009.919.858	261.422.184.124	130,71
3er trimestre 2017	2.356.887.602	309.180.255.882	131,24
4to trimestre 2017	2.796.096.892	366.879.556.230	131,46
Total 2017	**9.392.685.815**	**1.211.203.582.493**	**129,08**
1er trimestre 2018	2.771.570.034	383.425.705.091	138,45
2do trimestre 2018	3.290.495.998	427.006.940.711	130,51
3er trimestre 2018	3.404.682.608	364.271.802.874	107,10
4to trimestre 2018	4.862.216.660	541.717.097.465	111,99
Total 2018	**14.328.965.300**	**1.716.421.546.141**	**122,01**

Bolsa Electrónica de Chile

En la Bolsa Electrónica de Chile se transaron, durante 2018, la cantidad de 923 millones de acciones, lo que equivale a CLP$113.974 millones. El precio de cierre de la acción a diciembre fue de CLP$119,56.

Períodos	Unidades	Montos (Pesos chilenos)	Precio Promedio
1er trimestre 2016	130.742.124	22.440.123.693	172,97
2do trimestre 2016	122.026.677	14.581.565.262	121,46
3er trimestre 2016	88.217.958	10.001.108.374	113,65
4to trimestre 2016	228.583.097	25.262.018.950	111,66
Total 2016	**569.569.856**	**72.284.816.279**	**129,94**
1er trimestre 2017	78.056.955	9.660.465.656	121,16
2do trimestre 2017	253.547.191	32.973.128.058	130,37
3er trimestre 2017	367.188.645	48.153.275.546	130,87
4to trimestre 2017	272.011.584	35.937.385.836	132,97
Total 2017	**970.804.375**	**126.724.255.096**	**128,84**
1er trimestre 2018	265.640.945	37.149.674.644	139,09
2do trimestre 2018	315.617.793	40.051.124.833	130,94
3er trimestre 2018	206.898.749	21.982.108.385	106,26
4to trimestre 2018	134.618.362	14.791.542.973	110,56
Total 2018	**922.775.849**	**113.974.450.835**	**121,71**

Bolsa de Valores de Valparaíso

En la Bolsa de Valores de Valparaíso se transaron durante el año un total de 207,2 mil acciones, lo que equivale a CLP$24,1 millones. El precio de cierre de la acción a diciembre fue de $103,5.

El 5 de octubre de 2018, la Comisión para el Mercado Financiero (CMF) emitió una resolución anunciando la revocación de la autorización de existencia de la Bolsa de Valores de Valparaíso, debido al incumplimiento del requisito de tener un número mínimo de 10 corredores establecidos en el No. 4. del artículo 40 de la Ley N ° 18.045 del Mercado de Valores. Por lo tanto, a partir del lunes 8 de octubre de 2018, la Bolsa de Valores dejó de realizar operaciones bursátiles.

Períodos	Unidades	Montos (Pesos chilenos)	Precio Promedio
1er trimestre 2016	0	0	
2do trimestre 2016	0	0	
3er trimestre 2016	120.460	13.512.912	112,46
4to trimestre 2016	0	0	
Total 2016	**120.460**	**13.512.912**	**112,46**
1er trimestre 2017	5.576	697.388	125,06
2do trimestre 2017	29.273	3.816.345	128,68
3er trimestre 2017	2.070	270.232	130,54
4to trimestre 2017	126.000	15.624.000	124,00
Total 2017	**162.919**	**20.407.965**	**127,07**
1er trimestre 2018	53.601	7.370.604	137,46
2do trimestre 2018	2.077	268.972	129,50
3er trimestre 2018	147.880	16.079.132	109,29
4to trimestre 2018	3.680	380.880	103,50
Total 2018	**207.238**	**24.099.588**	**119,94**

Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE)

Las acciones de Enel Américas comenzaron a transarse en la Bolsa de Nueva York (NYSE) el 20 de octubre de 1993. En ese entonces el nombre de la compañía era Enersis y el nemotécnico era ENI. Un American Depositary Share (ADS) de Enel Américas representa 50 acciones y el actual nemotécnico es ENIA. Citibank N.A. actúa como banco depositario y Banco Santander Chile como custodio en nuestro país.

Durante 2018 en Estados Unidos se transaron 272 millones de ADS lo que equivale US$2.516 millones. El precio del ADS cerró a diciembre en US$8,92.

Períodos	Unidades	Montos (Dólares)	Precio Promedio
1er trimestre 2016	58.523.621	719.235.235	12,35
2do trimestre 2016	59.311.337	562.497.059	9,68
3er trimestre 2016	45.809.391	395.562.633	8,59
4to trimestre 2016	52.176.921	432.967.188	8,32
Total 2016	**215.821.270**	**2.110.262.115**	**9,73**
1er trimestre 2017	55.867.021	532.101.627	9,45
2do trimestre 2017	66.972.268	653.636.388	9,81
3er trimestre 2017	59.641.261	603.478.379	10,14
4to trimestre 2017	54.800.714	564.766.815	10,34
Total 2017	**237.281.264**	**2.353.983.209**	**9,94**
1er trimestre 2018	47.259.808	540.952.152	11,44
2do trimestre 2018	65.764.152	687.363.196	10,50
3er trimestre 2018	61.238.283	488.063.068	8,08
4to trimestre 2018	97.296.394	799.163.804	8,12
Total 2018	**271.558.637**	**2.515.542.219**	**9,53**

Información de Mercado

Durante el 2018, el mercado accionario chileno tendió a la baja, cerrando el S&P/CLX IPSA con una caída de 8% comparado con el cierre del año anterior, siendo el peor rendimiento anual desde el año 2013 y contrarrestando el buen desempeño obtenido en 2017 (34%). Del mismo modo, los principales mercados mundiales, como Nueva York (Dow Jones, -5,6%) y Londres (FTSE 100, -12,5%) y algunos mercados latinoamericanos en los cuales Enel Américas tiene operaciones, tales como Colombia (COLCAP, -12,4%) y Perú (IGBVL, -3,1%), también sufrieron caídas en sus índices. Principalmente debido a la preocupación de los inversionistas por el alza de tasas en EE.UU. y los potenciales efectos negativos de la guerra comercial entre China y EE.UU. En cambio, en Brasil, el alza en el IBOVESPA de un 15,0% refleja el optimismo del mercado con las elecciones presidenciales. Argentina se mantuvo en línea con el cierre del año anterior (Merval, 0,8%), a pesar de la situación macroeconómica del país, en donde la inflación cerró con un alza de 47,6% respecto al año anterior, siendo el mayor aumento desde 1991, además el peso argentino se depreció frente al dólar norteamericano y el PIB del país decreció un 2,6%.

Las monedas de los demás países en los que Enel Américas está presente, Brasil, Colombia y Perú, también se depreciaron frente al dólar norteamericano durante 2018, mientras que el PIB creció en estos países (Brasil, +1,1%; Colombia, +2,7%; Perú, +4,0%).

Bolsa de Comercio de Santiago

Evolución de la acción de Enel Américas durante los últimos dos años respecto al Índice Precios Selectivos de Acciones (S&P/CLX IPSA)[1] en el mercado local:

Variación	2017	**2018**
Enel Américas	25,9%	-10,6%
S&P/CLX IPSA	34,0%	-8,3%

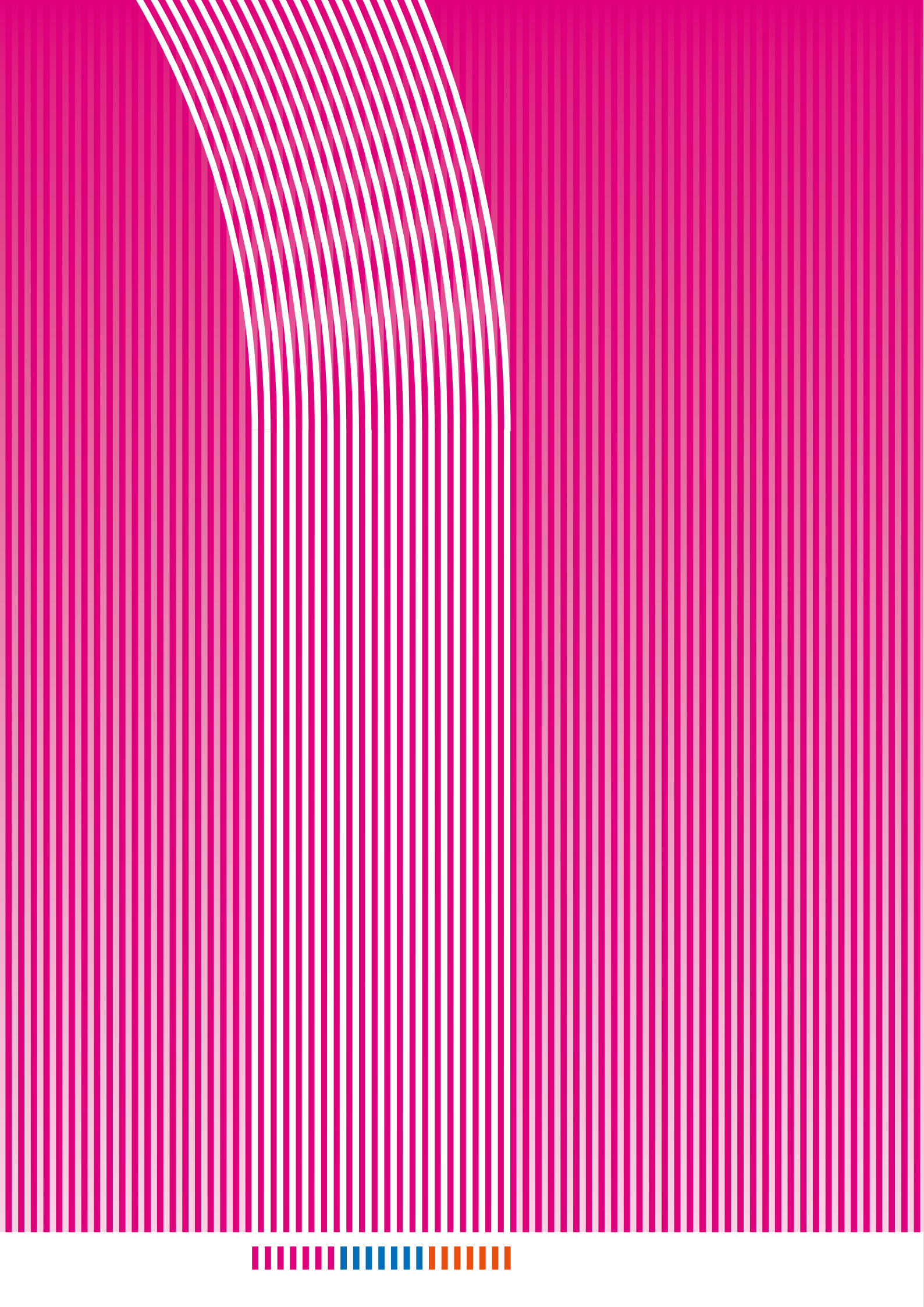
(1) En agosto de 2016, la Bolsa de Santiago ("la Bolsa") y S&P Dow Jones Índices ("S&P DJI") firmaron un Acuerdo de Operación y Licenciamiento de Índices. La alianza entre la Bolsa y S&P DJI, el principal proveedor global de conceptos, datos e investigación sobre índices, comprende la implementación de estándares metodológicos internacio-

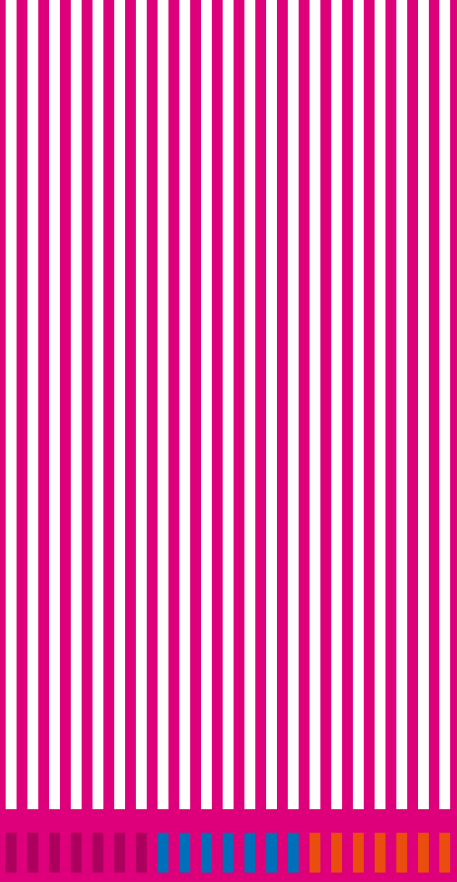
nales, así como la integración de procesos operativos y estrategias de negocio, potenciando la visibilidad, gobierno y transparencia de los índices existentes. El acuerdo también posibilita el desarrollo, otorgamiento de licencias, distribución y administración de índices vigentes y futuros, los cuales serán desarrollados como herramientas innovadoras y prácticas al servicio de inversionistas locales e internacionales. Los índices de la Bolsa de Santiago, tanto los de nueva creación como los hoy existentes, utilizarán la marca compartida "S&P/CLX" y podrán ser utilizados como subyacentes de productos financieros líquidos, contribuyendo de esta manera a la expansión y profundidad del mercado chileno de capitales. En virtud de este acuerdo, S&P DJI asumió las tareas de cálculo, producción, mantenimiento, licenciamiento y distribución de los índices el día lunes 6 de agosto de 2018. Actualmente el índice S&PCLXIPSA, se compone de 30 acciones, y cuenta con dos rebalanceos semestrales, en el mes de marzo y septiembre.

Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE)

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

Variación	2017	**2018**
ENIA	36,1%	-20,1%
Dow Jones Industrial	25,1%	-5,6%
Dow Jones Utilities	9,7%	-1,4%





10

Dividendos

De conformidad con la Norma de Carácter General N°283. Numeral 5), se transcriben a continuación las políticas de dividendos de la sociedad correspondientes a los ejercicios 2019 y 2018.

Política de dividendos ejercicio 2019

Generalidades

El Directorio de la compañía, en sesión del 27 de febrero de 2019 aprobó la siguiente Política de Dividendos y el correspondiente Procedimiento sobre el pago de dividendos de Enel Américas S.A., para el ejercicio 2019.

Política de dividendos

El Directorio tiene la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2019, de hasta un 15% de las utilidades al 30 de septiembre de 2019, según muestren los estados financieros de Enel Américas S.A. a dicha fecha, a ser pagado en enero de 2020.

Además, el Directorio tiene la intención de proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2020, distribuir como dividendo definitivo, un monto equivalente al 50% de las utilidades del ejercicio 2019. El dividendo definitivo corresponderá al que defina la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2020. El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado, en materia de dividendos, a las utilidades obtenidas por la compañía, procurando mantener el equilibrio financiero de la compañía.

Procedimiento para el pago de dividendos

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

1. Depósito en cuenta corriente bancaria, cuyo titular sea el accionista;
2. Depósito en cuenta de ahorro bancaria, cuyo titular sea el accionista;
3. Envío de cheque nominativo o vale vista por correo certificado al domicilio del accionista que figure en el Registro de Accionistas de Enel Américas S.A. y
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 Enel Américas S.A., o en el banco y sus sucursales que se determine para tal efecto y que se informará en el aviso que se publique sobre el pago de dividendos.

Para estos efectos, las cuentas corrientes o de ahorro bancarias pueden ser de cualquier plaza del país. Es preciso destacar que la modalidad de pago elegida por cada accionista será utilizada por DCV Registros S.A. para todos los pagos de dividendos, mientras el accionista no manifieste por escrito su intención de modificarla y registre una nueva opción. A los accionistas que no tengan registrada una modalidad de pago, se les pagará de acuerdo a la modalidad N° 4 arriba señalada.

En aquellos casos en que los cheques o vales vista sean devueltos por el correo a DCV Registros S.A., aquéllos permanecerán bajo su custodia hasta que sean retirados o solicitados por los accionistas. En el caso de los depósitos en cuentas corrientes bancarias, Enel Américas S.A. y/o DCV Registros S.A. podrá solicitar, por razones de seguridad, la verificación de ellas por parte de los bancos correspondientes. Si las cuentas indicadas por los accionistas son objetadas, ya sea en un proceso previo de verificación o por cualquier otra causa, el dividendo será pagado según la modalidad indicada en el punto N° 4 antes señalado. Por otra parte, la Sociedad 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 Enel Américas S.A.

Política de dividendos ejercicio 2018

Generalidades

El Directorio de la compañía, en sesión de 28 de febrero de 2018 aprobó la siguiente Política de Dividendos y el correspondiente procedimiento sobre el pago de dividendos de Enel Américas S.A., para el ejercicio 2018.

Política de dividendos

El Directorio tiene la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2018, de hasta 15% de las utilidades al 30 de septiembre del 2018, según muestren los Estados Financieros de Enel Américas S.A. a dicha fecha, a ser pagado en enero de 2019.

El Directorio tiene la intención de proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre de 2019 distribuir, como dividendo definitivo, un monto equivalente al 40% de las utilidades del ejercicio 2018.

El dividendo definitivo corresponderá al que defina la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2019.

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.

Utilidad Distribuible del ejercicio 2018

La utilidad distribuible del ejercicio 2018, se indica a continuación:

	Miles de US$
Utilidad del Ejercicio *	1.201.381
Utilidad Distribuible	480.552

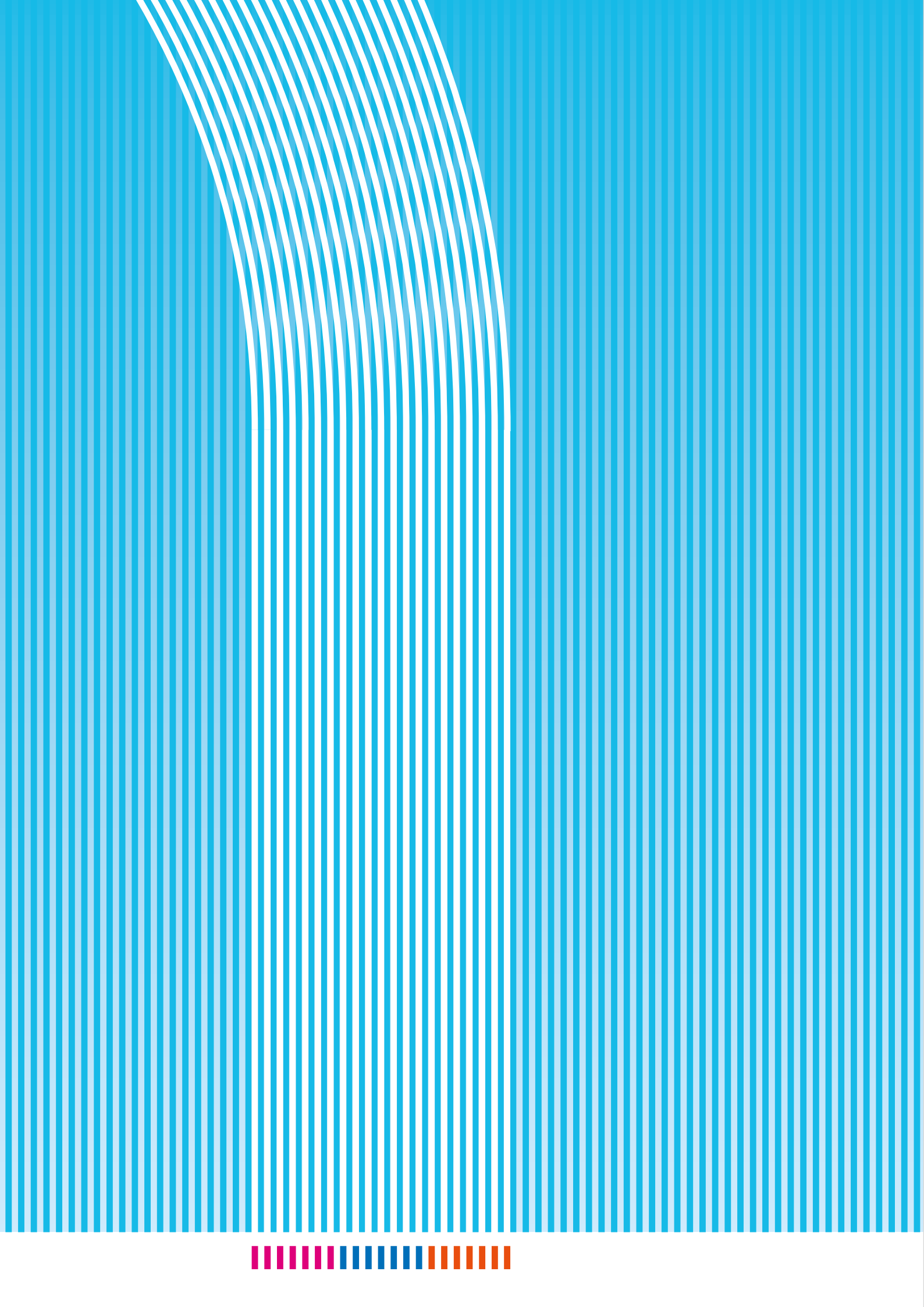
* Atribuible a la sociedad dominante.

Dividendos distribuidos

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

N° Dividendo	Tipo de dividendo	Fecha de cierre	Fecha de pago	Pesos/ Dólares por acción (1)	Imputado al ejercicio
86	Provisorio	19/01/2013	25/01/2013	1,21538	2012
87	Definitivo	04/05/2013	10/05/2013	3,03489	2012
88	Provisorio	25/01/2014	31/01/2014	1,42964	2013
89	Definitivo	10/05/2014	16/05/2014	5,27719	2013
90	Provisorio	24/01/2015	30/01/2015	0,83148	2014
91	Definitivo	18/05/2015	25/05/2015	5,38285	2014
92	Provisorio	23/01/2016	29/01/2016	1,23875	2015
93	Definitivo	17/05/2016	24/05/2016	3,40599	2015
94	Provisorio	21/01/2017	27/01/2017	0,94664	2016
95	Definitivo	20/05/2017	26/05/2017	2,38705	2016
96 (1)	Provisorio	20/01/2018	26/01/2018	0,001	2017
97	Definitivo	18/05/2018	25/05/2018	0,00517	2017
98	Provisorio	19/01/2019	25/01/2019	0,00134	2018

(1) En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 27 de abril de 2017, se aprobó el cambio de moneda funcional de la Sociedad de pesos chilenos a dólares de los Estados Unidos de América. Por lo que desde el ejercicio 2017 en adelante, los dividendos se expresan en dólares por acción.



11

Política de inversión y financiamiento para el ejercicio 2018

La Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 26 de abril de 2018, aprobó la Política de Inversión y Financiamiento que se señala a continuación.

Inversiones

Áreas de inversión

Enel Américas efectuará inversiones, según lo autorizan sus estatutos, en las siguientes áreas: i) aportes para inversión o formación de empresas filiales o coligadas cuya actividad sea afín, relacionada o vinculada a la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza o al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía; ii) inversiones consistentes en la adquisición, explotación, construcción, arrendamiento, administración, comercialización y enajenación de toda clase de bienes inmuebles, sea directamente o a través de sociedades filiales; iii) otras inversiones en toda clase de activos financieros, títulos y valores mobiliarios.

Límites máximos de inversión

Los límites máximos de inversión por cada área de inversión corresponderán a los siguientes: i) inversiones en sus filiales del sector eléctrico, las necesarias para que estas filiales puedan cumplir con sus respectivos objetos sociales, con un monto máximo equivalente al 50% del Patrimonio Total del balance consolidado de Enel Américas al 31 de diciembre de 2017; ii) inversiones en otras empresas fuera del negocio eléctrico, siempre y cuando al menos el 50,1% del total de los Activos Consolidados de Enel Américas sean del sector eléctrico.

Participación en el control de las áreas de inversión

Para el control de las áreas de inversión y de acuerdo a lo que establece el objeto social de Enel Américas se procederá, en la medida de lo posible, de la siguiente forma: i) se propondrá en las juntas de accionistas de las sociedades anónimas filiales y coligadas, la designación de directores que correspondan a lo menos a la participación de Enel Américas en las mismas, debiendo provenir estas personas preferentemente de entre los directores o ejecutivos tanto de la Sociedad como de sus empresas filiales; ii) se propondrá a las empresas filiales las políticas de inversiones, financiamiento y comerciales, así como los sistemas y criterios contables a que éstas deberán ceñirse; iii) se supervisará la gestión de las empresas filiales y coligadas; y iv) se mantendrá un control permanente del nivel de endeudamiento.

Financiamiento

Nivel máximo de endeudamiento

El límite máximo de endeudamiento de Enel Américas estará dado por una relación de Deuda Financiera Total (medida como Otros pasivos financieros corrientes más Otros pasivos financieros no corrientes), menor o igual a 2,2 veces el Patrimonio Total del balance consolidado de Enel Américas al 31 de diciembre de 2017.

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

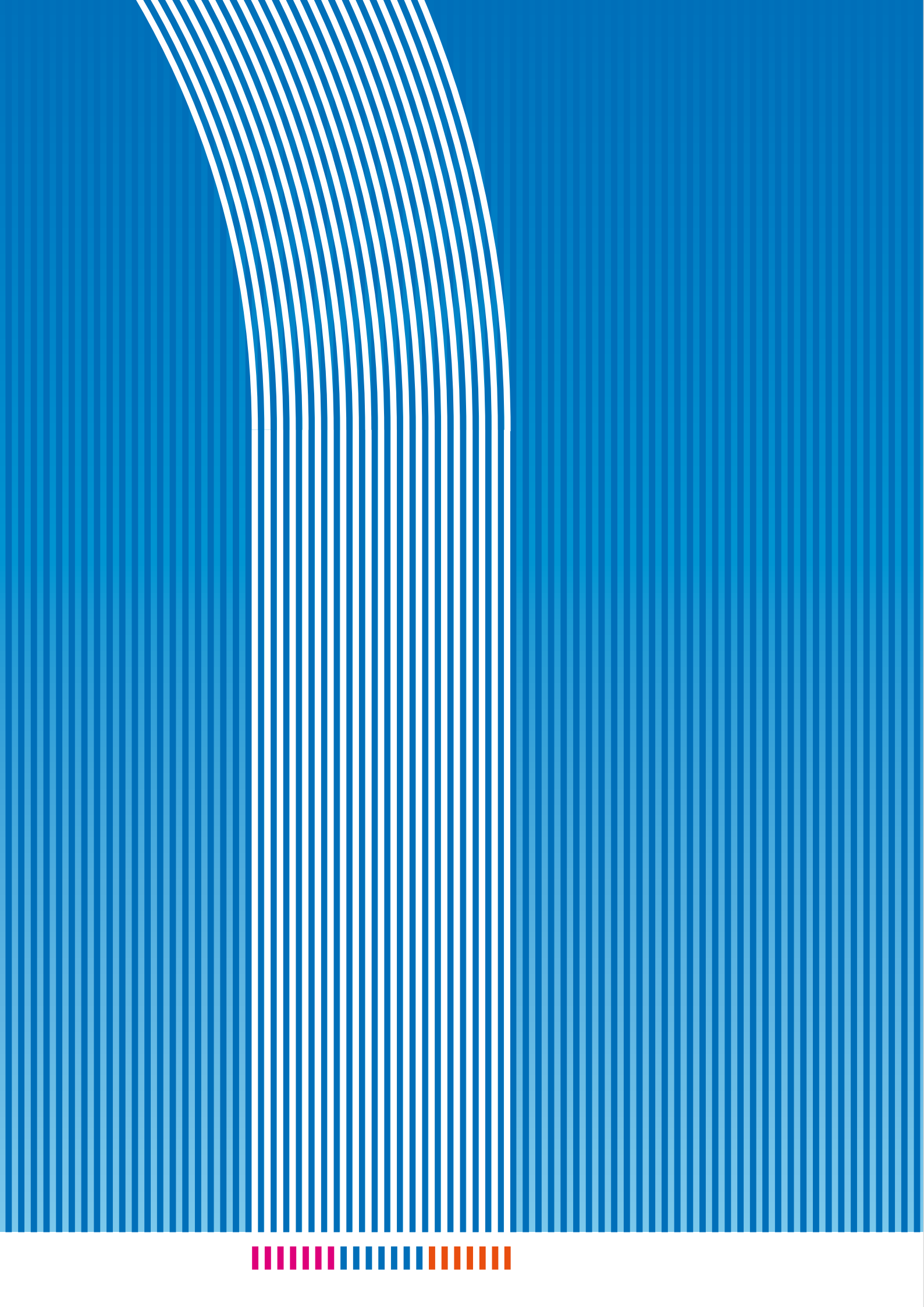
Sólo se podrá convenir con acreedores restricciones al reparto de dividendos, si previamente tales restricciones han sido aprobadas en junta de accionistas (ordinaria o extraordinaria).

Atribuciones de la administración para convenir con acreedores el otorgamiento de cauciones

Corresponde a la Junta Extraordinaria de Accionistas aprobar el otorgamiento de garantías reales o personales para caucionar obligaciones de terceros, respecto de los activos esenciales indicados más adelante.

Activos esenciales para el funcionamiento de la Sociedad

Constituye activo esencial para el funcionamiento de Enel Américas, la participación directa y/o indirecta, que permite el control por la vía de la tenencia de la mayoría de las acciones o bien mantenga pactos o acuerdos de accionistas, de Enel Brasil y Emgesa.



12

Negocios de la compañía

Estructura de negocios

*Transmisión

Reseña histórica

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

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

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

La compañía vivió un proceso de reestructuración societaria, que comenzó en abril de 2015 y culminó en diciembre de 2016. La reestructuración consistió en separar las actividades de generación y distribución eléctrica desarrolladas en Chile, de las del resto de los países. De esta manera, la antigua Enersis S.A. se escindió dando origen a: a) Enel Américas S.A., empresa continuadora legal de Enersis con actividades en Argentina, Brasil, Colombia y Perú, y, b) Enel Chile S.A., con los activos asociados a las actividades desarrolladas en Chile.

Hoy Enel Américas S.A. es una de las compañías eléctricas privadas más grandes de Latinoamérica, en términos de activos consolidados e ingresos operacionales, lo que se ha logrado mediante un crecimiento estable y equilibrado en sus negocios eléctricos: generación, transmisión y distribución.

Expansión y desarrollo

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

1992

> El 15 de mayo Enel Américas (en ese momento Enersis) adquirió el 60% y control de la generadora Central Costanera, actualmente Enel Generación Costanera, ubicada en Buenos Aires, Argentina.

> El 30 de julio se adjudicó el 51% de la Empresa Distribuidora Sur S.A., Edesur, empresa que distribuye energía eléctrica en la ciudad de Buenos Aires, Argentina.

1993

> En julio compró la generadora Hidroeléctrica El Chocón, hoy Enel Generación El Chocón, ubicada en las Provincias de Neuquén y Río Negro, Argentina.

1994

> En julio, Enel Américas adquirió en US$176 millones el 60% del capital accionario de la Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A., Edelnor (actualmente Enel Distribución Perú) en Perú. También adquirió Edechancay, otra distribuidora eléctrica de dicho país que con posterioridad fue absorbida por la primera.

1995

> El 12 de diciembre, Enel Américas adquirió el 39% adicional de Edesur.

> Además, adquirió la generadora Edegel (ahora Enel Generación Perú), en Perú.

1996

> El 20 de diciembre, Enel Américas ingresó al mercado brasileño adquiriendo parte importante de las acciones de la antiguamente denominada Companhia de Eletricidade do Río de Janeiro S.A., Cerj, empresa que distribuye energía eléctrica en las ciudades de Río de Janeiro y Niteroi en Brasil, cuya razón social cambió a Ampla Energía e Serviços S.A. y hoy es conocida como Enel Distribución Río.

> El 20 de diciembre se adquirió el 99,9% de la Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. en Colombia.

1997

> El 5 de septiembre se adquirió por un monto de US$715 millones el 78,9% de Centrais Elétricas Cachoeira Dourada (hoy Enel Green Power Cachoeira Dourada), en Brasil.

> El 15 de septiembre, Enel Américas (en ese entonces Enersis) participó con éxito en el proceso de capitalización de Codensa S.A. E.S.P., adquiriendo el 48,5% de la propiedad en US$1.226 millones, sociedad que desarrolla el negocio de distribución eléctrica en la ciudad de Bogotá y en el departamento de Cundinamarca, Colombia. A su vez, se adjudicó el 5,5% de la Empresa Eléctrica de Bogotá.

> El 15 de septiembre adquirió por un monto de US$951 millones el 75% de Emgesa, generadora colombiana y el 5,5% adicional de la Empresa Eléctrica de Bogotá S.A.

> Endesa, S.A. (España) compró el 32% de Enersis (hoy Enel Américas).

1998

> El 3 de abril, Enersis (actualmente Enel Américas) incursionó nuevamente en el mercado brasileño. Esta vez se adjudicó el 89% y control de la Companhia Energética de Ceará S.A., Coelce (hoy conocida como Enel Distribución Ceará), empresa que distribuye electricidad en el noreste de Brasil, en el Estado de Ceará. La operación fue por US$868 millones.

1999

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

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

2000

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

2001

> Se efectuaron importantes inversiones: US$364 millones para incrementar la participación en el capital social de Chilectra (hoy llamada Enel Distribución Chile); US$150 millones en la adquisición de un 10% del capital social de Edesur, en Argentina, porcentaje que estaba en poder de los colaboradores de la empresa; US$132 millones para aumentar la participación en la brasileña Ampla (hoy Enel Distribución Río); US$23 millones para aumentar en 15% la participación en Río

Maipo, en Chile, y US$1,6 millones para aumentar en un 1,7% la participación en el capital social de Distrilima en Perú.

2002

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

2005

> Se constituyó la filial Endesa Brasil S.A. (hoy Enel Brasil), con todos los activos que mantenían en Brasil, el Grupo Enersis y Endesa Internacional en ese entonces: Cien, Fortaleza, Cachoeira Dourada, Enel Distribución Río, Investluz y Enel Distribución Ceará.

2006

> Durante febrero se compró por aproximadamente US$17 millones, la central Termocartagena (142 MW) en Colombia, que opera con fuel oil o gas.

> En junio se materializó la fusión de Edegel (actualmente Enel Generación Perú) y Etevensa, esta última filial de Endesa Internacional en Perú.

2007

> En septiembre se completó la fusión de las empresas de generación colombianas Emgesa y Betania.

> El 11 de octubre, Enel S.p.A. y Acciona, S.A. toman control de Enersis, a través de Endesa, S.A., y de Endesa Internacional, S.A. (hoy absorbida por Enel SpA.).

2009

> Las sociedades Acciona, S.A., y Enel S.p.A. anunciaron un acuerdo mediante el cual Acciona S.A. directa e indirectamente transferirá a Enel Energy Europe S.L. el 25,01% de la propiedad de Endesa S.A. De esta forma, Enel Energy Europe S.L., controlada en un 100% por Enel S.p.A., será titular del 92,06% del capital social de Endesa S.A.

> El 25 de junio se hizo efectivo el acuerdo suscrito entre Enel S.p.A. y Acciona, S.A., mediante el cual Enel pasó a controlar el 92,06% del capital social de Endesa S.A.

> El 9 de octubre Endesa Chile (hoy Enel Generación Chile) adquirió el 29,3974% de Edegel (actualmente Enel Generación Perú). Las acciones fueron adquiridas a precio de mercado a Generalima S.A.C., sociedad que a su vez es filial de Enel Latinoamérica S.A. Con esta operación, Endesa Chile pasó a tener de manera directa e indirecta el 62,46% de las acciones de Edegel.

> Con fecha 15 de octubre, Enersis S.A. (hoy Enel Américas) adquirió 153.255.366 acciones representativas del 24% del capital social de su filial peruana Enel Generación Perú, en ese entonces Edegel, a un precio de 2,72 soles por acción. Dicha compra se efectuó a Generalima S.A.C., sociedad peruana filial de Enel Latinoamérica S.A., matriz de Enersis. Con esta operación, la participación accionaria directa e indirecta de Enersis S.A. en Edelnor aumentó del 33,53% al 57,53%.

2010

> Enersis (hoy Enel Américas) aceptó la oferta presentada por la empresa Graña y Montero S.A.A., para la adquisición de la totalidad de la participación que posee de manera directa e indirecta en su filial Compañía Americana de Multiservicios Limitada, CAM; y de igual forma, aceptó la oferta presentada por Riverwood Capital L.P. para la adquisición de la totalidad de la participación que posee de manera directa e indirecta en su filial Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda. El precio ofertado por CAM y sus filiales presentes en los mercados de Argentina, Brasil, Colombia y Perú ascendió a US$20 millones. En el caso de Synapsis, el precio ofertado por la compañía y sus filiales domiciliadas en Argentina, Brasil, Colombia y Perú, ascendió a US$52 millones.

2011

> En agosto, Endesa S.A. mediante un Hecho Relevante comunicó la formalización de un contrato de compraventa por el que Enel Latinoamérica, S.A. (participada al 100% por Endesa, S.A.) adquiría de EDP Energias de Portugal S.A. su participación del 7,70% en las filiales de Endesa en Brasil Ampla Energia e Serviços S.A. y Ampla Investimentos e Serviços S.A. por un precio de 76 millones de euros y de 9 millones

de euros respectivamente. Tras esta adquisición Endesa S.A., pasó a controlar el 99,64% del capital de ambas sociedades.

2012

> En Junta Extraordinaria de Accionistas desarrollada el 20 de diciembre, se aprueba un aumento de capital con una amplia mayoría, la que alcanzó al 81,94% del total de acciones con derecho a voto de la compañía, prácticamente un 86% de los accionistas presentes en la Junta aprobaron este aumento de capital con las siguientes características: 1) monto máximo del aumento de capital: CLP$2.844.397.889.381 dividido en 16.441.606.297 acciones de pago nominativas ordinarias de una misma serie, sin preferencia y sin valor nominal. 2) valor de los aportes no dinerarios a ser capitalizados: La totalidad del capital social de Cono Sur, compañía que agrupará las acciones que sería aportadas por Endesa (Endesa España) a Enersis (hoy Enel Américas), tendrá un valor de CLP$1.724.400.000.034 que corresponden a 9.967.630.058 acciones de Enersis (hoy Enel Américas) a un precio de $173 por acción. 3) precio de colocación de las acciones: Un precio fijo de $173 por cada acción de pago que se emita como consecuencia del aumento de capital.

2013

> Aumento de Capital: con un resultado histórico para este tipo de operaciones en el mercado local, los accionistas de Enersis (hoy Enel Américas) suscribieron un total de aproximadamente US$6.022 millones, colocándose el 100% de las acciones disponibles para el aumento de capital.

2014

> OPA por Coelce (Enel Distribución Ceará): el 14 de enero, Enersis (hoy Enel Américas), que hasta ese entonces controlaba el 58,87% de su filial Coelce, lanzó una OPA voluntaria para adquirir los títulos de todas las series de acciones emitidas por Coelce a un precio de R$49 por acción. Con esto, Enersis adquirió 3.002.812 acciones ordinarias, 8.818.006 acciones preferentes tipo A y 424 acciones preferentes tipo B, equivalentes a una inversión aproximada de US$ 243 millones. Al terminar la operación, la empresa obtuvo una participación directa e indirecta de Coelce del 74,05%.

> En abril Enersis (hoy Enel Américas) subscribió un contrato de compraventa para la adquisición de todas las acciones que Inkia Americas Holdings Limited tenía indirectamente en Generandes Perú S.A., equivalentes al 39,01% de la propiedad, por un valor de US$413 millones. La transacción terminó en septiembre, y como resultado de ésta, Enersis (hoy Enel Américas) alcanzó el 58,60% de la participación económica de Edegel (hoy Enel Generación Perú).

> El 31 de julio de 2014, Enel Energy Europe S.R.L. hoy Enel Iberoamérica SRL, accionista mayoritario de Endesa S.A. (con 92,06% de su capital social) propuso la adquisición del 100% del capital social de Endesa Latinoamérica S.A. (actualmente absorbida por Enel Iberoamérica SRL). La operación concluyó en octubre de 2014 y como resultado Enel S.A. pasó a controlar directamente el 60,62% de Enersis (hoy Enel Américas).

2015

> El 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 se realizó una Junta Extraordinaria de Accionistas. En ésta los accionistas aprobaron la reestructuración societaria de Enersis y sus filiales Endesa Chile y Chilectra (hoy Enel Américas), operación que contempla la separación de las actividades de generación y distribución en Chile del resto de las actividades desarrolladas fuera de ese país tanto en Enersis como en sus filiales Endesa Chile y Chilectra.

2016

> El 1 de marzo se realizó La División de manera inmaterial de la entonces Enersis, Endesa y Chilectra, producto de la cual nacen Enel Chile, Endesa Américas y Chilectra Américas.

> El 21 de abril de 2016 se hace efectiva La División de las acciones de las compañías Enersis, Endesa y Chilectra comenzando a transar las compañías resultantes - Enersis Américas, Enersis Chile, Endesa Américas, Endesa Chile, Chilectra Américas y Chilectra Chile - en la Bolsa de Comercio de Santiago. Asimismo, los ADR's ENIA, ENIC, EOCA y EOCC comienzan a transar el día 27 de abril del mismo año en la Bolsa de Nueva York (NYSE).

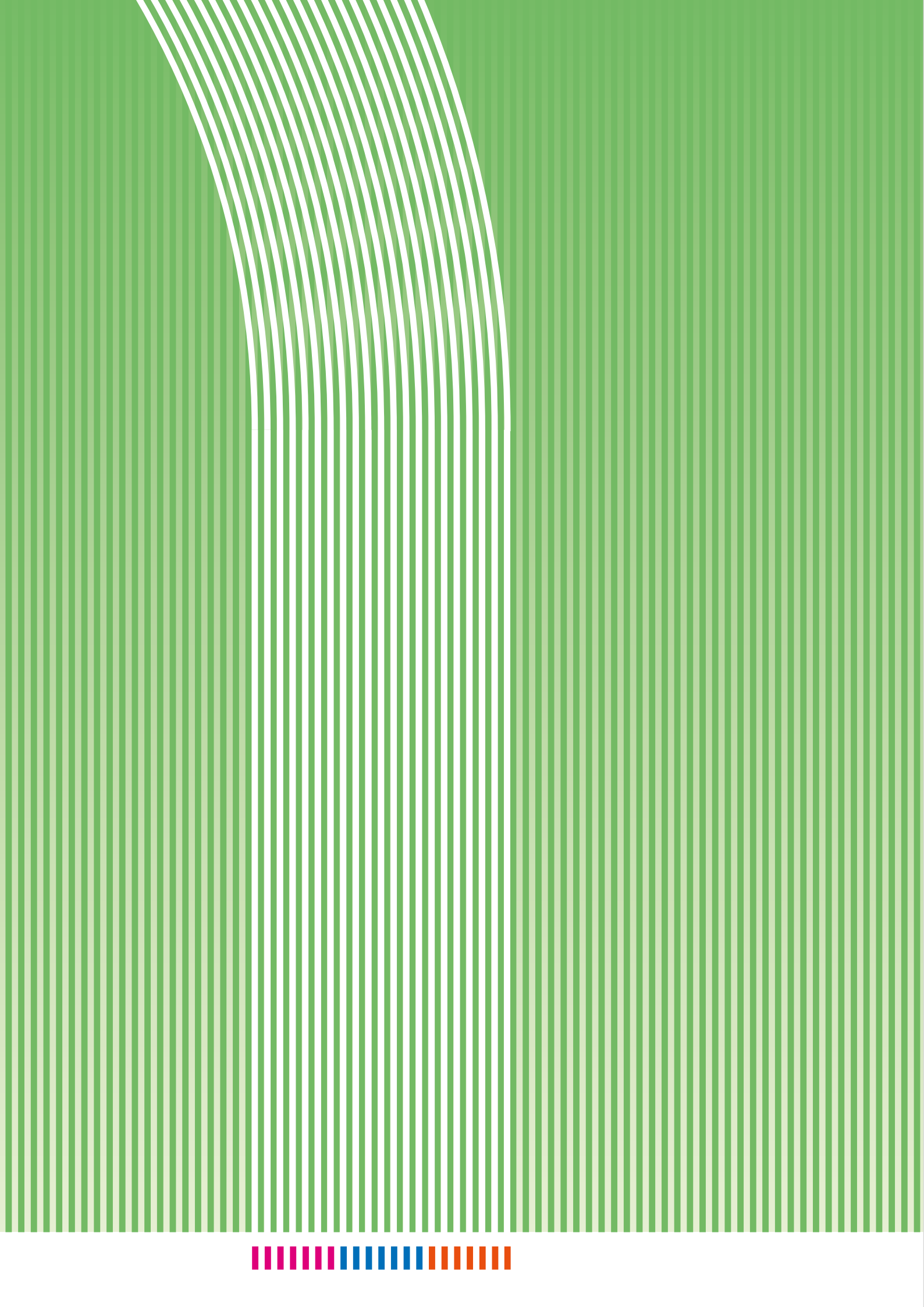
- El 28 de septiembre se realiza la Junta Extraordinaria de Accionistas donde se aprueba La Fusión entre Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, en la que Enersis Américas absorbe a Endesa Américas y Chilectra Américas. Los principales propósitos de La Fusión fueron: 1) alinear todos los intereses para inversiones tanto en generación como en distribución en Latinoamérica; 2) estructura más simple con mayor visibilidad, eliminándose las participaciones cruzadas; 3) mayor eficiencia y agilidad en los procesos de toma de decisiones, reducción de costos y eliminación de potenciales conflictos de interés.
- El 1 de diciembre, se efectuó el cambio de nombre de la compañía Enersis Américas a Enel Américas, tras la fusión inmaterial con las empresas Endesa Américas y Chilectra Américas.
- El 30 de noviembre se anuncia que la compañía presentó la mejor oferta para la adquisición de la distribuidora eléctrica CELG-D (ahora Enel Distribución Goiás), dentro de un proceso de licitación organizado por el Gobierno Brasileño a través del Banco Nacional do Desenvolvimento. La oferta realizada por nuestra filial Enel Brasil ascendió a 2.187 millones de reales brasileños.
- El 29 de diciembre las compañías Endesa Américas y Chilectra Américas dejaron de transar en la Bolsa de Comercio de Santiago y en la Bolsa de Nueva York, en su formato de ADR. De este modo se realiza el canje de acciones y se materializa la fusión.

2017

- El 1 de febrero en Argentina, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) aprobó la Revisión Tarifaria Integral - conocida como RTI - estableciendo un cambio estructural en la distribución de este país. Esta nueva regulación es el resultado de un extenso trabajo entre el gobierno y las compañías distribuidoras involucradas en el proceso de la revisión tarifaria, consistente en un incremento gradual en la tarifa para suavizar el impacto sobre el consumidor final.
- El 14 de febrero Enel Américas consolidó la compra de Celg Distribuição S.A. (ahora llamada Enel Distribución Goiás) a través de su filial Enel Brasil adquiriendo aproximadamente un 94,8% de su capital social. Ésta es una compañía de distribución con más de 2,9 millones de clientes que opera en el estado brasileño de Goiás. El monto de la operación alcanzó los BRL$2.187 millones (aproximadamente US$640 millones). La compra se realizó con los fondos recaudados en el aumento de capital de Enel Américas (ex Enersis) aprobado a fines de 2012.
- El 4 de octubre, Enel Perú (100% propiedad de Enel Américas S.A.) adquirió 47.686.651 acciones emitidas por la filial Enel Distribución Perú. La compraventa se verificó por un precio total de PEN$262.276.580 (equivalentes aproximadamente a US$80 millones) y fue realizada en rueda de bolsa de la Bolsa de Valores de Lima.
- El 27 de septiembre, Enel Brasil se adjudicó la central Volta Grande de 380 MW de capacidad, por un monto de BRL$1.420 millones (US$445 millones aproximadamente). Esta concesión tiene un plazo de 30 años.

2018

- El 4 de junio, Enel Américas hizo la mejor oferta para adquirir Eletropaulo (hoy Enel Distribución São Paulo), la principal empresa de distribución de Sao Paulo, Brasil. La oferta se realizó ese mismo día y la Compañía adquirió un 73,4% de las acciones. Durante el mes siguiente, a todos los accionistas de Enel Distribución São Paulo se les permitió vender sus acciones al mismo precio ofrecido, y para el 4 de julio, el proceso concluyó con la adquisición del 93,3% de la propiedad de Enel Distribución São Paulo. Posteriormente, durante septiembre de 2018, Enel Américas concluyó un aumento de capital en esta distribuidora y, como consecuencia de ello, la propiedad final es del 95,88%.



13

Inversiones y actividades financieras

Inversiones relevantes asociadas al plan de inversiones de la compañía

La estrategia de financiamiento global de las filiales del grupo y créditos entre compañías se coordina, con el fin de optimizar la administración de deuda además de los términos y condiciones del financiamiento de la compañía.

Las filiales del grupo desarrollan planes de inversión de capital independientes que se financian sobre la base de la generación interna de fondos o el financiamiento directo. Una de las metas es concentrarse en aquellas inversiones que arrojarán beneficios a largo plazo, tales como proyectos para reducir las pérdidas de energía. Adicionalmente centrándose en el grupo Enel Américas y buscando brindar servicios a todas las compañías del grupo, el objetivo es reducir las inversiones a nivel de filial individual, en elementos tales como los sistemas de contratación, sistemas de telecomunicaciones y de información. Si bien se ha estudiado la forma de financiar estas inversiones como parte del proceso presupuestario de la compañía, no se ha comprometido ninguna estructura de financiamiento particular y las inversiones dependerán de las condiciones de mercado al momento en que se necesite obtener el flujo de caja.

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

Para el período comprendido entre los años 2019 y 2021, se espera desembolsar US$5.330 millones en base consolidada en inversiones en las filiales controladas, relacionadas con inversiones actualmente en desarrollo, mantenimiento de las redes de distribución, mantenimiento de las plantas de generación existentes, y en los estudios necesarios para desarrollar otros potenciales proyectos de generación.

La tabla que aparece a continuación muestra los gastos de capital que se espera realizar entre 2019 y 2021 y los gastos de capital incurridos por nuestras filiales en los años 2018, 2017 y 2016.

Inversión [1] (en millones de US$)			
2019-2021	2018	2017	2016
5.330	1.541	1.371	1.230

(1) Las cifras de Capex representan los pagos efectivos para cada año, con excepción de las proyecciones.

Inversiones en los años 2018, 2017 y 2016

Por el lado de Distribución, se invirtió en: (i) expandir nuestro servicio de distribución en respuesta a la creciente demanda de energía, (ii) mejorar la calidad de servicio, (iii) mejorar la seguridad, y (iv) reducir las pérdidas de energía, especialmente en Brasil.

Generación

Los gastos de capital en generación totalizaron US$295 millones en 2018, mientras que en 2017, estos gastos totalizaron US$253 millones.

Para el 2018 en Perú, se han realizado inversiones de mantenimiento por US$58 millones. Entre los principales proyectos se encuentran la reconstrucción de la Central Callahuanca, rehabilitación de la taza de Callahuanca, diversas actividades de mantenimiento y modernización de obras civiles y unidades hidráulicas, compra de piezas de contingencia para unidades térmicas, inspección mayor en la central de Ventanilla, overhaul de unidades térmicas, rehabilitación del generador TG7 en Ventanilla, proyectos digitales y diversas actividades de mantenimiento en unidades térmicas. En inversiones de crecimiento se ha invertido en el proyecto HER Huampaní y en el proyecto E4E.

En Colombia, las inversiones de mantenimiento se enfocaron en proyectos asociados a la mejora de los activos de las plantas de generación, donde se destaca el plan de mejora ambiental de Termozipa. En cuanto al Capex de crecimiento, se realizaron trabajos para el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, así como en las inversiones del proyecto Life Extensión de Termozipa.

En Argentina, las inversiones de mantenimiento se enfocaron en una revisión mayor de la TG9 en Dock Sud, por el lado de Costanera se realizaron mejoras en las TV 6 y TV 7, parada ciclo MHI y LTE ciclo Siemens, y por último, cabe destacar la modernización de Arroyito en la Central Hidroeléctrica El Chocón.

En Brasil, la inversión total alcanzó US$13 millones. En Particular, Enel Generación Fortaleza realizó inversiones por un total de US$9 millones principalmente para el mantenimiento continuo de la central. En el caso de Volta Grande y Cachoeira Dourada, se realizaron inversiones por un total de US$4 millones, principalmente en reparaciones de las turbinas generadoras UG1 y UG2 y de los transformadores de elevadores.

Distribución

Durante 2018 se realizaron inversiones por US$1.429 millones, principalmente para atender las necesidades de consumo, producto del crecimiento demográfico y de nuevos clientes, vía la inversión no solo en conexión de éstos, sino también en aumentos de capacidad y reforzamiento de las instalaciones en AT, MT y BT de las compañías. Por otra parte, en 2017, se realizaron inversiones por US$1.430 millones.

En el transcurso del ejercicio 2018, Edesur en Argentina realizó inversiones por US$149 millones con el objetivo de satisfacer el crecimiento de la demanda y mejorar la calidad del servicio. Estas inversiones permitieron la puesta en servicio de SE Padre Novak, ampliación SE Santa Rita, Paseo del Bajo, mejora en infraestructura de Red MT, nuevos alimentadores SE Móvil Roca, mejoras tecnológicas de la RED (digitalización).

En Enel Distribución Perú, la inversión alcanzó US$ 143 millones. La demanda de energía va asociada a nuevos requerimientos de clientes, situación que ha generado inversiones en las redes de distribución por US$ 68 millones, de los cuales US$ 25 millones se destinaron a la ampliación y refuerzo de redes para poder atender los requerimientos de clientes residenciales, comerciales e industriales, US$ 3 millones destinados a la electrificación de asentamientos humanos, US$ 3 millones en ampliación del sistema de alumbrado público y US$ 37 millones en asegurar la calidad y seguridad del suministro. En lo que se refiere a sub-transmisión se ha invertido US$ 48 millones en la ampliación de la capacidad y seguridad de las subestaciones y líneas de transmisión. Adicionalmente se destinaron US$ 8 millones al Control de Pérdidas y US$ 19 millones a sistemas de información e infraestructura.

En Brasil, la inversión total alcanzó US$851 millones. En particular, Enel Distribución Río realizó inversiones por un total de US$184 millones. De este monto, un 35% fue destinados a nuevas conexiones, un 32% para realización de proyectos de reducción de pérdidas de energía, mejoras de la calidad de las redes de distribución con impacto positivo en los servicios ofrecidos a los clientes y sistemas de control remoto mediante el uso de tecnología. El resto fue invertido en mantenimientos de las redes de distribución.
En el caso de Enel Distribución Ceará, la inversión totalizó

US$223 millones, en donde un 46% se destinó para el incremento de la red con nuevas conexiones y respaldar el reciente crecimiento sostenido en la demanda en el Estado de Ceará, un 33% se invirtió en proyectos de mantenimiento de las redes de distribución y 21% en proyectos de calidad y reducción de pérdidas.

Enel Distribución Goiás invirtió un total de US$207 millones. De éstos, un 40% se usó para realizar proyectos de reducción de pérdidas de energía y para mejora de la calidad de las redes de distribución. La compañía invirtió un 33% para nuevas conexiones y 28% para mantenimiento de las redes de distribución.

La consolidación de Enel Distribución São Paulo comenzó en junio de 2018, y en estos 7 meses se invirtió un total de US$236 millones, de los cuales un 52% se usaron para el mantenimiento de la red, un 37% en proyectos de calidad y un 11% para nuevas conexiones.

En Colombia, las inversiones de Codensa durante el 2018 alcanzaron los US$ 262 millones, focalizadas principalmente en calidad y eficiencia del servicio (US$ 91 millones), con el objetivo de mantener la senda de mejoramiento de los indicadores de calidad; conexiones y alumbrado público (US$ 83 millones) y ampliación de la capacidad (US$ 9 millones) para la atención de la nueva demanda; control de pérdidas (US$ 5 millones) con el objetivo de retomar las sendas de pérdidas de energía, además de atender las necesidades de reposición (US$ 23 millones) y de normalización (US$ 16 millones) de la infraestructura eléctrica.

Actividades financieras

Finanzas

El escenario macro económico internacional estuvo marcado por un mayor dinamismo de Estados Unidos, lo que se materializó en un crecimiento económico por sobre el potencial, en el fortalecimiento del dólar y en el aumento acelerado de la tasa de política monetaria por parte de la FED. La guerra comercial entre China y Estados Unidos, provocó incertidumbre, afectando principalmente a las economías emergentes, en donde la depreciación de las monedas locales y la fuga de capitales fueron sus mayores efectos.

Los bancos centrales de las mayores economías han continuado con cautela el retiro de los estímulos monetarios y han iniciado el alza de las tasas de interés. La FED, ante el fortalecimiento de la economía interna, decidió acelerar su plan de alza de tasas, subiendo de 1,5% a 2,25% provo-

cando mayor volatilidad en las economías emergentes y un alza en los tipos de cambio.

Sudamérica durante 2018, y en particular en los países donde Enel Américas tiene operaciones, ha tenido un desarrollo y crecimiento económico positivo, pero aún bajo el potencial esperado, debido al dispar desempeño de algunas economías en la región. Evidencia de ello es que Perú, experimento una tasa de crecimiento superior al promedio de Latinoamérica (4,0%), en cambio, Colombia y Brasil mostraron un crecimiento de un 2,7% y 1,1% respectivamente. Finalmente, Argentina evidenció un retroceso en su economía con un crecimiento negativo de 2,6%.

La economía argentina experimentó un proceso de desaceleración económica, lo que se contrapone con los resultados del año 2017, en donde las políticas de apertura comercial y pro-inversión impulsadas por el gobierno lograron alcanzar un crecimiento económico por sobre la media de la región. El menor dinamismo en 2018 fue reflejo del complejo panorama interno que vivió el país, explicado por la devaluación de la moneda y la hiperinflación. El peso argentino es la moneda que más se depreció frente al dólar en el ejercicio en la región – exceptuando Venezuela- alcanzando una depreciación de más de un 50%, lo que llevó al Banco Central de Argentina a ubicar la tasa de interés referencial en un 60%, convirtiéndola en la tasa más alta del mundo. Para poder contrarrestar esta situación, el gobierno solicitó la ayuda del FMI.

Brasil continuó su recuperación económica con un crecimiento del 1,1%. El aumento de la demanda privada explicado por la reducción histórica de la tasa de política monetaria a un 6,5% por parte del Banco Central de Brasil, sumado una menor inflación y la disipación de la incertidumbre política producida por las elecciones presidenciales, impulsaron el optimismo y la actividad del país. Además, el desempleo disminuyó, mostrando claras señales de mayor dinamismo y reactivación del mercado. No obstante, el fortalecimiento del dólar a nivel global fue clave en el debilitamiento de la moneda local, posicionando al Real como una de las monedas emergentes que más perdió valor frente a la divisa norteamericana en 2018, con una depreciación aproximada de un 18%.

En Colombia, el año estuvo marcado por el crecimiento de un 2,7%, explicado por la mejora del consumo privado – principalmente gasto en los hogares- y del gasto público. En tanto, la tasa de política monetaria se mantuvo gran parte del año en un 4,5%, lo cual permitió que la inflación cerrara el año en un 3,2%, levemente por sobre el 3% fijado como meta por Banco Central de Colombia. El año político estuvo marcado por las elecciones presidenciales que se vivieron a mediados del año y por los casos de corrupción que sacudieron al país.

Por último, Perú finalizó el año con un crecimiento de un 4%, debido principalmente al aumento de la demanda interna, explicada principalmente por el aumento de las ventas minoristas, mayor otorgamiento de créditos de consumo y el aumento de las importaciones de bienes de consumo no duradero. Sumado al crecimiento de las exportaciones de productos no tradicionales –como la exportación de uvas, arándanos y paltas-, consolidaron el crecimiento económico del país. Por otra parte, el Banco Central de Perú bajó la tasa de política monetaria en medio punto porcentual, de 3,25% a 2,75%, con el fin de estimular el crecimiento y mantener la inflación dentro del rango meta.

Principales operaciones financieras concretadas

Brasil

Este año estuvo marcado por la adquisición de la empresa distribuidora de Eletropaulo, actual Enel Distribución São Paulo. Después de un proceso de OPA se adquirió el 93,3% de la propiedad de la empresa, consolidando así al grupo Enel, a través de Enel Américas, como la empresa privada con mayor cantidad de clientes en Brasil y en la región.

Enel Brasil (junto a su vehículo Enel Sudeste) realizó en junio la emisión de promissory notes por BRL $9.300 millones (US$ 2.400 millones, aproximadamente), que fue

refinanciado en octubre a través de un préstamo intercompañía con Enel Finance International (EFI) por BRL $9.400 millones (US$ 2.426 millones, aproximadamente), ambas operaciones en el marco de la adquisición de Enel Distribución São Paulo.

Enel Distribución Ceará realizo la emisión de promissory notes en el mercado local por BRL $150 millones (US$ 39 millones) en marzo. Adicionalmente, realizó la colocación de bonos locales por BRL $310 millones (US$ 80 millones). Adicionalmente durante el año adquirió financiamiento subsidiado por el Banco de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) por un total de BRL $340 millones (US$ 88 millones). En diciembre, la empresa adquirió un préstamo intercompañía con EFI por BRL $300 millones (US$ 77 millones).

Enel Distribución Goiás durante el año obtuvo financiamiento bancario por BRL $250 millones (US$ 65 millones). Asimismo, en abril emitió promissory notes en el mercado local por BRL $200 millones (US$ 52 millones). Adicionalmente, durante el año cerró financiamiento con BNDES por BRL $100 millones (US$ 26 millones).

Enel Distribución Río obtuvo financiamiento bancario por BRL $464 millones (US$ 120 millones) durante el año.

Enel Distribución São Paulo realizó en septiembre el refinanciamiento de su deuda con la colocación de bonos locales por BRL $3.000 millones (US$ 774 millones), reduciendo el costo financiero y aumentando la vida media de la misma. Por otra parte, en diciembre tomó un préstamo intercompañía con EFI por BRL $420 millones (US$ 108 millones).

Colombia

Enel Codensa colocó bonos locales por COP $555.000 millones (US$ 171 millones).

Perú

Enel Distribución Perú, en marzo colocó bonos locales por PEN $100 millones (US$ 30 millones), así mismo también obtuvo financiamiento bancario por PEN $75 millones (US$ 22 millones) y firmó un contrato de leasing por PEN $96 millones (US$28 millones).
Enel Perú obtuvo financiamiento bancario por PEN $87 millones (US$ 26 millones).

Política de cobertura

Tipo de cambio

La política de cobertura del tipo de cambio del grupo se basa en los flujos de caja y tiene como objetivo mantener un equilibrio entre los flujos indexados a moneda extranjera y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. La finalidad es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en el tipo de cambio. Como parte de esta política, Enel Américas a nivel individual contrató forwards por US$ 366 millones, para cubrir flujos provenientes de las filiales extranjeras en distintas monedas.

Tipo de interés

Las variaciones de la tasa de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan en 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 las tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que permita minimizar el costo de esta con una volatilidad reducida en el estado de resultados. 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 corresponden a "Swaps de Tasa", los cuales convierten una tasa variable en una fija.

Al cierre de 2018, la estructura comparativa de la deuda financiera del grupo Enel Américas, según tasas de interés fija y/o protegida sobre la deuda bruta total, después de derivados contratados, es de 59% de la deuda a tasa fija.

Clasificación de riesgo

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

Desde ese tiempo, la mayoría de las clasificaciones de riesgo han variado. Actualmente, todas están en "grado de inversión" y se fundamentan en la diversificada cartera de activos, la liquidez y las adecuadas políticas de cobertura de servicio de deuda.

A continuación, se resumen los principales acontecimientos que han tenido lugar durante 2018:

El 5 de junio de 2018, la agencia Standard & Poors revisó y ratificó la clasificación corporativa de Enel Américas, asignándole un rating "BBB" y perspectiva estable. Esta ratificación se enmarcó luego de la compra de la distribuidora más grande de Brasil, llamada en ese entonces Eletropaulo, actualmente Enel Distribución São Paulo.

Asimismo, el 8 de junio de 2018, Feller Rate clasificó a Enel Américas en escala local asignándole un rating "AA-" con perspectivas estables.

Por otro lado, el 20 de septiembre de 2018, Fitch Ratings ratificó una vez más el rating y perspectivas que había indicado el 6 de junio de 2018, donde Fitch Ratings revisó y ratificó el rating de Enel Américas, asignándole "BBB+" y perspectivas estables a escala internacional, y a escala nacional un rating de "AA (cl)" también con perspectivas estables. Al igual que los casos anteriores, la clasificación de junio también fue realizada luego de la compra de Enel Distribución São Paulo.

Todas las agencias anteriormente señaladas, mantuvieron su clasificación luego de que Enel Américas anunciara el 27 de febrero de 2019, una propuesta de aumento de capital.

Finalmente, luego del anuncio de la propuesta de aumento de capital en Enel Américas, el 4 de marzo de 2019 la agencia Moody's ratificó el rating de "Baa3" y cambió la perspectiva de la compañía de negativa a estable. Anteriormente, el 23 de febrero de 2018, Moody's había clasificado a Enel Américas asignándole un rating "Baa3", cambiando las perspectivas de estables a negativas por la situación de Colombia. Y luego, el 7 de junio de 2018, ratificó el rating y perspectivas antes señaladas, luego de la compra de la distribuidora Eletropaulo, actualmente Enel Distribución São Paulo.

Las clasificaciones de la compañía se fundamentan en el diversificado portafolio de activos que posee la compañía, fuertes parámetros crediticios, adecuada composición de deuda y amplia liquidez.

Clasificación Internacional

Enel Américas	S&P	Moody's	Fitch
Corporativo	BBB / Estable	Baa3 / Estable	BBB+ / Estable

Clasificación Local

Enel Américas	Feller Rate	Fitch
Acciones	1° clase, Nivel 2	1° clase, Nivel 1
Bonos	AA- / Estable	AA(cl) / Estable

Propiedades e instalaciones

Enel Américas, por ser una entidad "holding", no mantiene directamente propiedades o instalaciones propias para desarrollar su negocio.

Marcas

La sociedad tiene registrada la marca "Enersis Américas" en servicios, productos, establecimiento comercial e industrial. Mediante comunicación dirigida al Directorio de Enel Américas S.A. de julio de 2016, Enel S.p.A autorizó el uso gratuito de la marca "Enel" por parte de Enel Américas S.A., pudiendo incluir la misma en su razón social, en su logo u otras formas de uso de la referida denominación.

La marca Enel Américas se encuentra debidamente registrada.

Proveedores, clientes y competidores relevantes

Siendo Enel Américas S.A. una sociedad "holding", que opera principalmente en el ámbito de la generación y distribución de energía en Latinoamérica, se ha optado por considerar a los proveedores, clientes y competidores relevantes de sus principales filiales.

Se estableció que los proveedores, clientes y competidores relevantes son los siguientes:

Argentina: IMC Ingeniería y Montajes Industriales S.A., Servicios Industriales Otero S.A., Grupo MTR S.A. SADESA, PAMPA ENERGÍA, AES Argentina, Argencobra S.A., Prysmian Energía Cables y Sistemas, Elsewedy Cables Egypt, GCBA, Municipalidad de Quilmes y Telefónica Argentina S.A.

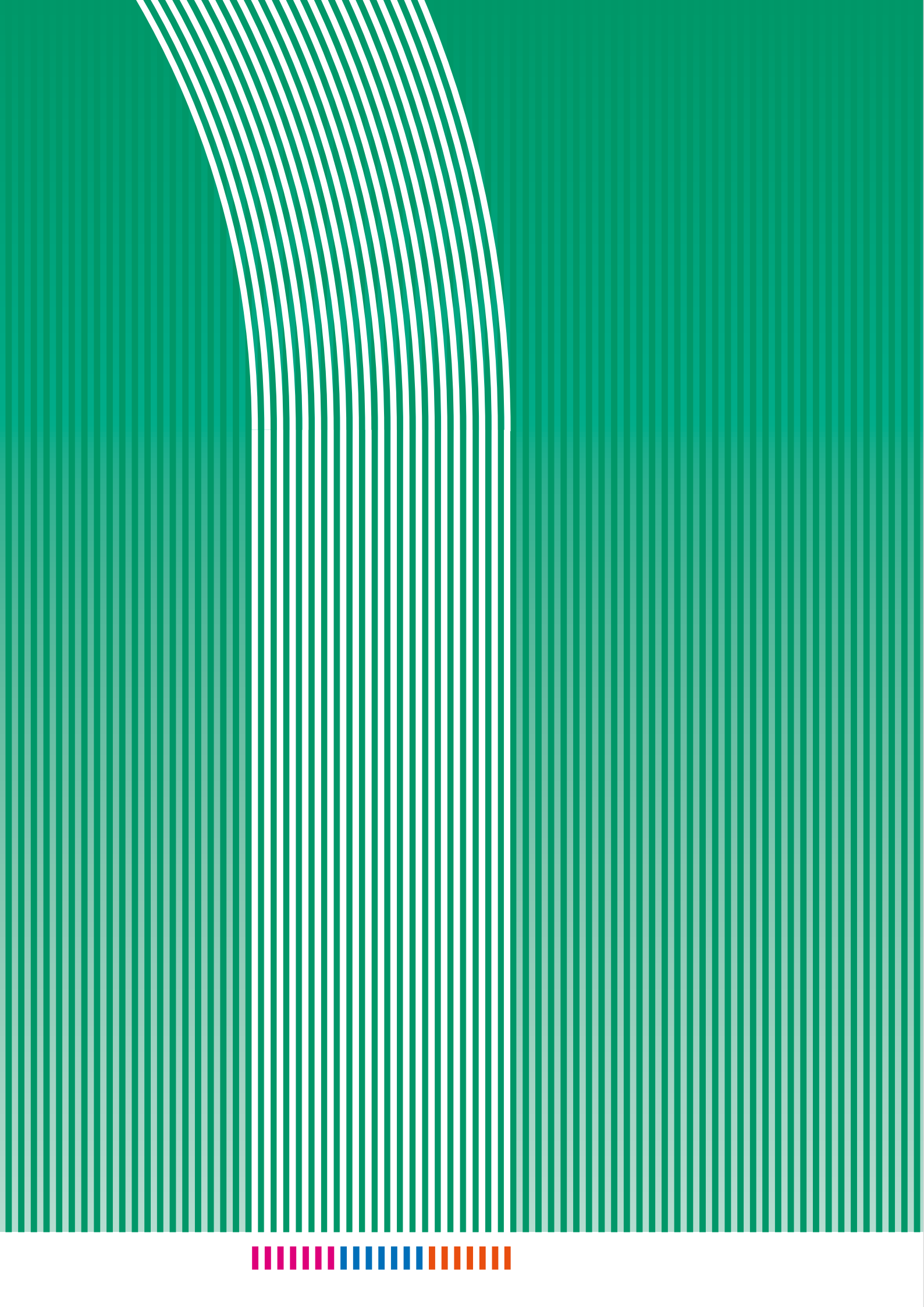
Brasil: Alstom Energia Termica e Ind. Ltda., Alstom Brasil Energia e Transporte Ltda., P.Q.A. Productos Químicos Aracruz Ltda., Multiplan, Volskswagen, Ferbasa, Compahia Eletrica de Sao Francisco- Chesf, Furnas Centrais Eletricas S.A., Centrais Eletricas do Norte do Brasil S.A. Eletronorte, Compel Construcoes Montagens e Projetos Eletricos, Endicon Engenharia Instalacoes e Construcoes, Sodexo Pass do Brasil Servicos e Comércio, Saneamento de Goias S..A., Vorantim Cimentos N/NE S.A., Secretaria Municipal de Infr. e Servicos Publicos- Goiana, State Grid, AES y CEMIG.

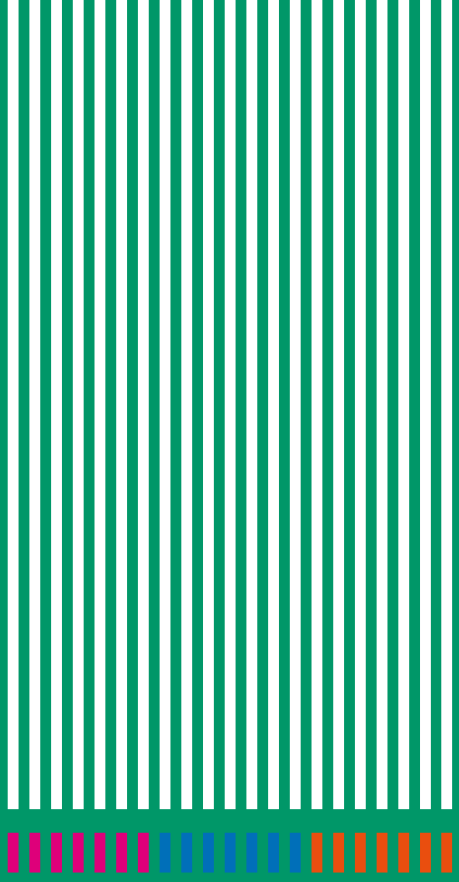
Colombia: Petromil, Carbones San Fernando, Minas y Minerales S.A.-Minminer-, Grupo EPM.

Electricaribe, Emcali, Consorcio M&M, Amec Foster Wheeler Energía, S.L.U., Andritz Hydro Ltda., CAM Colombia Multiservicios S.A.S., Quanta Colombia Services Colombia S.A.S y Deltec S.A.

Perú: Nordex Windpower Perú S.A., GCZ Ingenieros SAC., Prodiel Perú Sociedad Anónima Cerrada, Luz del Sur, Minera Las Bambas, Minera Chinalco Perú, Engie, Electroperú, Kallpa, Generación, Cobra Perú S.A., Consorcio CAM Lima, Cabelte-Cabos Eléctricos y Telefónicos, S.A., Grupo Falabella, Corporación Celima, Compañía Industrial Nuevo Mundo S.A., Kallpa. Engie y Termoselva.

Chile: Travel Security S.A., Ernst & Young Servicios Profesionales y Asesorías Limitada y Team Work Recursos Humanos Limitada.





14

Factores de riesgo

Política de gestión de riesgos

Las empresas del grupo Enel Américas están expuestas a determinados riesgos que gestionan 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 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 realicen de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de Enel Américas.

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.

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 corresponden a swaps de tasa que fijan desde tasa variable a fija.

La estructura comparativa de deuda financiera del grupo Enel Américas según tasa de interés fija y/o protegida sobre deuda bruta total, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición bruta

	31-12-2018 %	31-12-2017 %
Tasa de interés fijo	59%	46%

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

Con el objetivo de mitigar el riesgo del tipo de cambio, la política de cobertura del tipo de cambio del grupo Enel Américas contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US$ o monedas locales si las hubiera, y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos, al riesgo de variaciones en el 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 la deuda en la moneda funcional de cada compañía.

Riesgo de commodities

El grupo Enel Américas podría encontrarse expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos commodities, fundamentalmente a través de:

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

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

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta la generación eléctrica, hidrología y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados.

Al 31 de diciembre de 2018, había operaciones de contratos de compra de futuros de energía vigentes por 5,28 GWh. Dichas compras respaldan contratos de venta de energía en el mercado mayorista. A 31 de diciembre de 2018 se han liquidado en el año 10,92 GWh de contratos de venta y 7,2 GWh de compra de futuros de energía.

Al 31 de diciembre de 2017, existen contratos de compra de futuros de energía por 5,4 GWh, para el periodo Ene-Mar 2018. Dichas compras respaldan un contrato de venta de energía en el mercado mayorista colombiano. Al 31 de diciembre de 2017, se liquidaron 24,23 GWh de contratos de venta y 77,45 GWh de compra de futuros de energía.

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 21 y 23 de los Estados Financieros de Enel Américas.

Al 31 de diciembre de 2018, el grupo Enel Américas presenta una liquidez de US$ 1.904 millones en efectivo y otros medios equivalentes y US$ 1.269 millones en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2017, el grupo Enel Américas presenta una liquidez de US$ 1.473 millones en efectivo y otros medios equivalentes y US$ 225 millones en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

Riesgo de crédito

Enel Américas realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito:

Cuentas por cobrar comerciales

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

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

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

Activos de carácter financiero

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea, con límites establecidos para cada entidad.

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

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

Medición del riesgo

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

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

- Deuda Financiera.
- Derivados de cobertura para deuda.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible variación de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un trimestre con un 95% de confianza. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, 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 US$ 630 millones.

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

Otros factores de riesgo

Algunos países sudamericanos se han caracterizado históricamente por frecuentes, y ocasionalmente drásticas, medidas económicas intervencionistas tomadas por los gobiernos, incluidas las expropiaciones, que pueden afectar de manera adversa el negocio y resultados financieros de Enel Américas.

Las autoridades gubernamentales han modificado las políticas monetarias, crediticias, tarifarias, tributarias y otras, con el objeto de influir en el rumbo de las economías sudamericanas, incluyendo Argentina, Brasil, Colombia y Perú. A pesar de que Enel Américas no posee inversiones en Chile, es una compañía constituida bajo las leyes de la República de Chile. Por lo tanto, está sujeta a cambios en las leyes tributarias, laborales y monetarias chilenas, entre otras. Otras acciones gubernamentales en estos países sudamericanos también han incluido controles de salarios, de precios y de aranceles y otras medidas intervencionistas, como expropiaciones o nacionalizaciones.

En el negocio de la distribución, si no se cumple con ciertos mínimos estándares de servicio y técnicos, se podrían perder las concesiones. En algunas concesiones, como las de Buenos Aires y Río de Janeiro, podría ser especialmente difícil cumplir con algunos estándares mínimos exigidos. Si no se puede cumplir con estos estándares regulatorios, los reguladores eléctricos locales pueden revocar las concesiones y reasignarlas a competidores.

Para 2019, se espera que haya reformas fiscales y enmiendas a las leyes fiscales vigentes en Chile, Colombia, Brasil y Perú. Los cambios en las políticas gubernamentales y monetarias con respecto a aranceles, controles cambiarios, regulaciones y tributación podrían reducir la rentabilidad de la compañía. La inflación, la devaluación, la inestabilidad social y otros acontecimientos políticos, económicos o diplomáticos, incluyendo la respuesta de los gobiernos de la región a estas circunstancias, también podrían reducir la rentabilidad.

Los negocios de Enel Américas dependen en gran medida de la hidrología, inundaciones, tormentas, corrientes oceánicas y otras condiciones climáticas. La ocurrencia de sequías y la incapacidad para mitigar y adaptarse al cambio climático puede afectar adversamente las operaciones y rentabilidad.

La lucha contra el cambio climático es uno de los principales desafíos globales, que expone a Enel Américas a una variedad de factores de riesgo a medio y largo plazo. Estos incluyen los riesgos relacionados con los cambios legislativos y regulatorios asociados con el cambio climático. La compañía ha experimentado eventos climáticos extremos, incluida una severa sequía, que afectó la generación hidroeléctrica.

Aproximadamente el 56% de la capacidad de generación instalada consolidada en 2018 era hidroeléctrica. En consecuencia, condiciones hidrológicas extremadamente secas podrían afectar adversamente el negocio, resultados de operaciones y situación financiera. Las condiciones hidrológicas de la región se han visto a menudo afectadas por dos fenómenos climáticos —El Niño y La Niña— que influyen en las precipitaciones y provocan sequías, lo que afecta la capacidad de despachar energía de las instalaciones hidroeléctricas de la empresa. En Brasil, donde el 76% de la capacidad instalada es hidroeléctrica, las autoridades se vieron obligadas a cambiar las normas, modificando los límites de precios máximos, los cuales se revisan anualmente y son una consecuencia de las bajas contribuciones hidrológicas registradas desde 2014; lo anterior tuvo también un efecto directo sobre el mercado eléctrico de corto plazo que resultó en un aumento del despacho térmico y de los precios spot. Debido a la sequía imperante, todos los generadores de energía presentan déficits en relación con sus contratos de suministro, por lo que se han visto obligados a comprar en el mercado spot a precios mucho más altos.

Asimismo, el fenómeno de El Niño ha afectado las condiciones hidrológicas colombianas en el pasado, donde el 88% de la capacidad instalada es hidroeléctrica, provocando un déficit de lluvias y altas temperaturas durante ese período y, como consecuencia, mayores precios de la energía. Cada evento de El Niño es diferente y, dependiendo de su intensidad y duración, la magnitud de sus efectos sociales y económicos podría ser más material.

Los gastos de operación aumentan durante esos períodos de sequía, cuando las plantas termoeléctricas son despachadas con más frecuencia. Además, dependiendo de los compromisos comerciales, es posible que se deban realizar compras de electricidad en el mercado spot para cumplir con las obligaciones contractuales de suministro y el costo de estas compras podría exceder los precios contratados de venta de electricidad, lo que a su vez, podría producir pérdidas por esos contratos.

Las sequías también afectan el funcionamiento de las plantas termoeléctricas, incluyendo nuestras instalaciones que utilizan gas natural, petróleo o carbón como combustible, de la siguiente manera:

- Las plantas termoeléctricas requieren agua para la refrigeración y las sequías no sólo reducen la disponibilidad de agua, sino que también aumentan la concentración de sustancias químicas, como los sulfatos en el agua. La alta concentración de químicos en el agua que se usa para la refrigeración aumenta el riesgo de daño en los equipos de las centrales termoeléctricas, así como el riesgo de incumplir regulaciones ambientales. En consecuencia, tal vez se deba comprar agua de áreas agrícolas que también están experimentando escasez de agua. Estas compras de agua pueden aumentar costos operativos y obliga a negociar más con las comunidades.

- Las centrales termoeléctricas que queman gas natural generan emisiones tales como gases de óxido de nitrógeno (NO), dióxido de carbono (CO_2) y monóxido de carbono (CO). Al operar con petróleo también liberan NO, dióxido de azufre (SO_2) y material particulado en la atmósfera. Las plantas de carbón generan emisiones de SO_2 y NO. Por lo tanto, el mayor uso de plantas termoeléctricas durante períodos de sequía generalmente aumenta el riesgo de producir un mayor nivel de contaminantes, que podría resultar en sanciones si las emisiones superan ciertos niveles.

La recuperación de la sequía, que ha afectado a las regiones donde se encuentran la mayoría de las plantas hidroeléctricas de la compañía puede tomar un tiempo prolongado y nuevos períodos de sequía podrían repetirse en el futuro. Una sequía prolongada podría exacerbar los riesgos descritos anteriormente y tener un efecto adverso

adicional sobre el negocio, resultados operacionales y situación financiera.

Un deterioro de la situación económica en Argentina o una profunda devaluación del peso argentino podrían afectar adversamente los negocios de la compañía.

El peso argentino sufrió una fuerte devaluación frente al dólar estadounidense durante 2018, con una depreciación del 20% en un solo día, el 30 de agosto de 2018. Esta devaluación fue el resultado del deterioro económico interno, el aumento de la deuda externa y la alta inflación. Aunque el ritmo de la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense se ha desacelerado recientemente, el aumento en los intereses pagados sobre los depósitos a plazo ha sido insuficiente para compensar la tasa de inflación. La tasa de interés establecida por el Banco Central argentino ya se encontraba en un máximo del 45%, cuando la autoridad monetaria argentina la aumentó a 60%. Incluso pese a que el gobierno ha estado tomando medidas fiscales, monetarias y de otro tipo para suavizar el efecto de la devaluación, incluidos varios acuerdos con el Fondo Monetario Internacional, la devaluación del peso argentino puede continuar en 2019 y en años futuros.

La solvencia crediticia soberana de Argentina también se ha deteriorado seriamente, alcanzando un máximo de 780 puntos básicos sobre su deuda soberana a valor nominal durante agosto de 2018. La calificación de la deuda soberana de Argentina se redujo de "B +" a "B" por parte de Standard & Poor's en noviembre de 2018, con perspectiva estable. Moody's mantuvo la calificación en" B2 ", actualizada en noviembre de 2017 con perspectiva estable, mientras que Fitch mantuvo la calificación en "B" pero cambió la perspectiva de "estable" a "negativa", en noviembre de 2018.

Como resultado, a partir de julio de 2018, Argentina es una economía hiperinflacionaria de acuerdo con las normas contables NIIF. Se utilizó un índice general de precios retrospectivamente para presentar los montos relacionados con las subsidiarias argentinas en los estados financieros consolidados de Enel Américas y así reflejar los cambios en el poder de compra del peso argentino, según las disposiciones descritas en la NIC 29, "Información financiera en economías hiperinflacionarias". Los activos y pasivos no monetarios se reexpresaron a partir de febrero de 2003, la fecha más reciente en la que se aplicó un ajuste por inflación a efectos contables en las subsidiarias argentinas.

Un mayor deterioro de la economía argentina podría afectar adversamente los resultados de explotación y condición financiera de la compañía. Para obtener más información, consulte la nota 8 de las Notas de los estados financieros consolidados de Enel Américas.

La regulación gubernamental puede afectar adversamente los negocios de la compañía, causar retrasos, impedir el desarrollo de nuevos proyectos, o incrementar los costos de operación y los gastos de capital.

Las filiales de Enel Américas están sujetas a extensas regulaciones sobre las tarifas que aplican a sus clientes y a otros aspectos del negocio y, estas regulaciones, pueden tener un impacto adverso en la rentabilidad. Por ejemplo, los distintos gobiernos de los países donde se opera podrían aplicar un racionamiento eléctrico durante las sequías o fallas prolongadas en los servicios de electricidad, lo que podría afectar adversamente el negocio, resultados operacionales y situación financiera. Las subsidiarias operativas están sujetas a regulaciones ambientales que obligan a la compañía a realizar estudios de impacto ambiental para proyectos futuros y obtener construcciones y permisos de operación de los reguladores locales y nacionales. La aprobación de estos estudios de impacto ambiental puede ser retenida y retrasada por las autoridades gubernamentales.

En el caso de las instalaciones existentes, la regulación actual ha ido incrementando en los cuatro países donde se tienen inversiones, lo que dio como resultado un mayor riesgo de incumplimiento, obligando a la compañía a implementar equipos especializados para gestionar el cumplimiento de las regulaciones y tener una relación técnica más estrecha con las autoridades, para tener una mejor comprensión de todas las posibles implicaciones.

Las autoridades gubernamentales también pueden demorar el proceso de revisión de las tarifas de distribución, o los ajustes arancelarios determinados por las autoridades pueden ser insuficientes para traspasar costos a los clientes, como fue el caso de Codensa, filial de distribución colombiana, cuya revisión arancelaria estaba prevista para 2015, pero que no ocurrirá hasta 2019. De igual modo, las regulaciones sobre electricidad emitidas por las autoridades gubernamentales en los países en los que se opera, pueden afectar la capacidad de las empresas de generación para obtener los ingresos para compensar los costos operacionales.

Las demoras o modificaciones a cualquier proyecto propuesto y las leyes o regulaciones pueden cambiar o interpretarse de una manera que podría afectar adversamente las operaciones o los planes para compañías en las que se tienen inversiones, que podrían afectar adversamente el negocio, resultados de operaciones y condición financiera.

Las autoridades regulatorias pueden cursar multas a las filiales de la compañía debido a fallas operacionales o a cualquier incumplimiento de las regulaciones.

Los negocios eléctricos pueden estar sujetos a multas regulatorias por cualquier incumplimiento de las regulaciones vigentes, incluyendo fallas en el suministro de energía, en los cuatro países donde se opera.

Las filiales generadoras del grupo son supervisadas por entes reguladores locales y podrían estar afectas a multas en los casos donde, a juicio del ente regulador, la empresa es responsable por las fallas operacionales que afectan el suministro regular de energía al sistema debido, por ejemplo, a la falta de coordinación con el operador del sistema. Además, las filiales podrían ser obligadas a pagar multas o compensar a los clientes si esas filiales no pudiesen suministrar electricidad, incluso si dicho incumplimiento se debiese a fallas fuera de su control, o si no cumplen con las normas ambientales o de otro tipo. Las multas también pueden estar asociadas con el incumplimiento de las normas.

En 2018, Enel Distribución São Paulo fue multado por el ANEEL por un monto total de US$ 91 millones debido a cinco infracciones, dos de ellas asociadas con errores o deficiencias en el registro contable y/o base de activos y las otras dos asociadas con incumplimientos de calidad de estándar de suministro.

En Argentina, como resultado de la revisión de tarifas para el período 2017-2021, las multas de Edesur por la calidad del servicio técnico, el producto técnico y la calidad comercial están aumentando gradualmente en línea con el aumento de la tarifa.

Para cumplir con las obligaciones de pago, Enel Américas depende de los pagos de sus filiales y compañías afiliadas.

Para cumplir con las obligaciones de pago, la compañía depende de los repartos de caja a título de dividendos, préstamos, pagos de intereses, reducciones de capital y demás repartos provenientes de sus filiales. La capacidad de las filiales de pagar dividendos, intereses, préstamos y otros repartos queda sujeta a limitaciones legales, tales como restricciones a los dividendos, deberes fiduciarios y limitaciones contractuales que podrían imponer las autoridades locales.

Históricamente, no se ha podido acceder siempre a los flujos de caja de las filiales debido a regulaciones gubernamentales, consideraciones estratégicas, condiciones económicas y restricciones de crédito. En el futuro, es posible que no se pueda confiar en los flujos de efectivo de las operaciones en esas entidades para pagar la deuda.

Límites sobre los dividendos y otras restricciones legales. Algunas de las filiales están sujetas a exigencias de reservas legales y otras restricciones para el pago de dividendos. Otras restricciones legales, tales como control de divisas, pueden limitar la capacidad de las filiales y asociadas para pagarle a la compañía dividendos y amortizar créditos u otros pagos. Además, la capacidad de cualquiera de las filiales que no son de propiedad exclusiva de Enel Américas para entregar pagos en 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 ser obligadas por autoridades locales, de acuerdo con regulaciones aplicables, a disminuir o eliminar el pago de dividendos. Como consecuencia de dichas restricciones, las filiales podrían, en ciertas circunstancias, verse impedida a entregar efectivo a Enel Américas.

Restricciones contractuales. Las restricciones para la distribución de dividendos, incluidas en algunos convenios de crédito de la filial Enel Generación Piura y muchas de las subsidiarias en Brasil, pueden impedir el pago de dividendos u otras distribuciones a los accionistas si están en incumplimiento de ciertas ratios financieros. Los convenios de crédito prohíben hacer cualquier tipo de distribución si hay un evento de incumplimiento en curso.

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

Adicionalmente, la moneda de cualquier dividendo pagado por las filiales está sujeta a depreciación respecto de la moneda funcional, lo que tendría un impacto negativo en la capacidad de pagar dividendos a los accionistas.

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

Enel Américas está involucrada en litigios.

Actualmente, Enel Américas está involucrada en varios litigios que podrían concluir en decisiones desfavorables o multas financieras para la empresa. Por ejemplo, en el año 2016 tres reclamaciones en contra de Enel Distribución Goiás, señalan que el proceso de privatización se llevó a cabo ilegalmente y buscan la nulidad del proceso, así como también una indemnización. Los demandantes incluyen al Banco Nacional de Desenvolvimiento Econômico e Social (BNDES) y la International Finance Corporation (IFC). El principal riesgo asociado con estos procedimientos de litigio es la pérdida de la concesión de Enel Distribución Goiás por parte de Enel Brasil. La resolución de los casos puede tomar hasta diez años. Enel Distribución Goiás también está involucrado en un litigio tributario por reclamaciones que se remontan a un período anterior a su privatización, y el reclamo puede no solo tener un efecto adverso en el grupo, sino también agotar recursos y atención durante muchos años.

En Colombia, Enel Américas ejerce control sobre Emgesa y Codensa a través de acuerdos de accionistas con el Grupo Energía Bogotá S.A. ESP (o el "GEB"). En diciembre de 2017, se notificó a la compañía que el GEB sometió a arbitraje las diferencias que surgen entre las partes en la distribución del ingreso neto de 2016 de estas dos subsidiarias colombianas, en el término del acuerdo de accionistas. El GEB afirma que Enel Américas infringió las disposiciones de los acuerdos de accionistas, que regulan el método de distribución de utilidades, obligando a las partes a votar a favor de la distribución del 100% de los beneficios que posiblemente puedan distribuirse en cada período, distribuyendo solo el 70% del ingreso neto de 2016. Los reclamos buscan la distribución del 100% de las ganancias para 2016 a cada empresa. Los montos en disputa son de US$ 21 millones para Codensa y de US$ 27 millones para Emgesa. Un fallo adverso traería un precedente que obligaría a Enel Américas a votar siempre por la distribución del 100% de las ganancias de cada año, lo que no sería financieramente prudente para nuestras subsidiarias y para la compañía.

La situación financiera o resultados operacionales podrían verse afectados si no se tiene éxito en la defensa de estos litigios u otras demandas que se interpongan en contra de la compañía. Para mayor información sobre litigios, véase la nota 36.3 los estados financieros consolidados de Enel Américas.

Acontecimientos políticos o crisis financieras o de otra índole en cualquier región del mundo pueden tener un impacto significativo en los países en los que opera Enel Américas y, en consecuencia, pueden afectar negativamente las operaciones, así como la liquidez.

Los cuatro países en los que se tiene inversiones son vulnerables a impactos externos, incluyendo eventos financieros y políticos, que pueden causar dificultades económicas significativas y afectar el crecimiento. Si cualquiera de estas economías experimentase un crecimiento económico menor que lo esperado o una recesión, es probable que los clientes demanden menos electricidad y que algunos clientes puedan experimentar dificultades para pagar sus cuentas de electricidad, posiblemente incrementando las cuentas incobrables de la compañía. Cualquiera de estas situaciones podría afectar de manera adversa los resultados operacionales y situación financiera.

Acontecimientos financieros y políticos en otras partes del mundo también podrían afectar de manera adversa el negocio de la compañía. Por ejemplo, desde 2018, EE. UU. y China han estado involucrados en una guerra comercial que involucra medidas proteccionistas, que aumentaron la volatilidad de los mercados financieros en todo el mundo debido a la incertidumbre de las decisiones políticas. La inestabilidad en el Medio Oriente o en cualquier otra importante región productora de petróleo también podría provocar precios de combustible más altos en todo el mundo, aumentando el costo operativo de las plantas de generación térmica y afectando adversamente los resultados de operación y condición financiera.

El Gobierno federal de los EE. UU. ha experimentado cierres temporales en los últimos tiempos, incluido el cierre más reciente del Gobierno de los EE. UU., que afectó a la SEC entre muchas otras agencias federales, y se extendió

por 35 días, lo que lo convierte en el cierre del Gobierno federal más largo en la historia de los EE. UU. Incluso los cierres temporales o advertidos del Gobierno de los EE. UU. podrían tener un efecto adverso importante en el tiempo, la ejecución y el aumento de los gastos asociados con nuestras principales transacciones que involucran a la SEC.

Además, una crisis financiera internacional y su efecto negativo en la industria financiera, podrían tener un impacto adverso en la capacidad para obtener nuevos financiamientos bancarios en los términos y condiciones históricos.

Acontecimientos políticos o crisis financieras o de otra índole también podrían disminuir la capacidad para acceder a los mercados de capital en los países en los cuales la compañía opera, como también a los mercados internacionales de capital para otras fuentes de liquidez, o aumentar las tasas de interés disponibles para la compañía. La liquidez reducida, a su vez, podría afectar los gastos de capital, las inversiones a largo plazo y adquisiciones, las perspectivas de crecimiento y la política de dividendos.

Las fluctuaciones económicas en América del Sur pueden afectar las operaciones y la condición financiera, así como el valor de los títulos de la compañía.

Todas las operaciones de Enel Américas se ubican en Sudamérica. Por consiguiente, los ingresos consolidados podrían verse afectados por el desempeño de las economías sudamericanas en su conjunto. Si las tendencias económicas locales, regionales o mundiales afectan de manera adversa la economía de cualquiera de los cuatro países en los cuales se tiene inversiones u operaciones, la condición financiera y los resultados operacionales podrían verse adversamente afectados. Enel Américas tiene inversiones en Argentina, Brasil y Perú, economías inestables que en ocasiones han experimentado inestabilidad política, debido a los escándalos de corrupción que involucran a varios funcionarios gubernamentales de alto rango.

Los insuficientes flujos de efectivo de las filiales ubicadas en estos países con economías volátiles han llevado, en algunos casos, a su incapacidad de cumplir con obligaciones financieras y la necesidad de pedir exenciones para el cumplimiento de algunos covenants financieros o, hasta cierto punto, solicitar garantías u otras medidas de emergencia de parte de Enel Américas como accionista, especialmente en Brasil y Argentina.

La ocurrencia de futuros eventos adversos en estas economías, podría dificultar la capacidad de llevar a cabo planes estratégicos, lo que eventualmente afectaría de manera adversa los resultados operacionales y condición financiera.

Además, los mercados financieros y de valores en Sudamérica son influenciados en diferentes grados por las condiciones económicas y de mercado de otros países, lo que podría afectar adversamente el valor de los títulos de la compañía.

La construcción y el funcionamiento de las centrales eléctricas puede experimentar retrasos significativos, paralizaciones y costos excesivos, así como la oposición de stakeholders, lo que puede dañar la reputación y potencialmente deteriorar el goodwill de la compañía.

Los proyectos de centrales eléctricas pueden retrasarse en la obtención de los permisos de los reguladores, o pueden enfrentar escasez de equipos y/o aumentos en los precios de los equipos, materiales u obra de mano, y pueden estar sujetos a demoras en la construcción, huelgas, condiciones meteorológicas adversas, desastres naturales, conflictos sociales, accidentes o errores humanos. Cualquier evento de este tipo podría afectar negativamente los resultados de operación y condición financiera.

Las condiciones de mercado existentes al momento de la aprobación inicial de los proyectos podrían ser totalmente distintas a las imperantes al momento de completar los proyectos, por lo que, en algunos casos, estos proyectos podrían ser comercialmente inviables. La desviación de estas suposiciones, incluida la proyección de los plazos y estimación de los gastos relacionados con estos proyectos, podría resultar en sobrecostos y plazos de ejecución mucho mayores que los estimados, lo que, a su vez, podría tener un efecto negativo para el negocio, resultados operacionales y situación financiera.

Los lugares donde se pueda desarrollar nuevos proyectos están algunas veces en zonas altamente desafiantes en términos de topografía geográfica (principalmente en Colombia y Perú), en algunos casos en laderas montañosas o dentro de junglas con acceso limitado. Además, dada la ubicación geográfica de algunos proyectos, puede haber riesgos adicionales inherentes al patrimonio arqueológico. Estos factores también pueden llevar a retrasos significativos y sobrecostos.

La operación de las centrales térmicas de Enel América, especialmente aquellas que funcionan con carbón, también puede afectar el goodwill frente a los stakeholders, debido a las emisiones de gases de efecto invernadero, que podrían afectar negativamente al medio ambiente y a la comunidad. Además, las comunidades pueden tener sus propios intereses y diferentes percepciones de la empresa, siendo influenciadas por otras partes interesadas o motivaciones no relacionadas con el proyecto. Por lo tanto, si la empresa no se compromete con sus stakeholders relevantes, podría enfrentar una oposición que podría afectar negativamente la reputación, paralizar las operaciones o ser demandada. La reputación de Enel Américas es la base de su relación con los principales stakeholders y con otros grupos de interés. Si la compañía no gestiona eficazmente los problemas reales o percibidos que podrían afectarla negativamente, el negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera de ésta podrían verse afectados negativamente.

El daño a la reputación puede ejercer una presión considerable sobre los reguladores, los acreedores y otras partes interesadas y, en última instancia, conducir a proyectos y operaciones que pueden abandonarse, lo que hace que nuestros precios de las acciones caigan y obstaculice nuestra capacidad para atraer y retener a colaboradores valiosos, lo que podría dar lugar a un deterioro del goodwill frente a los stakeholders.

Es posible que la compañía no sea capaz de efectuar adquisiciones apropiadas o integrar con éxito los negocios adquiridos.

La empresa verifica de manera continua las proyecciones de adquisiciones que puedan aumentar su cobertura de mercado o complementar negocios existentes, aunque no pueda asegurar que se logre identificar y concretar transacciones de adquisiciones apropiadas en el futuro. La adquisición e integración de empresas independientes que no se controla es, generalmente, un proceso complejo, costoso y que consume tiempo, por lo que requiere de importantes esfuerzos y gastos. Si se lleva a cabo adquisiciones adicionales, como la llevada a cabo en Enel Distribución São Paulo en 2018, se podría incurrir en deudas importantes y tener que asumir obligaciones desconocidas, sufrir la potencial pérdida de colaboradores clave, incurrir en gastos de amortización relacionados con activos tangibles y desviar la atención de la administración a otras preocupaciones del negocio. Debido a la adquisición de Enel Distribución São Paulo, los pasivos aumentaron considerablemente, debido a la nueva deuda para la compra y la consolidación de la propia deuda de la distribuidora.

Además, la integración de negocios adquiridos puede ser difícil, costoso, requiere mucho tiempo y es una carga para los recursos y las relaciones con los colaboradores y clientes y, en última instancia, puede no ser exitosa o lograr los beneficios esperados.

Cualquier retraso o dificultad encontrada en relación con las adquisiciones y la integración de múltiples operaciones podría tener un efecto adverso importante en el negocio, condición financiera o resultados de operaciones de Enel Américas.

El negocio y la rentabilidad de la compañía podrían verse afectados de manera adversa si los derechos de agua son rechazados o si las concesiones de agua son otorgadas por tiempo limitado o si los costos de los derechos de agua aumentan.

La compañía cuenta con derechos de agua sobre ríos y lagos cerca de sus instalaciones de producción otorgados por las autoridades de los respectivos países. En Colombia, los derechos de agua o las concesiones de agua se otorgan por diferentes períodos para cada una de nuestras centrales eléctricas, en algunos casos por hasta 50 años; sin embargo, estas concesiones pueden ser revocadas, por ejemplo, cuando hay una disminución progresiva o agotamiento de las aguas. En Colombia, el acceso al agua para consumo humano es primera prioridad antes que cualquier otro uso. En Perú, las concesiones se otorgan por períodos indefinidos y pueden ser revocadas debido a una escasez del recurso o a una disminución de la calidad del servicio.

Cualquier limitación a los derechos de agua actuales, a la necesidad de obtener derechos de agua adicionales o a las actuales concesiones de agua de duración ilimitada, podrían tener un efecto adverso importante sobre los proyectos de desarrollo hidroeléctrico y su rentabilidad.

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

A pesar de que la moneda funcional es el dólar estadounidense, las filiales generan ingresos en pesos argentinos,

Nuevos Soles, reales brasileños y pesos colombianos. Además, la compañía paga dividendos en pesos chilenos. En general, Enel Américas ha estado y continúa estando expuesta de manera importante a las fluctuaciones de las monedas locales respecto al dólar, por causa de desfases temporales y otras limitaciones para ajustar nuestras tarifas al dólar. Debido a esta exposición, el efectivo generado por las filiales, expresado en dólares, podría disminuir sustancialmente si las monedas locales se devalúan respecto del dólar. La volatilidad futura de los tipos de cambio de las monedas en que la compañía recibe ingresos o en las que se incurre en gastos, podría afectar el negocio, situación financiera y resultados operacionales, especialmente cuando se miden en dólares americanos, la moneda que afecta a los tenedores de ADS.

Los contratos de suministro de energía a largo plazo están sujetos a fluctuaciones de los precios de mercado de ciertos commodities, energía y otros factores.

Se está expuesto a las fluctuaciones de los precios de mercado de ciertos commodities por causa de los contratos de venta de energía a largo plazo que se han celebrado. Las filiales tienen obligaciones materiales en virtud de los contratos de venta de electricidad a largo plazo a precio fijo. Los precios de estos contratos están indexados al precio de diferentes commodities, tipos de cambio, inflación y precios de mercado de la electricidad. Cambios adversos en estos índices, podrían reducir las tarifas que se aplican en razón de estos contratos de venta de electricidad a largo plazo a precio fijo, lo cual podría afectar adversamente el negocio, resultados operacionales y situación financiera. En Argentina, con la liberalización del mercado energético, los riesgos podrían ser mayores en el futuro.

En los países, incluido Perú, donde los clientes pueden seleccionar libremente tarifas no reguladas, dicha elección puede ser perjudicial para los ingresos operativos que hubiera recibido la empresa, si hubieran elegido un régimen regulado. Los clientes podrían en algunos casos elegir a un proveedor de energía alternativo, lo que podría afectar negativamente el negocio, resultados operacionales y situación financiera.

El accionista controlador podría ejercer influencia sobre Enel Américas y podría tener una visión estratégica del desarrollo diferente de la de los accionistas minoritarios.

Enel SpA (Enel), accionista controlador, posee el 51.8% del capital social y tiene el poder de determinar el resultado de sustancialmente todos los asuntos importantes que requieren los votos de los accionistas, de acuerdo con la ley corporativa de Chile, como la elección de la mayoría de los miembros del directorio y, sujeto a restricciones contractuales y legales, la adopción de la política de dividendos. Enel también ejerce una influencia significativa sobre la estrategia y operaciones comerciales de Enel Américas. Sus intereses pueden diferir en algunos casos de los accionistas minoritarios. Por ejemplo, Enel lleva a cabo sus operaciones comerciales en el campo de la energía renovable en países distintos a Chile en América del Sur a través, de Enel Green Power S.p.A. en el que Enel Américas no tiene participación accionaria. Ciertos conflictos de intereses que afectan a Enel en estos asuntos, pueden resolverse de manera diferente a los intereses de la compañía o de los accionistas minoritarios.

El 16 de octubre de 2018, Enel anunció su intención de aumentar su participación en Enel Américas hasta en un máximo de 5% mediante la compra de acciones conforme a acuerdos de swap de acciones durante 2019. Si se completaran estas transacciones, los accionistas minoritarios disminuirían, reduciendo su capacidad para presionar al accionista controlador en caso de disputas.

El negocio eléctrico está expuesto a riesgos que surgen de desastres naturales y fenómenos meteorológicos extremos en el escenario climático actual, accidentes catastróficos y actos de terrorismo, que podrían afectar de manera adversa las operaciones, ingresos y flujos de caja.

Las principales instalaciones incluyen centrales generadoras, activos de transmisión y de distribución. Las instalaciones podrían sufrir daños por terremotos, inundaciones, fenómenos meteorológicos extremos, incendios y otros desastres catastróficos causados por la naturaleza o por acción humana, como también actos de vandalismo, disturbios y terrorismo. Un evento catastrófico podría ocasionar una indisponibilidad prolongada de nuestros activos, interrupciones en el negocio, reducciones significativas de los ingresos debido a una menor demanda o costos adicionales significativos no cubiertos por las cláusulas de los seguros de lucro cesante. Podría haber retrasos entre la ocurrencia de un accidente significativo o un evento catastrófico y el reembolso definitivo de las pólizas de seguro,

las cuales normalmente contemplan un deducible y están sujetas a montos máximos por siniestro.

Por ejemplo, en marzo de 2017, el fenómeno de "El Niño Costero", en Perú, provocó lluvias inusualmente fuertes que causaron innumerables aludes y avalanchas en las cuencas costeras peruanas que causaron la detención de varias de las centrales hidroeléctricas, como la de Callahuanca (81 MW) y Moyopampa (69 MW).

El negocio de distribución también se ve afectado por el clima inclemente, principalmente en Argentina. Las temperaturas extremas, la demanda puede aumentar significativamente en un corto período de tiempo, lo que podría afectar el servicio y provocar paros, lo que podría resultar en multas. Dependiendo de las condiciones climáticas, los resultados obtenidos en el negocio de distribución pueden variar de un año a otro.

Los eventos climáticos extremos se han vuelto más frecuentes debido al cambio climático, y se encuentran entre los riesgos emergentes identificados en nuestro proceso de planificación.

Se está sujeto a riesgos de financiamiento, tales como aquellos asociados al financiamiento de nuevos proyectos y gastos de capital, y riesgos relacionados con el refinanciamiento de la deuda por vencer; también se está sujeto al cumplimiento de obligaciones de deuda, todo lo cual podría afectar adversamente la liquidez.

Al 31 de diciembre de 2018, la deuda consolidada de la compañía ascendió a US$8.916 millones (incluyendo US$ 2.652 millones de deuda con Enel Finance International NV).

Algunos de los contratos de deuda están sujetos a (1) convenios financieros, (2) obligaciones de hacer y de no hacer, (3) eventos de incumplimiento, (4) eventos de prepago obligatorio por incumplimiento con las condiciones contractuales y (5) ciertas cláusulas de cambio de control por fusiones o desinversiones significativas, entre otras disposiciones. Una porción significativa de la deuda financiera está sujeta a cláusulas de incumplimiento cruzado que tienen variadas definiciones, criterios, umbrales de materialidad y aplicabilidad respecto de las filiales que originarían dicho incumplimiento cruzado.

Si Enel Américas o sus filiales no cumplen con alguna de estas disposiciones contractuales significativas, sus acreedores y titulares de bonos podrían exigir el pago inmediato, y una porción significativa de la deuda podría vencer y ser exigible. Es posible que no se pueda refinanciar el endeudamiento o que no se pueda obtener dicho refinanciamiento en términos que sean aceptables para la compañía. A falta de dicho refinanciamiento, Enel Américas podría verse obligada a enajenar activos con el fin de hacer los pagos vencidos del endeudamiento bajo circunstancias que podrían ser desfavorables para la obtención del mejor precio para dichos activos. Más aun, es posible que no se puedan vender los activos lo suficientemente rápido o por montos suficientemente altos, para poder realizar esos pagos.

Se podría también no tener 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 sobrecostos no previstos pueden comprometer la capacidad para financiar estos proyectos e inversiones.

A la fecha de este Informe, Brasil es el país en el cual se opera con el mayor riesgo de refinanciación. Al 31 de diciembre de 2018, la deuda con terceros de las filiales brasileñas ascendía a US$2.837 millones. La incapacidad para financiar nuevos proyectos o gastos de capital o para refinanciar la deuda existente, podría afectar de manera adversa los resultados operacionales y condición financiera.

Enel Américas depende de sistemas de transmisión eléctrica, que no son de su propiedad ni están bajo su control, como también depende de infraestructura de gasoductos y de contratos de suministro de combustible. Si estas instalaciones no proveen un servicio de transmisión adecuado, la compañía podría verse impedida de entregar la energía que vende a sus clientes finales.

Para entregar la electricidad vendida, la compañía depende de sistemas de transmisión de propiedad de otras empresas que son operados por ellas. Esta dependencia la expone a diversos riesgos. Si la transmisión se interrumpe o la capacidad de transmisión es inadecuada, la empresa podría quedar impedida de vender y entregar la electricidad. Si la infraestructura de transmisión de energía en una región es inadecuada, la recuperación de los costos de venta y la utilidad podrían ser insuficientes. Si se impone una norma

de regulación de precios de transmisión restrictiva, las compañías de transmisión sobre las que se apoya la compañía, podrían no tener incentivos suficientes para invertir en la expansión de infraestructura de transmisión, lo cual podría afectar adversamente las operaciones y resultados financieros. La construcción de nuevas líneas de transmisión podría demorar más que en el pasado, principalmente por los nuevos requerimientos sociales y medioambientales que están creando incertidumbre sobre la probabilidad de completar los proyectos. Además, en algunos de los países en los que se opera, el incremento de proyectos de Energía Renovable no Convencional (ERNC) está congestionando los actuales sistemas de transmisión puesto que estos proyectos pueden ser construidos de manera relativamente rápida, en tanto que los nuevos proyectos de transmisión pueden demorar más tiempo. En Argentina, por ejemplo, la falta de inversiones en líneas de transmisión, reduce los incentivos para desarrollar proyectos de ERNC.

La compañía también depende de los gasoductos para obtener gas natural, principalmente en Perú, donde la mayor parte de la capacidad es termoeléctrica. El sistema peruano enfrentó congestionamientos de gas y energía debido a la falta de capacidad suficiente en los gasoductos y líneas de transmisión, respectivamente, que resultaron en precios spot más altos. Las centrales de generación térmica de la compañía también compran gas, carbón, diésel y otros combustibles para producir electricidad, dependiendo de la tecnología. Cualquier incumplimiento de contrato o escasez de suministro puede impedir que las centrales produzcan electricidad de manera oportuna. Debido a la liberalización del mercado de energía en Argentina, incluido el mercado de combustibles, las subsidiarias generadoras argentinas estarán sujetas a la volatilidad de los precios del combustible, principalmente del Gas Natural Licuado (GNL), que en invierno podría ser escaso debido a la mayor demanda residencial. Ante los cambios regulatorios, estos riesgos han sido asumidos por CAMMESA.

La filial Enel Generación Fortaleza posee y opera una central de ciclo combinado a gas natural de 327 MW brutos, que tiene la capacidad de generar un tercio de las necesidades de electricidad de 8,8 millones de personas en el Estado de Ceará en Brasil. Para generar electricidad y cumplir con sus compromisos energéticos, Fortaleza mantiene un contrato con Petrobras, la compañía brasileña designada por el gobierno federal de Brasil para suministrar gas natural conforme al Programa de Prioridad Termoeléctrica, según el cual el suministro de gas a Fortaleza debía garantizarse hasta 2023 a un precio definido contractualmente. El propósito principal del contrato es evitar una crisis energética a corto plazo garantizando la generación termoeléctrica debido a que las centrales hidroeléctricas son vulnerables a las condiciones hidrológicas, como fue el caso del año 2018. En febrero de 2018, Petrobras suspendió el suministro de gas, alegando un desequilibrio de precios en comparación con las condiciones del mercado. Fortaleza dejó de operar en julio de 2018, después de algunas disputas legales y a la fecha de este Informe permanece fuera de servicio. Durante 2018, los costos operativos de Fortaleza aumentaron considerablemente debido a las mayores compras de energía que resultaron del paro de Petrobras, lo que obligó a la compañía a comprar energía en el mercado spot, para cumplir con sus obligaciones contractuales con Enel Distribución Ceará, que había contraído toda la generación de Fortaleza hasta 2023, cuando terminara la concesión de esta filial. Esta situación podría afectar de manera adversa no solo al negocio, resultados de operación y condición financiera de Brasil, sino que también puede tener un efecto directo en la condición financiera consolidada, debido al posible incumplimiento de los covenants financieros y otros acuerdos contractuales en la mayoría de nuestras subsidiarias brasileñas.

Cualquier interrupción, falla o falta de instalaciones de transmisión podría interrumpir nuestro negocio o afectar los precios en el mercado, lo que podría afectar adversamente nuestros resultados de operación y condición financiera.

El negocio podría experimentar consecuencias adversas si no hay capacidad de lograr acuerdos satisfactorios en los convenios de negociación colectiva, con los colaboradores sindicalizados ni de retener a los colaboradores clave.

Un gran porcentaje de los colaboradores son miembros de sindicatos y tienen convenios de negociación colectiva que deben ser renovados de manera regular. El negocio de Enel Américas, su condición financiera y sus resultados operacionales podrían verse adversamente afectados si no se llega a acuerdos con cualquiera de los sindicatos que representan a dichos colaboradores, o si un acuerdo con un sindicato de colaboradores contiene condiciones que la empresa considere desfavorables. Las leyes, de varios de los países en los que se opera, establecen mecanismos legales para que las autoridades judiciales impongan un

convenio colectivo si las partes no son capaces de lograr un acuerdo, lo cual podría incrementar los costos.

Adicionalmente, muchos de los colaboradores son altamente especializados, y ciertas acciones como huelgas, abandono de funciones o suspensiones por parte de estos colaboradores, podrían impactar adversamente el negocio, desempeño operacional y condición financiera, así como también la reputación de la compañía.

La relativa iliquidez y volatilidad del mercado de valores chileno y su dependencia de las condiciones económicas de América Latina y otras partes del mundo, podría afectar adversamente el precio de las acciones ordinarias y ADS.

A pesar de que la empresa no posee activos en Chile, sus acciones se transan en las Bolsas de Valores chilenas debido a que está constituida bajo las leyes de la República de Chile y tiene su casa matriz en Chile. Los mercados de valores chilenos son sustancialmente más pequeños y menos líquidos que los Mercados de Valores más importantes en los Estados Unidos u otros países desarrollados. La escasa liquidez del mercado chileno puede afectar la capacidad de los accionistas de vender sus acciones, o la de los titulares de los ADS para vender acciones ordinarias retiradas del programa ADS, en el mercado chileno en las cantidades, precios y tiempos deseados. También, la liquidez y el mercado para las acciones o ADS pueden verse afectados por un sinnúmero de factores, incluyendo las variaciones cambiarias y las tasas de interés, el deterioro y la volatilidad de los mercados de valores similares y los cambios en la liquidez, situación financiera, solvencia, resultados y rentabilidad.

Las demandas presentadas contra la compañía fuera de los países sudamericanos en los que opera, o los reclamos en contra que se basan en conceptos legales extranjeros pueden no tener éxito.

Todos los activos de la compañía se ubican fuera de los Estados Unidos. Todos los directores y todos los ejecutivos principales residen fuera de Estados Unidos y la mayor parte de sus activos se encuentran también fuera de los Estados Unidos. Si cualquier inversionista fuera a presentar una demanda en los Estados Unidos en contra de los directores y ejecutivos principales, podría ser difícil para dicho inversionista enviar a dichas personas la notificación sobre actos procesales dentro de los Estados Unidos o exigir el cumplimiento de una sentencia basada en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales sobre valores de Estados Unidos, ante los tribunales de Estados Unidos o de Chile. Además, existen dudas sobre si podría interponerse con éxito una acción en Chile respecto de la responsabilidad basada únicamente en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales de valores de los Estados Unidos.

La interrupción o falla de los sistemas de tecnologías 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.

Enel América opera en una industria que requiere la operación continua de sofisticados sistemas de tecnología de la información, control y comunicaciones ("Sistemas de TI") e infraestructura de red. Además, utiliza sus sistemas de TI e infraestructura para crear, recopilar, usar, divulgar, almacenar, eliminar y procesar información confidencial, incluidos datos de la empresa, datos de clientes e información personal sobre clientes, colaboradores y sus dependientes, contratistas y accionistas entre otros individuos. En el negocio de generación, los Sistemas TI son esenciales para monitorear la operación de las centrales, mantener el desempeño de la generación y de las redes, generar adecuadamente las facturas a los clientes, alcanzar la eficiencia operacional y cumplir con objetivos y estándares de servicio. El negocio de distribución se basa cada vez más en sistemas de TI para monitorear redes inteligentes, procesos de facturación para millones de clientes y plataformas de servicio al cliente. El funcionamiento de los sistemas de generación, transmisión y distribución, depende no solo de la interconexión física de las instalaciones con la infraestructura de la red eléctrica, sino también de las comunicaciones entre las distintas partes conectadas a la red. La confianza en los sistemas de TI para administrar la información y la comunicación entre esas partes, ha aumentado significativamente desde el despliegue de medidores inteligentes y redes inteligentes, como en Brasil y Colombia, donde han sido instalados una cantidad significativa de medidores inteligentes.

Las instalaciones de generación, transmisión y distribución, sistemas de TI y otra infraestructura, así como la información procesada en los sistemas de TI de la compañía (como información sobre sus clientes, colaboradores, operaciones, infraestructura y activos) podrían verse afectados

por incidentes de ciberseguridad, incluidos los causados por error humano. La industria de la compañía ha comenzado a ver un aumento en el volumen y la sofisticación de los incidentes de seguridad cibernética por parte de organizaciones activistas internacionales, estados nacionales e individuos, y se encuentra entre los riesgos emergentes identificados en el proceso de planificación de la compañía.

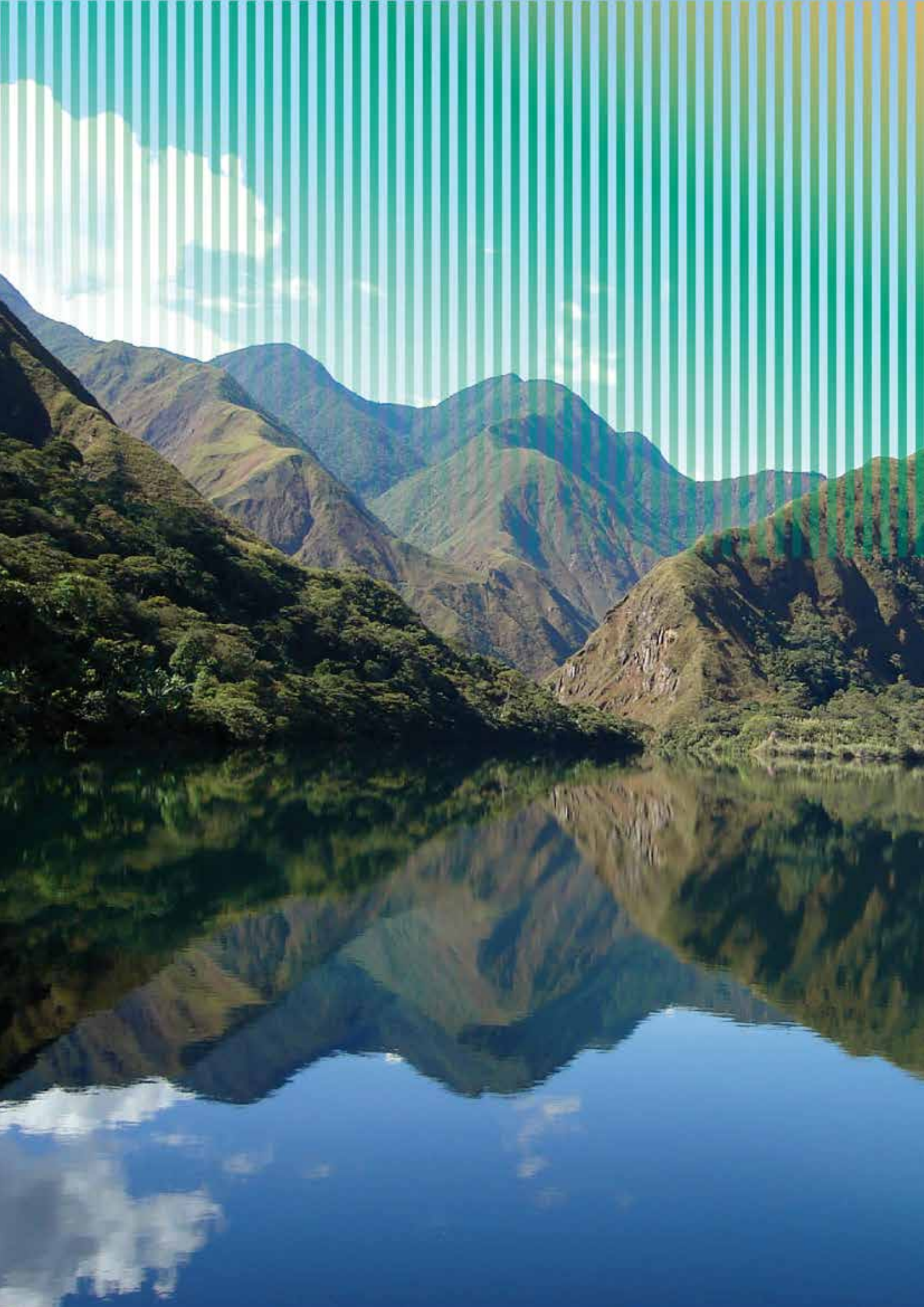
Los incidentes de seguridad cibernética podrían dañar a las subsidiarias de Enel Américas al limitar sus capacidades de generación, transmisión y distribución, retrasar el desarrollo y la construcción de nuevas instalaciones o proyectos de mejoras de capital a las instalaciones existentes, interrumpir las operaciones de sus clientes o exponerse a obligaciones. Los sistemas de generación, transmisión y distribución forman parte de un sistema interconectado. Por lo tanto, una interrupción causada por el impacto de un incidente de ciberseguridad en la red de transmisión eléctrica, la infraestructura de red, las fuentes de combustible o las operaciones de los proveedores de servicios de terceros, también podría impactar negativamente en el negocio de la compañía.

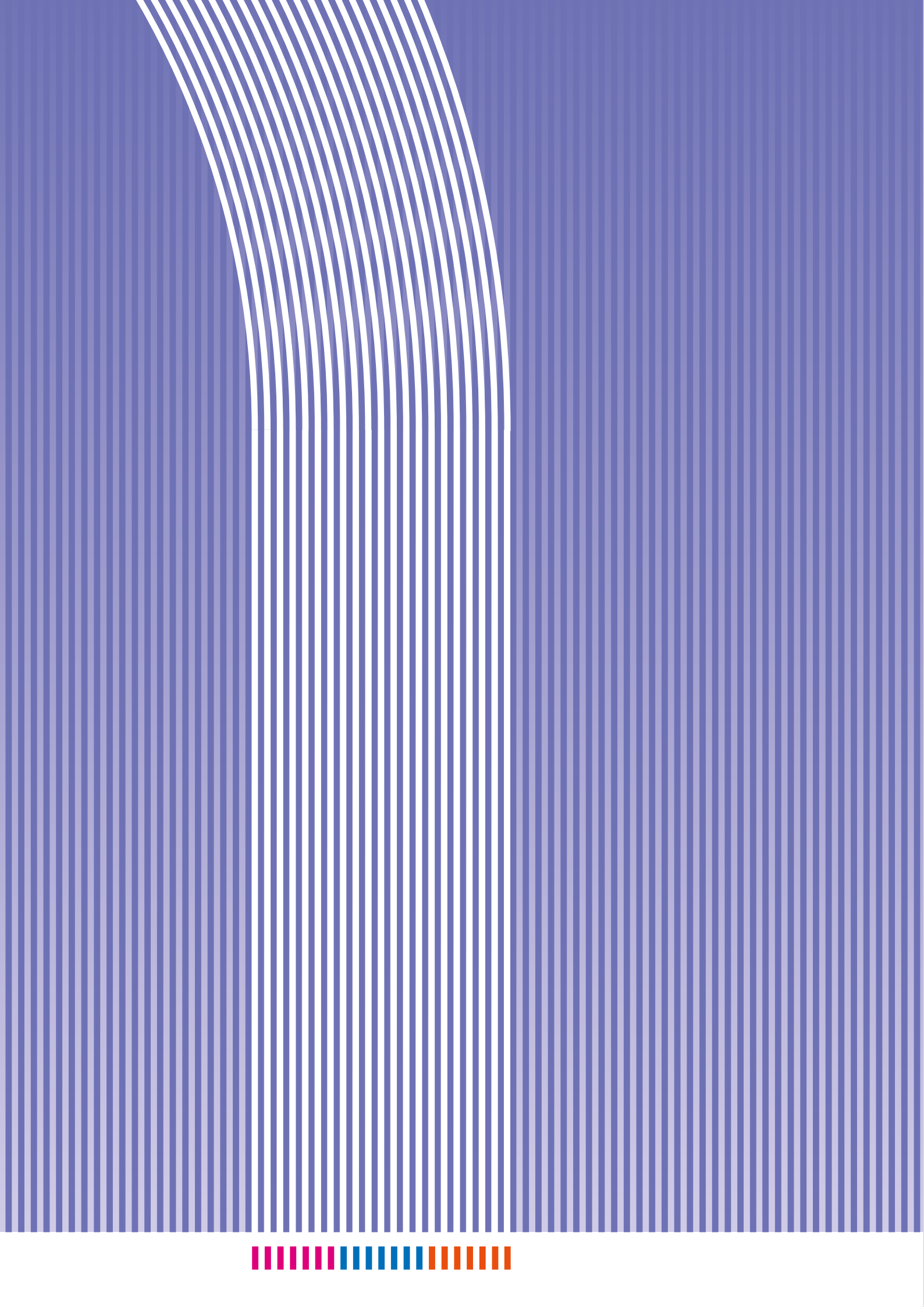
Además, el negocio requiere la recopilación y retención de información de identificación personal de clientes, colaboradores y accionistas, quienes esperan que se les proteja adecuadamente dicha información. Las infracciones de seguridad cibernética pueden exponer a la compañía a un riesgo de pérdida o mal uso de información confidencial y de propiedad exclusiva. Un robo significativo, la pérdida o el uso fraudulento de información de identificación personal puede llevar a costos potencialmente grandes para notificar y proteger a las personas afectadas, y/o puede hacer que Enel Américas se someta a litigios, costos, responsabilidades, multas o sanciones importantes, que podrían tener un impacto material y adverso en los resultados de operaciones, así como en la reputación del grupo con los clientes, accionistas y reguladores, entre otros. Además, es posible que se le exija a la compañía incurrir en costos significativos asociados con acciones gubernamentales, en respuesta a dichas intrusiones o para fortalecer la información y los sistemas de control electrónico.

La mayoría de los procesos internos dependen de los sistemas de TI. Si los sistemas de TI de la empresa o los de sus proveedores de servicios externos, fueran interrumpidos, fallados o infringidos, es posible que no se pueda cumplir funciones de negocio críticas, incluido el mantenimiento efectivo de ciertos controles internos sobre informes financieros y otras funciones de cumplimiento. En ese caso, las políticas y procedimientos de cumplimiento de la compañía pueden resultar insuficientes para prevenir o detectar todas las prácticas inapropiadas, fraudes o violaciones de la ley por parte de los afiliados, colaboradores, directores, funcionarios, socios, agentes y proveedores de servicios de la compañía. Cualquier infracción de las leyes o sanciones anticorrupción, soborno, lavado de dinero y antimonopolio podría tener un efecto adverso importante en el negocio, reputación, resultados de operaciones y condición financiera de la compañía.

Enel Américas mantiene medidas de seguridad diseñadas para proteger sus sistemas de TI, infraestructura de red y otros activos. Sin embargo, estos activos y la información que procesan pueden ser vulnerables a los incidentes de ciberseguridad, incluida la discapacidad resultante, las fallas de los activos o el acceso no autorizado a los activos o la información. Se está expuesto a ataques cibernéticos destinados a dañar activos a través de redes informáticas, el espionaje cibernético que involucra información estratégica que puede ser beneficiosa para terceros y el robo cibernético de información confidencial y de propiedad, incluida la información del cliente. También se está expuesto a ataques de denegación de servicio, que pueden afectar la accesibilidad de los servicios a los usuarios y ataques que pueden afectar a los sistemas de nombres de dominio, impidiendo el uso de ciertas páginas web y aplicaciones útiles.

La amenaza de la ciberseguridad es dinámica y evoluciona continuamente y, en la industria eléctrica, está aumentando en sofisticación, magnitud y frecuencia. La empresa no puede garantizar la implementación de medidas preventivas adecuadas o evaluar con precisión la probabilidad de un incidente cibernético. No puede cuantificar el impacto potencial de los incidentes de ciberseguridad en el negocio y su reputación. Estos posibles incidentes de ciberseguridad y la acción reguladora correspondiente podrían resultar en una disminución sustancial de los ingresos y podrían generar costos adicionales significativos, que incluyen multas, reclamos de terceros, costos de reparación, gastos de seguro adicionales, costos de litigios, costos de notificación y remediación, costos de seguridad y cumplimiento. Si bien la empresa mantiene seguros de propiedad y accidentes, no puede asegurar las responsabilidades o pérdidas en que incurrirá y si quedará cubierta por dichas pólizas o que el monto del seguro sea adecuado, incluso un resultado de un litigio de ciberseguridad.





15

Marco regulatorio de la industria eléctrica

Descripción del sector industrial

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

Argentina

El sector eléctrico argentino se rige entre otras leyes 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 como también los productos relacionados.

Originalmente, el sector de generación estaba organizado competitivamente (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), por medio de transacciones especiales como contratos bajo la Resolución S.E. N°220/2007 y Resolución S.E. N°724/2008. Sin embargo, este régimen cambió sustancialmente en marzo de 2013 cuando la Secretaría de Energía aprobó la Resolución S.E N° 95/2013. En ella se establece un esquema remuneratorio para la generación basada en los costos medios, obligando a entregar a CAMMESA toda la energía producida. Este nuevo esquema de remuneración entró en vigencia en febrero de 2013 y fue actualizado mediante Resolución SE N° 529, N° 482, N° 22 en 2014, 2015 y 2016 respectivamente. El 2 de febre-

ro de 2017 se publicó la Resolución SEE N°19/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica la que reemplaza a la Res. SEE N° 22/2016 y establece nuevos lineamientos para la remuneración de las centrales de generación existentes, poniendo en foco el incentivo a la disponibilidad de potencia de las unidades.

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

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

Debido a la contracción económica que afectó al país en 2002 se dictó la Ley N°25.561 de emergencia. Con ella se rompió la paridad con el dólar norteamericano y se impuso la conversión a pesos argentinos de las obligaciones y derechos asumidos con anterioridad 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 en 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 con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2015. La pesificación y devaluación de la economía obligó a la renegociación de todos los contratos de concesión. En concreto, en el sector de distribución y en el seno de la compañía participada "Empresa Distribuidora de Energía del Sur, S.A." (Edesur), en 2006 se firmó con el Gobierno un Acta de Acuerdo de Renegociación Contractual que posteriormente fue ratificada mediante el Decreto PEN N° 1959/2006. Esto permitiría adecuar gradualmente sus ingresos tarifarios para garantizar la sostenibilidad del negocio. La implementación de este acuerdo quedó paralizada desde 2008 y hasta este mismo ejercicio, como más adelante se detallará.

Ningún generador, distribuidor, gran usuario, ni otra compañía controlada por cualquiera de estos o bajo el control de ésta, 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 son considerados como "grandes clientes" y pueden negociar libremente sus precios con las empresas de generación.

El 16 de diciembre de 2015, mediante Decreto 134/2015 se declaró la emergencia energética nacional con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017, instruyéndose al Ministerio de Energía elaborar y poner en vigencia acciones en generación, distribución y transmisión para adecuar la calidad del servicio y seguridad de suministro; e instruyendo a la Administración Pública Nacional 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 24.065 hasta la Resolución S.E.E N° 22/2017. 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 para ser vendida en el mercado spot y en el mercado a término (MAT). Las empresas de distribución, comercializadoras, 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 valor estacional que es el precio de la energía que pagan los distribuidores por sus compras de electricidad, transadas en el mercado spot. Este monto es determinado cada seis meses por la Secretaría de Energía, después que CAMMESA realice sus proyecciones de precios spot para el período considerado. Para ajustar las diferencias entre

este precio y el costo real de la generación originariamente, se creó un fondo de estabilización. Si el precio estacional es más bajo que lo que cuesta la generación, se retira del fondo para compensar a la generación, de lo contrario se aporta al mismo. Desde 2002, la Secretaría de Energía ha mantenido en la práctica 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 la operación. La Resolución SE N° 240/2003 tiene como objetivo 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 hace sobre la base de la disponibilidad absoluta de gas, para satisfacer la demanda. Esto aún en circunstancias en las que muchos generadores lo hacían con combustible alternativo, como el diésel, 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 ARS$/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, basados en las disposiciones de la Ley de Emergencia, el pago por capacidad se redujo de US$10 a ARS$10 por MW-hrp (hrp: horas de remuneración de la potencia). Posteriormente, la garantía de potencia se aumentó levemente a ARS$12 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 Enel Américas (en ese entonces llamada Enersis). En virtud de esta resolución, la Secretaría creó un fondo fiduciario, llamado FONINVEMEM, donde los generadores privados contribuyeron con 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 Enel Américas (ex Enersis), junto con otras compañías integraron la creación de un fideicomiso para la construcción de otro ciclo combinado, previéndose el cierre como ciclo combinado para el mes de octubre 2016. A esta nueva obra se dedicaron también parte de sus créditos, por la energía vendida durante los años 2008 a 2011.

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 para 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 y da entrada a un mecanismo de reconocimiento de costos medios. La resolución reconoce la remuneración de los costos fijos, variables y una remuneración adicional. Se pagan los costos fijos (en ARS$/MW-hrp) en función de la tecnología, de la escala, y de la potencia disponible. También está sujeta a la consecución de un objetivo de disponibilidad establecida. En cuanto a los costos variables, se remuneran los costos de operación y mantenimiento en función de la energía generada (en ARS$/MWh), 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 ARS$/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 Resolución SE N° 482 de 2015 actualizó la remuneración de los generadores, que estaba vigente desde febrero de 2014. Según la Resolución 529/2014 se creó un nuevo cargo con el objetivo de financiar inversiones pero que no ha sido utilizado y 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. El 30 de marzo de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica, dependiente del Ministerio de Energía y Minería, mediante Resolución N°22/2016, actualizó los valores remunerativos de la Resolución SE N° 482/2015, reemplazando a tal efecto los Anexos I, II, III, IV, V, VI y VII de la citada resolución.

La Resolución SEE N°19/2017, que rige desde el 1 de febrero de 2017, define una remuneración mínima de potencia por tecnología y escala. Adicionalmente para las unidades térmicas establece la posibilidad de ofrecer compromisos de disponibilidad con una remuneración diferencial igual para todas las tecnologías térmicas. El generador térmico podrá declarar, en cada período de verano, el valor de potencia firme a comprometer por cada unidad durante el lapso de 3 años. Puede discriminar por período verano o invierno (se podrán hacer ajustes en el mismo período). Como excepción y para el año 2017, se habilita la declaración de Compromisos De Disponibilidad Garantizada junto con la información requerida para la Programación Estacional de Invierno. Su vigencia va desde el 1 de mayo de 2017 hasta el 31 de octubre de dicho año.

El generador térmico firmará un contrato de Compromiso de Disponibilidad Garantizada cuya contraparte es CAMMESA, pero que podrá cederlo a la demanda, conforme lo defina la S.E.E. La remuneración que recibirá una unidad, con compromiso de potencia, será proporcional a su cumplimiento, siendo el valor mínimo calculado en base al precio mínimo.

Se definió un nuevo esquema para evaluar la potencia de las centrales hidroeléctricas, basado en la potencia real disponible (esto implica un mayor valor de potencia a remunerar respecto a la normativa anterior). También se presentó un valor de potencia base y uno adicional, discriminado de mayo a octubre 2017, y a partir de noviembre 2017.

La resolución establece los siguientes valores remunerativos que se definen en dólares (se convertirán a tipo de cambio publicado por el Banco Central de la República Argentina correspondiente al último día hábil) y los plazos de vencimiento son los establecidos en Los Procedimientos de CAMMESA:

REMUNERACIÓN POR POTENCIA PARA CENTRALES TÉRMICAS	
Precio Mínimo (desde febrero 2017)	
Ciclos Grandes	3.050 US$/MW-mes
TV Grandes	4.350 US$/MW-mes
TG Grandes	3.550 US$/MW-mes
Motores	5.700 US$/MW-mes

Precio Base Remuneración con compromiso	
Mayo 17-Oct 17	6.000 US$/MW-mes
Nov 17 en adelante	7.000 US$/MW-mes

Precio adicional remuneración con compromiso (Máximo)	
Mayo 17-Oct 17	1.000 US$/MW-mes
Nov 17 en adelante	2.000 US$/MW-mes

Es un precio máximo ya que se realizarán ofertas que deberán ser adjudicadas por CAMMESA, de acuerdo con las necesidades definidas para el sistema, ante situaciones críticas.

REMUNERACIÓN POR POTENCIA HIDROELÉCTRICAS	
Precio Mínimo (desde febrero 2017)	
Chocón	2.000 US$/MW-mes
Arroyito	3.000 US$/MW-mes

Precio Adicional	
Mayo 17-Oct 17	500 US$/MW-mes
Nov 17 en adelante	1.000 US$/MW-mes

A partir de noviembre de 2017, el 50% de la remuneración adicional estará sujeto a que dispongan de seguro de eventos mayores (turbinas, etc.) y a la modernización progresiva de los sistemas de control.

REMUNERACIÓN POR ENERGÍA	
Energía Generada	
Ciclos y TV	
Gas	5 US$MWh
Liquido	8 US$MWh
Motores	
Gas	7 US$MWh
Líquido	10 US$MWh
Hidroeléctricas	3,5 US$MWh
Energía Operada (asociada a la potencia Rotante)	
Térmicos	2 US$MWh
Hidroeléctricas	1,4 US$MWh

Los valores de energía son definidos en el Nodo.

Para los casos en los cuales los generadores tengan solicitado un préstamo para mantenimiento, se descontará US$1/MWh por energía que genere la central hasta cancelar el saldo del financiamiento. Posteriormente por nota del SEE, se establece que la conversión a pesos, se realizará al día anterior a la fecha de vencimiento, a partir de noviembre de 2017.

La Resolución SEE N° 1085/17 modifica, a partir del 1 de diciembre de 2017, la forma en que los agentes pagan por el uso del sistema de transporte (la remuneración del transportista no cambia porque fue fijada en su respectiva RTI). Se establece que:

- Los costos asociados a la remuneración del transporte se repartirán en forma proporcional a la demanda.
- Los Agentes Generadores pagarán solo los cargos de conexión directos.
- Instruye a CAMMESA a que en 90 días proponga las modificaciones necesarias a los procedimientos comprendidos (normativa del MEM).

La disposición N° 97/18 de la Subsecretaria de energía eléctrica, en su artículo 5 estableció como Precio Spot Máximo 480 $/MWh para la sanción de los precios de mercado en el Mercado Mayorista Eléctrico.

El miércoles 1 de agosto de 2018, se publicó la Resol ME N° 46, por medio de la cual se tomó la decisión de reducir de 5,20 a 4,20 dólares por MMBTU (en promedio) el precio del gas que se destina al segmento de generación eléctrica. Asimismo, se instruye a la SSEE implementar un mecanismo competitivo, para la provisión de gas para generación al precio máximo definido. En ese sentido, la SSEE instruyó a CAMMESA realizar las adquisiciones de gas natural en condiciones firmes e interrumpibles a través del Mercado Electrónico de Gas (MEGSA) para abastecimiento de la generación térmica.

Finalmente, se licitó la modalidad de contratos interrumpibles para el período septiembre-diciembre de este año. El precio promedio de las ofertas fue de US$ 3,69 por MMBTU, un 13% más barato que el precio de la Resol ME N° 46.

Posteriormente, CAMMESA realizó una segunda convocatoria para la compra de gas natural interrumpible para abastecimiento de los generadores para todo el 2019 a través del MEGSA. Donde se fijaron precios máximos por período de verano e invierno. Como resultado se obtuvieron precios del orden de 15% más bajos que el tope.

A partir de la Resolución SGE N° 70 de noviembre de 2018, la gestión comercial de combustibles dejó de ser de exclusiva injerencia del Organismo Encargado del Despacho. En la misma, se habilita a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM, a procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica.

Inicialmente, la norma funcionará en la práctica para la compra de gas natural y permite a los generadores obtener un margen adicional al procurarse su propio combustible, siempre y cuando el precio de compra de gas sea menor al precio reconocido por CAMMESA.

Con esta resolución, los generadores cobran el Costo Variable de Producción (CVP) según los precios reconocidos, quedando en CAMMESA la responsabilidad de seguir proveyendo a los demás generadores que decidan no adquirir combustible por su cuenta. De un total de 60 empresas habilitadas para declarar, se registró declaración de 22 de ellas, de las cuales 6 se corresponden con Generación bajo 100% de Resolución 19.

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 adjudicación cada cierto tiempo.

Desde 2011 hay dos áreas de distribución de electricidad sujetas a concesiones federales. Los concesionarios son Edesur y Edenor, que se encuentran 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, aunque las tarifas fueron incrementadas parcial y temporalmente hasta la concreción de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de las compañías distribuidoras de jurisdicción nacional. Dicho proceso de revisión tarifaria no se llevó a cabo y el plazo para realizar la renegociación de los contratos fue prorrogado sucesivamente a través de leyes sancionadas por el Congreso de la Nación, que prorrogaron la vigencia de la Emergencia Económica.

En un cambio de paradigma con la nueva Administración Nacional, el día 16 de diciembre de 2015 mediante el Decreto N° 134/2015 el Poder Ejecutivo Nacional declaró la emergencia para el Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017. Instruyó también al recién creado Ministerio de Energía y Minería a que elabore, ponga en vigencia e implemente el programa de acciones, que sean necesarias, en los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional. Esto con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad, en condiciones técnicas y económicas adecuadas.

El 28 de enero de 2016, luego de los cambios estacionales de precios, la Resolución No. 7/2016 fue emitida por el Ministerio de Energía y Minas. La resolución instruía al ENRE a ajustar las tarifas de Edenor y Edesur a través de una tarifa transitoria hasta que la RTI comience a aplicarse. Además, la Resolución No. 7/2016 suspende el PUREE y crea la Tarifa Social destinada a los clientes más vulnerables.

El 29 de enero de 2016 el ENRE emitió la Resolución No. 1/2016 con una nueva tarifa transitoria vigente desde el 1 de febrero de 2016. Su origen se encuentra en la Resolución MEM No. 7/2016, la que cambió los procedimientos de suministro y definió la facturación mensual.

Además, el ENRE emitió la Resolución No 2/2016 que terminó el FOCEDE y estableció un nuevo procedimiento para los fondos provenientes de la Resolución ENRE 347/12. En función de la confianza de Edesur y Edenor, se sustituyó el fideicomiso por una cuenta comercial para cada distribuidora.

El 5 de abril de 2016 se dictan las resoluciones N° 54 y 55 del Ente Nacional Regulador De La Electricidad. La primera aprueba el Pliego de Bases y Condiciones Particulares para la contratación del Consultor para la RTI de Edesur y Edenor. Y la segunda, aprueba el cronograma y emite lineamientos para la misma, indicando que ENRE definirá los Parámetros de Calidad y la Tasa.

Continuando con el proceso de renegociación tarifaria, el 8 de agosto el ENRE emitió la Resolución 463/16, en la que se detallan los parámetros de calidad de servicio técnico, calidad y valores de costo de energía no suministrada requeridos para la realización de la RTI. En forma similar, el 29 de agosto a través de la Resolución ENRE 492/16 fueron definidos los Parámetros de Calidad de Servicio Comercial y Producto Técnico. La mencionada resolución contiene señales económicas hacia el cumplimiento de plazos y reducciones de tiempos de reposición del suministro.

Con fecha 30 de agosto, el organismo regulador procedió a informar el valor de Tasa de Rentabilidad adoptada. Fijadas en la Resolución ENRE 494/16 en 12,46% antes de impuestos y 8,10%, después de impuestos.

El 1 de septiembre Edesur procedió a la presentación final del plan de inversiones solicitado por la Resolución ENRE 55/16, y luego de recibir por parte de la Secretaría de Energía Eléctrica la nota NO-2016-01193698-APN-EDESUR RTI, que establecía que los créditos y débitos producto del incumplimiento del Acta Acuerdo, serían tratados en forma separada del requerimiento de ingreso de la RTI, completó el 6 de Septiembre los informes relacionados con fundamentos y criterios de la propuesta: costos de explotación, requerimiento de ingresos y cálculo tarifario, estructura tarifaria y traslado de costos mayoristas, mecanismo de actualización del costo propio de distribución, resultado y modelo económico financiero, finalizando de este modo con la entrega formal de informes requeridos por la resolución mencionada.

El 28 de septiembre, a través de la Resolución ENRE 0522/2016, el organismo regulador convocó a una Audiencia Pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones sobre las Propuestas Tarifarias presentadas por las empresas distribuidoras para el próximo período quinquenal. Esto dentro del Proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) y con carácter previo a definir las tarifas a aplicar por las referidas concesionarias en dicho quinquenio. El miércoles 1 de febrero de 2017, el ENRE publicó la Resolución N° 0064 la cual cierra el proceso de la RTI y establece la remuneración anual reconocida a Edesur S.A., en la suma de ARS$14.539.836.941.

Con relación a la aplicación de la nueva estructura y cargos tarifarios, el MEyM entendió oportuno y conveniente instruir al ENRE a limitar el incremento del VAD, surgido como resultado del proceso de RTI a aplicar a partir del 1 de febrero de 2017, a un máximo de 42% respecto del VAD vigente a la fecha, debiendo completar la aplicación del valor restante del nuevo VAD en dos etapas: la primera en noviembre de 2017 y la segunda en febrero de 2018.

Además, dispone que el ENRE debe reconocer a Edenor S.A. y a Edesur S.A., la diferencia del VAD que se produce por la aplicación de la gradualidad del incremento tarifario reconocido en la RTI en 48 (cuarenta y ocho) cuotas a partir del 1 de febrero de 2018, las que se incorporarán al valor del VAD, resultante a esa fecha.

La normativa también fija la forma de actualización de los ingresos de la distribuidora por efecto de la variación de los precios de la economía y todas las demás cuestiones relacionadas con la calidad de la prestación de servicio y el reglamento de suministro.

Establecidos estos cuadros tarifarios de distribución que incluyen la instrucción impartida por el MEyM y lo establecido en la Resolución SEE N° 20/2017, sobre los precios estacionales con vigencia a partir de la facturación correspondiente a 1 de febrero de 2017, se encuentra superada la etapa de transición tarifaria de Edesur y el acta de acuerdo pasando a regirse la empresa por lo establecido en su contrato de concesión.

En cumplimiento de lo requerido por el Articulo N° 29 de la Resolución ENRE N° 64/17 (Seguimiento físico del plan de obras) el día 20 de marzo Edesur envió una nota ratificando el Plan de Inversiones, oportunamente informado para la RTI (en términos físicos).

Conforme a la Ley de Procedimientos Administrativos, el día 20 de marzo de 2017 Edesur S.A. presentó formalmente un recurso ante el ENRE, donde cuestiona la resolución ENRE N° 64/17, que básicamente se centra en el tratamiento de las servidumbres, algunos criterios de optimización en la definición de la base de capital, el tratamiento dado para el reconocimiento de ciertas cargas impositivas y objeciones al régimen de calidad. Se destaca el hecho de que las observaciones y pedidos de aclaratoria presentados, sean aceptados o rechazados por el regulador, no alterarían en forma significativa el resultado de la RTI.

El 26 de julio de 2017, el ENRE emitió su Resolución N° 329/2017, en la que define el procedimiento para la facturación de los ingresos diferidos establecidos por la Resolución ENRE N° 64/2017 (Artículo 4°). Se indica que "…La acreencia correspondiente a cada categoría tarifaria, será la suma de los valores mensuales devengados, reconocidos por categoría tarifaria…"; estableciendo la certeza de cobro al recalcular cada año la acreencia no recuperada sustrayendo lo realmente percibido de la acreencia inicial, y recalculando las cuotas restantes de modo de cubrir la acreencia remanente; y el mecanismo para la actualización de la misma "…Los cargos así calculados serán ajustados, en tanto componentes del CPD, de acuerdo a lo establecido en la "cláusula gatillo" y en el "Mecanismo de Ajuste" …".

El 17 de mayo de 2017 se sancionó la Ley 27.351 de Electrodependientes, la que establece la gratuidad y continuidad del suministro eléctrico, conjuntamente con la prioridad de atención para aquellas personas que por cuestiones de salud requieran de un suministro eléctrico constante y en niveles de tensión adecuados para poder alimentar el equipamiento prescrito por un médico matriculado y que resulte necesario para evitar riesgos en su vida o su salud. En este marco, el día 26 de julio de 2017, mediante la Resolución ENRE 292, dicho organismo regulador estableció la gratuidad del servicio y del costo de conexión para esta categoría de usuarios de las empresas Edenor y Edesur. En esta línea, el 25 de septiembre el Ministerio de Salud mediante la Resolución 1538-E creó el "Registro de Electrodependientes por Cuestiones de Salud". A la fecha falta aún la reglamentación de las cuestiones operativas en cuanto a garantizar la continuidad del suministro, al resarcimiento a las empresas distribuidoras (Ley 27.351 ARTÍCULO 11.- El Poder Ejecutivo designará la autoridad de aplicación de la presente ley y asignará las partidas presupuestarias necesarias para el cumplimiento de sus fines.) y los límites de responsabilidad de cada uno de los actores involucrados.

El 1 de noviembre de 2017 el ENRE publicó la Resolución 525 haciendo lugar parcialmente al Recurso de Reconsideración interpuesto por Edesur contra la Resolución ENRE 64/2017, aceptando su planteo en cuanto al tratamiento de las servidumbres y solicitándole a la empresa que en el término de 60 días de notificada la presente, remita el plan anual de regularización de las servidumbres a desarrollar durante el período 2017/2021. Como también los reconocimientos de gastos CAMMESA, tasas y otros que deben estar presentes en los futuros ajustes ex–post y modificaciones menores al régimen de calidad y otros reconocimientos.

En un hecho inédito, el 27 de octubre de 2017 el ENRE, en cumplimiento de la resolución del Ministerio de Energía y Minería N° 403 del 26 de octubre de 2017, mediante las resoluciones 526 y 527, convocó a Audiencia Pública para el 17 de noviembre de 2017, en el Palacio de las Aguas. En ella se tratarían, en primer lugar los nuevos precios de referencia de la potencia y energía, y los de referencia de la potencia y estabilizados de referencia de la energía para distribuidores en el nodo, equivalente a cada uno de ellos y que corresponden al período estacional de verano 2017-2018; el plan de estímulo al ahorro de energía eléctrica; tarifa social y metodología de distribución entre la demanda del MEM y el costo que representa la remuneración del transporte de energía eléctrica en extra alta tensión y entre la demanda de la respectiva región y la correspondiente al transporte por distribución troncal. Y, en segundo lugar, se informa el impacto que tendrían en la factura de los usuarios de las empresas distribuidoras las medidas que el Ministerio de Energía y Minería ha de implementar como resultado de la Audiencia Pública que dicho Ministerio ha convocado por Resolución MEyM 403/2017. Esto en relación a los precios del Mercado Eléctrico Mayorista, al retiro de subsidios del transporte de energía eléctrica y a los criterios de reparto, entre los usuarios del transporte de la remuneración de los transportistas que este ente resolviera en oportunidad de la Revisión Tarifaria Integral de Transporte de Energía Eléctrica.

Como resultado de la misma, el 1 de diciembre mediante la Resolución 602, el ENRE resolvió aprobar los nuevos valores del Costo Propio de Distribución de Edesur, mediante la aplicación de los mecanismos previstos en la RTI. Conjuntamente emitió los cuadros tarifarios que reflejan los precios estacionales (generación y transporte) contenidos en la resolución de la Secretaría de Energía Eléctrica 1091 del

año 2017. Aprobó también los nuevos esquemas de subsidio por Tarifa Social y bonificación por ahorro de consumo para usuarios residenciales.

Finalmente, el retorno a condiciones de normalidad en cuanto a las situaciones de emergencia económica y emergencia eléctrica, se materializó a través de la decisión del Gobierno Nacional Argentino de no prorrogar la vigencia de la Ley Emergencia Eléctrica (que tuvo vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017) y de la Ley de Emergencia Económica (que mantuvo vigencia hasta el 6 de enero de 2018).

Como resultado de la misma, el día 1° de diciembre, mediante la Resolución 602 el ENRE resolvió aprobar los nuevos valores del Costo Propio de Distribución de Edesur, mediante la aplicación de los mecanismos previstos en la RTI. Conjuntamente, emitió los nuevos Cuadros Tarifarios que reflejan los nuevos Precios Estacionales (generación y transporte) contenidos en la resolución de Secretaría de Energía Eléctrica 1091 del año 2017. Así como también los nuevos esquemas de subsidio por Tarifa Social y bonificación por ahorro de consumo, para usuarios residenciales.

Como continuación del mismo hecho, el día 31 de enero de 2018, el ENRE aprobó los nuevos valores con vigencia a partir del 1° de febrero de 2018. Estos cuadros incluyen una nueva reducción de subsidios del precio mayorista, llevándolo hasta un valor del 90% del precio estacional operado en 2017. Además, mantienen los subsidios a la tarifa social y una bonificación del plan estímulo, por reducción del consumo eléctrico de menor alcance.

En cuanto a la componente del Valor Agregado de Distribución, se incorporó a este cuadro tarifario, la tercera cuota del aumento del Costo Propio de Distribución correspondiente a la RTI, la parte proporcional del ingreso diferido producido por dicho escalonamiento, el Mecanismo de Monitoreo de Costos correspondiente al período y la aplicación del Factor de Eficiencia. Reflejando, este último, el cumplimiento por parte de Edesur del Plan de Inversión comprometido en la RTI toda vez que se alcanzó el valor previsto.

De esta forma la tarifa de Edesur alcanza los 2,2828 $/kWh sin impuestos a partir del 1° de febrero de 2018.

El día 31 de mayo el organismo de control emitió la Resolución ENRE 0170 la cual resuelve aprobar el régimen sancionatorio por apartamiento del Plan de Inversiones presentados por las empresas distribuidoras al momento de la RTI. El 19 de julio de 2018 el organismo de control emitió la Resolución ENRE 0199, la que eleva el control de calidad del actual Comuna/Partido a Alimentador MT. Penaliza desvíos de 2, 3 o más veces, por sobre los indicadores teóricos que le corresponderían a cada alimentador para cumplir el nivel de calidad objetivo de la RTI. Aplica cuando hay afectación de 100 o más clientes, por valores de 300 kWh y 600 kWh por usuario. Con vigencia a partir del semestre 45 (septiembre 2018-febrero 2019). Ambas resoluciones significaron un aumento de las exigencias de calidad, previstas al momento de la realización de la Revisión Tarifaria Integral.

El día 30 de julio de 2018, y en el marco de la intención del Ministerio de Energía de dotar de mayor gradualidad a los aumentos tarifarios se firmó un compromiso entre el MINE y Edesur por el cual Edesur recibirá el 50% del aumento correspondiente al mecanismo de ajuste previsto en la tarifa a partir del 1° de agosto, recibiendo el 50% restante en 6 cuotas ajustadas a partir del 1° de febrero de 2018 y manteniendo el Plan de Inversión Acordado en la RTI. El mismo compromiso fue también firmado por la empresa Edenor en forma simultánea.

En virtud del compromiso acordado, el 1° de agosto de 2018 se aplicó el 50% (7,925%) del aumento correspondiente a la aplicación del MMC de agosto de 2018 al Valor Agregado de Distribución. Juntamente con dicho aumento, se reanudó la senda de eliminación de subsidios al precio mayorista de la energía, que había quedado retrasado por la devaluación que tuvo el peso, con un aumento cercano al 50%.

Por otra parte, el MINE aprovechó la oportunidad para modificar los TOPES a la Tarifa Social (máximo % de facturación respecto a un cliente residencial normal), disminuyendo de esta forma los subsidios a esta tarifa y las distorsiones provocadas en este concepto a las Distribuidoras que aún se encuentran pendientes de solución y en análisis por parte del ENRE. Independientemente de lo cual, se procedió a recurrir a la resolución el día 13 de agosto.

El 1 de noviembre, el Poder Ejecutivo Nacional publicó el Decreto 986/2018, que busca alcanzar la instalación de un total de 1.000 MW de potencia dentro del plazo de 12 años. Para la obtención de la autorización de conexión, el usuario deberá cumplir con una serie de requisitos que establecerá la Autoridad de Aplicación, la que además fijará los requisitos para la evaluación técnica y de seguridad, que el

Distribuidor deberá realizar sobre la red de distribución, los Equipos de Generación Distribuida y elementos asociados.

El 10 de diciembre, el ENRE publicó la resolución 318/2018 en la que aprobó la metodología y actualizó los valores de remuneración por el servicio de sub-transmisión (PAFTT) que se brindan entre las distribuidoras Edesur, Edenor y Edelap, con vigencia desde el 6 de marzo de 2017. Lo anterior había quedado pendiente en la Revisión Tarifaria Integral. Este mecanismo permite remunerar los costos de operación y mantenimiento, además del reconocimiento de las pérdidas correspondientes y el traslado a la tarifa, de los costos que devengue Edesur por dicho concepto.

El día 4 de diciembre de 2018 se aprobó la Ley 27467 de Presupuesto 2019, la cual en su artículo N° 124, y como parte de las negociaciones para su aprobación, incluyó la transferencia administrativa del control y de las erogaciones en materia de subsidios a la Tarifa Social desde el Estado Nacional a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, a partir del 1° de enero de 2019. Dicha transferencia se enmarca en el compromiso asumido por la República Argentina de alcanzar un equilibrio presupuestario antes de intereses de deuda, en el año 2019.

En tal sentido, durante el mes de diciembre, se llevaron a cabo varias reuniones para viabilizar la transferencia de la jurisdicción en la que participaron todos los actores involucrados. Secretaría de Energía, Edenor, Edesur, CABA y Provincia de Buenos Aires. Asimismo, la compañía recibió, de parte de las autoridades, un primer borrador para la transferencia. Cabe aclarar que el documento final debe contar con el consentimiento de todas las partes e indicar expresamente como condición para la efectiva transferencia.

En relación con lo cual, a partir del 1° de enero de 2019, tanto las autoridades de la Provincia de Buenos Aires como de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, asumieron el mantenimiento de las condiciones actuales, para las bonificaciones asociadas a la prestación de la Tarifa Social.

La Resolución de la Secretaría de Gobierno de Energía N° 366, del 27 de diciembre de 2018, informó nuevo costo de abastecimiento. Por su parte, los futuros Precios Estacionales a ser transferidos a la tarifa de los usuarios finales, continuando con el sendero de reducción de subsidios, previsto por las autoridades, pasaron de alrededor del 30%, en febrero, a 15% de subsidio, en agosto de 2019. Sin embargo, dichos precios, traducidos en moneda local, significan un aumento inicial del 26%, en febrero de 2019 y posteriores aumentos del 6%, en mayo y agosto de 2019.

A la fecha de los presentes estados contables, y motivados en los cambios introducidos por la Ley 27.467 (transferencia administrativa de jurisdicción) y del Secretario de Gobierno de Energía, continúan pendiente la resolución de Activo y Pasivo Regulatorio y la definición del nuevo regulador.

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.

En forma similar a lo sucedido en el segmento de distribución, durante 2016, el ENRE realizó las Revisiones Tarifarias Integrales de las empresas transportistas de jurisdicción nacional (Transener S.A., Distrocuyo S.A., Transco S.A., el Ente Provincial de Energía de Neuquén, Transba S.A., Transnea S.A., Transnoa S.A., Transpa S.A.) para el período que va entre 2017 y el 31 de diciembre de 2021. Las que entraron en vigencia durante el año 2017.

Durante el 2018 el ENRE avanzó con las siguientes revisiones tarifarias:

Remuneración transportista independiente:

- El ENRE el 03/07/18 solicitó a YACYLEC que presente la información correspondiente a sus instalaciones, para llevar acabo la Revisión Tarifaria Integral (RTI). Posteriormente se otorgó prorroga hasta mediados de octubre.
- En línea con la última revisión tarifaria realizada para el sector del Transporte:
  - > Las tareas serian desarrolladas por los cuerpos técnicos de regulador.

- La metodología utilizada seria por Flujo de Fondos.
- Tasa de rentabilidad real después de impuestos 7,7%.
- Período tarifario del 01/02/2017 al 31/01/2021.
- La propuesta a valores monetarios al 31/12/2016.

- La presentación debe ser acompañada por la opinión de la Transportista Nacional.

Remuneración transportista internacional:

- Mediante NOTA del 24/08/18, la Subsecretaría de Energía Eléctrica instruyó a CAMMESA a reconocer, a partir de las Transacciones Económicas de Agosto TRANSITORIA igual al 70% de la que corresponde TRANSENER, en concepto de Capacidad de Transporte de sus instalaciones (Operación y Mantenimiento).
- Comienzo de RTI – Procedimiento para la Determinación de la Remuneración del Transportista Internacional. Mediante NOTA del 22/08/18 el ENRE solicitó la información necesaria para determinar la remuneración, a partir del 1° de enero de 2019.

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.

Al sector eléctrico se le imponen 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 el 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 Argentina, modificatoria de la vigente Ley N° 26.190. La nueva regulación pospone para el 31 de diciembre de 2017 el objetivo de alcanzar el 8% de participación en la demanda nacional con generación de fuentes renovables y establece como objetivo de la segunda etapa, alcanzar un 20% de participación en el año 2025. Fija 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 de diciembre de 2025. Los clientes categorizados como Grandes Usuarios (>300 Kw) deberán cumplir individualmente con los objetivos de participación en energías renovables, estableciéndose que el precio de estos contratos no podrá ser superior a US$113/MWh y también fija penalidades a quienes no cumplan con los objetivos. Se encuentra pendiente la reglamentación de la ley.

Brasil

Estructura de la industria

La industria eléctrica de Brasil está organizada en un gran sistema eléctrico interconectado, el SIN (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).

El precio regulado de compra para la formación de tarifas 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 existente 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—, que es calculado por modelo matemático limitado por un valor piso y techo. 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 brasilero 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 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 sobre el 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 deben ajustarse al nuevo marco regulatorio. De acuerdo a las especificaciones establecidas en la Ley 9.427/96, los consumidores que participan del mercado libre 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 de a lo menos 500 kW y eligen contratar el suministro de energía directamente de generadores con fuentes renovables hasta 50 MW de capacidad instalada. Por medio de la Portaría nº514/2018, del Ministerio de Minas y Energía, este límite de compra de energía a partir de fuentes convencionales cambiará para 2.500 kW a partir del 1º de julio de 2019, y para 2.000 kW a partir del 1º de enero de 2020.

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

Regulación en empresas de generación

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

Anualmente, ANEEL ratifica, vía resolución, los valores mínimos y máximos del PLD, con lo que para 2019 los máximo y mínimo de PLD están fijados en BRL$513,89 por MWh y BRL$42,35 por MWh, respectivamente. El cálculo del PLD máximo considera los costos variables de operación de las termoeléctricas. Para el PLD mínimo son considerado los costos de operación y manutención de las hidroeléctricas.

De acuerdo a la regulación del mercado, el 100% de la energía demandada por los distribuidores debe ser cubierta a través de contratos en el ambiente regulado vigente. 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 regulación vigente especifica que cuando estos límites no son alcanzados, los agentes están sujetos a penalidades financieras.

El precio regulado de compra para la formación de tarifas a usuarios finales, a su vez, se basa en los precios medios de las licitaciones, existiendo procesos independientes de licitación de energía "nueva" y de energía "existente", realizados para atender la demanda del mercado de los distribuidores. Existen también licitaciones específicas para la "energía de reserva", que no componen el precio medio de la energía en el ACR, pues se destinan a elevar la seguridad del suministro de energía en el SIN, con costes transferidos a todos los consumidores, del ACR y ACL.

Además, en 2015 y 2017, se hicieron subastas para las centrales hidroeléctricas que no han extendido sus contratos de concesión, conforme la Ley nº 12.783/2013. Estas subastas permiten que una parte de la energía generada sea vendida en régimen de cuotas (porcentual mínimo de 70%) y otra en el mercado. La subasta de 2015, el vencedor fue el emprendedor que ofreció la menor tarifa de remuneración para operación de la planta, mientras que en la subasta de 2017, el vencedor fue el emprendedor que pago la mayor bonificación por la concesión.

Las licitaciones de energía "nueva" contemplan contratos de largo plazo (20-25 años para las plantas térmicas, 30 para las hidroeléctricas, 20 para solar y eólicas) en los que los nuevos proyectos de generación deben cubrir los crecimientos de demanda previstos por las distribuidoras. Las licitaciones de energía "existente" 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, dependiendo de las condiciones de mercado. Cada proceso de licitación es coordinado centralizadamente, el MME 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.

Respecto a las subastas de energía en régimen regulado, con el objetivo de recomponer la oferta de energía, en 2018 se han realizado en Brasil tres subastas con energía asignada:

- 01 subasta A-4: 356,19 MW-medios, asignados a Hidroeléctricas (6,6%), Biomasa (9,7%), Eólica (16,2%) y Solar (67,5%) a un precio promedio R$124,75 MWh.
- 01 subasta A-6: 1.228,59 MW-medios, asignados a Gas (26,6%), Hidroeléctricas (18,9%), Biomasa (0,9%) y Eólica (53,6%) a un precio promedio R$140,87 MWh.
- 01 subasta A-1 y A-2, el 07/12/2018, en la A-1 fueron 4 MW de energía promedio comercializada a un precio

promedio de R $142,99 por MWh y en la A-2 fueron 359 MW de energía operado a un precio promedio de R $ 161,35 por MWh.

Es importante informar que el Gobierno anterior ha presentado en 2017 un plan para la reforma y modernización del sector, a través de la liberalización del mercado con propuesta de reducción de los límites de acceso al mercado libre, en la Consulta Publica 33 ("CP 33"), que hoy está en trámite de proyecto de ley. También se proponen: (i) fin de las subvenciones a consumidores que consumen energía renovable y desarrollo del mercado de carbono; (ii) mejora en el mecanismo de precios a corto plazo, en lugar de un simple modelo matemático; (iii) asignación de los costos de expansión del sistema a todos los consumidores, libres y cautivos; otros. El nuevo Gobierno, a su vez, está analizando cada una de las medidas de la CP 33, para verificar las modificaciones y complementaciones que pretende hacer. Dependiendo del resultado de ese análisis, su estrategia será la de seguir con el Proyecto que está en el congreso, con las debidas enmiendas, o editar nueva Ley sobre el tema.

Es importante resaltar que para el suceso de la reforma del sector es imprescindible restablecer la liquidez del mercado spot, que sigue perjudicada debido a disputas judiciales, envolviendo el riesgo hidrológico.

A lo largo de los años, un importante mecanismo de gestión de riesgo hidrológico ("MRE"), fue distorsionado por varias medidas gubernamentales, que transfirieron riesgos inapropiados a los generadores. Debido a ausencia de una solución regulatoria, los generadores se vieron obligados a judicializar el tema, evitando grandes pagos en el mercado a corto plazo. En 2015, ANEEL diseñó una solución para generadores con contratos en el mercado cautivo. Sin embargo, no se diseñó una solución viable para generadores con contratos en el mercado libre, y la disputa se mantuvo en los tribunales, lo que perjudicó la liquidez del mercado spot, en aproximadamente R$ 7 mil millones.

El gobierno anterior diseñó un acuerdo (incluido en un proyecto de ley que se encuentra actualmente en la Cámara de los Diputados), según el cual los generadores reconocerían en sus balances un Activo Regulatorio a través de la extensión de sus contratos de concesión actuales. El Activo Regulatorio debe ser igual a los efectos relacionados con los riesgos impropios transferidos al MRE de 2013 a 2018. Como contrapartida, la renuncia a los procedimientos legales y el pago de las deudas en el mercado a corto plazo.

El acuerdo es crucial para el desarrollo del sector eléctrico brasileño, principalmente porque devolverá la liquidez del mercado spot. Además, será importante discutir soluciones estructurales para el "MRE" en 2019, asegurando su sostenibilidad futura. Para eso, es crucial asegurar que los riesgos que conlleva el mecanismo estén estrictamente relacionados con la hidrología, preservando su objetivo inicial.

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. Los distribuidores también tienen el derecho de llamar a licitaciones especiales para electricidad renovable (biomasa, mini hidro, solar y plantas eólicas). ANEEL y CCEE realizan licitaciones anualmente. El sistema de contratación es multilateral, con empresas generadoras que suscriben contratos con todos los distribuidores que convocan las licitaciones.

La Ley de Concesiones establece tres tipos de revisiones o ajustes de las tarifas a los consumidores finales: el Índice de Reposicionamiento Tarifario (IRT), que supone un ajuste anual de la tarifa por inflación; la Revisión Tarifaria Ordinaria (RTO) a realizar cada cuatro o cinco años en función de cada contrato de concesión, y la Revisión Tarifaria Extraordinaria (RTE), que se llevan a cabo cuando en el sector se produce un evento relevante que afecta significativamente el valor de la tarifa. De esta forma, la Ley garantiza un equilibrio económico y financiero para una empresa en el caso que se produzca un cambio sustancial en sus costos de operación. En el caso de que los componentes del costo de la Parcela A, tales como las compras de energía o los impuestos, se incrementen significativamente dentro del período 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 gestionables por el distribuidor, también denominados "Parcela A", y (ii) costos gestionables 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, Enel Distribución Ceará y Enel Distribución São Paulo están sujetos a revisiones tarifarias cada cuatro años, Enel Distribución Río y Enel Distribución Goiás, a su vez, tienen revisiones cada cinco años. 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 en vigor, es de 12,26% real antes de impuesto.

Los mecanismos regulatorios aseguran la creación de activos o pasivos regulatorios, cuya recomposición tarifaria ocurre en los reajustes tarifarios subsecuentes (15 de marzo para Enel Distribución Río, 22 de abril para Enel Distribución Ceará, 4 de julio para Enel Distribución São Paulo y 22 de octubre para Enel Distribución Goiás). 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 con el objetivo de no permitir ganancias/pérdidas tarifarias debido a la variación de 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 las del grupo Enel Américas, firmaron un addendum al contrato de concesión que permite que estos activos regulatorios (CVA's y otros) sean parte de los activos indemnizables al término de la concesión, en el caso de no ser posible la compensación a través de las tarifas en el tiempo restante del contrato. Así, de acuerdo con las reglas del IFRS, se permite la contabilización de dichos activos/pasivos regulatorios.

Para cubrir el sobrecosto de energía ocasionado por la sequía en 2014, el Gobierno ha creado la cuenta ACR a través de préstamos bancarios a abonar dentro de dos años por la tarifa. En 2014 los distribuidores utilizaron un monto aproximado de BRL$18 mil millones 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, los que ahora deberán ser pagos en 54 meses a partir de noviembre 2015.

En función de los descalces entre los costos reconocidos en tarifa y el real, ajenos a la gestión de la distribuidora, e intensificados por los costos 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 costo 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 subsiguiente, anticipándole al Distribuidor un monto (de derecho) que éste solo lo tendría en el próximo evento tarifario.

Dicho mecanismo – descrito abajo - está compuesto por cuatro niveles de banderas: el verde, amarillo, rojo nivel 1 y rojo nivel 2.

Valores aplicados de Banderas Tarifarias en 2018

A partir de noviembre de 2017, los valores de las banderas son:

- Bandera tarifa verde (Condiciones favorables de generación de energía): sin recargo en la tarifa.
- Bandera Tarifa amarilla (Condiciones de generación menos favorables): BRL$1,00 por 100 (kWh)

- Bandera Tarifa rojo- nivel 1 (Condiciones más costosas de generación): BRL$3,00 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 2 (Condiciones más costosas de generación): BRL$5,00 por100 (kWh)

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 dan cuenta de un reajuste tarifario menor, puesto que ya están pagando un mayor valor durante el mes.

El 27 de diciembre de 2018 se publicó el Decreto 9.642 que determina que los descuentos concedidos a los consumidores de la clase Rural, así como subclases Cooperativa de Electrificación Rural, Servicio Público de Agua Saneamiento y Servicio Público de Riego, sean reducidos, a partir de enero de 2019, a razón del veinte por ciento al año sobre el valor inicial, hasta que la alícuota sea cero. Adicionalmente, el Decreto veda la aplicación acumulativa de todos los descuentos considerados por la CDE (Cargo Sectorial), prevaleciendo aquel que otorgue el mayor beneficio al consumidor.

Para el grupo Enel, el impacto del Decreto 9.642/18 tiende a ser neutro. Por lo tanto, el fin de los descuentos concedidos a los consumidores antes citados se compensará por la percepción de tarifas superiores cada año hasta el final de la concesión de los descuentos.

Además, la CDE, recogida y transferida a sus consumidores finales también se reducirá cada año por la reducción de las subvenciones concedidas. Este es un punto positivo para el sector, pues el peso de las cargas en las tarifas de los consumidores finales disminuirá. Cabe resaltar que la publicación del decreto no afecta a los subsidios concedidos a las fuentes renovables.

Finalmente, en diciembre de 2018 ANEEL abrió una audiencia pública para debatir la aplicación de la tarifa binomial para todos los clientes de baja tensión. Es una decisión reguladora disruptiva, una vez que puede cambiar el marco tarifario brasileño para clientes de baja tensión. Esta modalidad de tarifa puede afectar la generación de negocios distribuidos, pero protege los ingresos del negocio de distribución. La audiencia pública estará abierta hasta el 18 de marzo de 2019.

Regulación en transmisión

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

La operación y administración de la Red Básica es responsabilidad del ONS, que tiene también la responsabilidad de administrar el despacho de energía desde las plantas en condiciones óptimas, 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 Portuarias 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 acorde a 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 BRL$1.760 millones (US$885 millones) y una Base Neta de BRL$1.160 millones (US$585 millones). En 2012 ANEEL autorizó la implementación de refuerzos en las instalaciones de transmisión, reconociendo una inversión adicional de BRL$47 millones (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.

Reajustes de 2018

Enel Distribución Río

El 13 de marzo de 2018, ANEEL homologó el resultado provisional de la Cuarta Revisión Tarifaria Periódica de Enel Distribución Río, a partir del 15 de marzo de 2018, consolidada tras la evaluación de las contribuciones aportadas en la Audiencia Pública nº 078/2017.

El resultado condujo al efecto medio a ser percibido por los consumidores de 21,04 %, siendo del 19,94% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y del 21,46% para los conectados en Baja Tensión – BT. Fijó el componente T del Factor X en el 0,00% y las pérdidas técnicas en el 9,1%. En el proceso, la base de remuneración tuvo su resultado provisional y será aprobada en definitiva en el proceso de reajuste tarifario de 2019.

Enel Distribución Ceará

El 17 de abril de 2018, ANEEL homologó el resultado del reajuste de Enel Distribución Ceará, a partir del 22 de abril de 2018.

El resultado condujo al efecto medio a ser percibido por los consumidores de 4,96 %, siendo del 7,96% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y del 3,8% para los conectados en Baja Tensión – BT.

Enel Distribución São Paulo (ex Eletropaulo)

El 4 de julio de 2018, ANEEL homologó el resultado del reajuste de Enel Distribución São Paulo, a partir de la misma fecha.

El resultado condujo al efecto medio a ser percibido por los consumidores de 15,84 %, siendo del 17,67% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y del 15,14% para los conectados en Baja Tensión – BT.

Enel Distribución Goiás

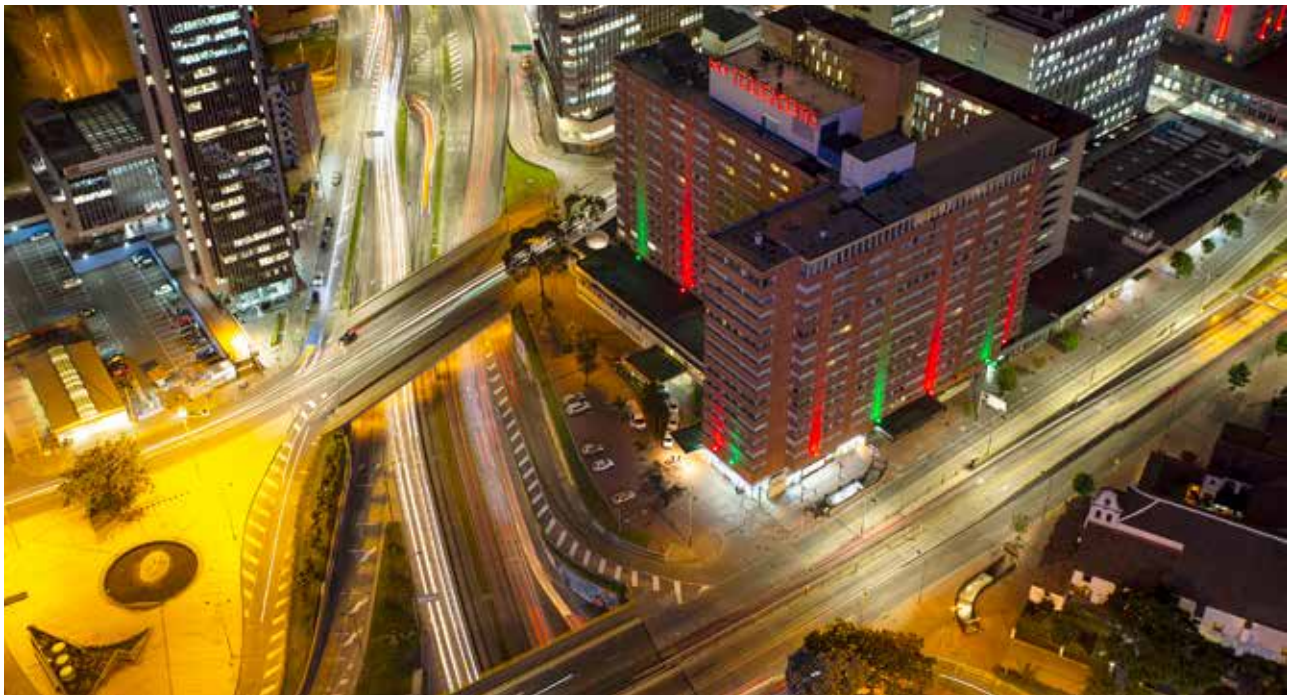
El 16 de octubre de 2018, ANEEL homologó el resultado de la Cuarta Revisión Tarifaria Periódica de Enel Distribución Goiás, a partir del 22 de octubre de 2018.

El resultado condujo al efecto medio a ser percibido por los consumidores de 18,54%, siendo del 26,52% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y del 15,31% para los conectados en Baja Tensión – BT.

Enel CIEN

La resolución nº 2408, de 26 de junio de 2018, estableció los ingresos anuales permitidos (RAP) para las concesionarias de servicio público de transmisión de energía eléctrica, por la disponibilidad de las instalaciones de transmisión bajo su responsabilidad.

Los valores de Enel CIEN son: Garabi I (RAP: 172.667.795,35 y PA ajustado: R$ - 6,579,727.76) y Garabi II (RAP: R$ 179,367,079,58 y PA ajustado: R$ - 6.834.803,35).



Colombia

Estructura de la industria

El sector eléctrico colombiano fue estructuralmente reformado por la Ley 142 de Servicios Públicos Domiciliarios y la Ley Eléctrica 143, ambas de 1994. De acuerdo con esta última, 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 medioambientales, sanitarios y de derechos de agua, y también aquéllos 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 a 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, finalmente, 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 realizarse 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.

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 pagando 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, estableció el régimen legal de los servicios públicos domiciliarios y la Ley 143 de 1994 enfocada, en particular, en el servicio de energía eléctrica, determinó los tipos de entidades autorizados para prestar servicios públicos domiciliarios. Es en este sentido que 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 diariamente 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. Basándose en esta información, el CND realiza un despacho económico mediante un procedimiento optimizado para el período 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 basado 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 período de 24 horas del día denominado despacho ideal. Esto 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. 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 descendiente para los nuevos agentes interesados en desarrollar proyectos de generación, quienes deben garantizar al Sistema dicha cantidad de energía para un período determinado. La asignación para los generadores existentes se hace anualmente y para los proyectos nuevos por hasta 20 años. La OEF es un compromiso de parte de la empresa generadora, respaldada por sus recursos físicos para producir energía firme. El generador que adquiere una OEF recibirá una compensación fija durante el período del compromiso, sin importar que su obligación sea requerida 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 este caso se balancean las diferencias valoradas al precio spot.

En el año 2014 la CREG expidió el Estatuto de Riesgo de Desabastecimiento, un mecanismo de última instancia que actúa en condiciones hidrológicas críticas cuando los fundamentales del mercado no se comportan como es esperado. En general, el esquema consiste en la adopción de unos indicadores de seguimiento del mercado, que permiten identificar si las señales de precios (bolsa de energía) son coherentes con las estimaciones energéticas futuras y las condiciones hidrológicas actuales del sistema.

Si los parámetros de seguimiento del mercado muestran condiciones de alerta y riesgo, se procede a declarar un período de riesgo de desabastecimiento, que consiste básicamente en un esquema de venta y embalsamiento de energía, garantizando que el sistema cuente con las reservas necesarias para la atención de la demanda. El embalsamiento se logra mediante la intervención de los precios de oferta de los agentes hidráulicos con capacidad en sus embalses, permitiendo así la utilización de los recursos térmicos necesarios para asegurar la confiabilidad del sistema.

La gestión regulatoria asociada al mercado de energía eléctrica durante el año 2018, se vio impactada por algunos hechos institucionales y de mercado, como el atraso en la entrada del proyecto Hidroituango, la evolución del proceso de Electricaribe, la agenda legislativa e incluso el cambio de Gobierno, que llevaron al regulador, al Ministerio de Minas y Energía y otras instituciones, a adelantar acciones con el fin de atender estos hechos principalmente y en general a avanzar con las agendas propuestas a inicios del 2018, en este sentido destacamos a continuación el avance de los siguientes temas.

Con la publicación de las resoluciones CREG 083 y 084 de julio de 2018, la Comisión de Regulación de Energía y Gas fijó la oportunidad para asignar las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad para los períodos 2019-2020, 2020-2021 y 2021-2022, y convocó a una subasta de reconfiguración de venta de energía para el período 2018-2019. Ambas medidas regulatorias buscaban asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente para el país en el mediano y largo plazo y se expidieron luego del análisis de balance de Energía Firme del sistema, donde se evidenció el impacto en la confiabilidad del sistema del atraso del proyecto Hidroituango.

De igual manera la Comisión mediante las Resoluciones CREG 103, 104 y 142 de 2018 modificó algunos aspectos del esquema del Cargo por Confiablidad y definió las condiciones para la convocatoria a una subasta de expansión del Cargo por Confiabilidad para la asignación de los proyectos de generación de energía eléctrica, que puedan entrar en operación comercial a partir del 1 de diciembre de 2022.

En relación con la incorporación de las Fuentes Renovable No Convencionales de Energía (FRNCE), durante el año 2018 el Ministerio de Minas y Energía a través del Decreto 0570 de marzo de 2018, definió los lineamientos de política pública para la contratación de Energía de Largo Plazo. Los objetivos del Decreto son: fortalecer la resiliencia de la matriz de generación a través de la diversificación del riesgo, promover la competencia y la eficiencia en la formación de precios a través de proyectos nuevos y existentes, mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático, a través del aprovechamiento de los recursos renovables disponibles, fortalecer la seguridad energética nacional y reducir las emisiones de GEI, de acuerdo con compromisos COP 21.

Dando continuidad al citado Decreto, el Ministerio de Minas y Energía expidió las Resoluciones 40791 y 40795 de agosto de 2018, finalizando el ciclo de construcción de la política pública que permitirá cumplir con los objetivos de fortalecer, complementar y diversificar la matriz energética del país y marcando un hito histórico como lo es el lanzamiento de la primera subasta de energía eléctrica a largo plazo en el país. Como elemento fundamental de la expedición de estas resoluciones, se crea una subasta de energía de largo plazo que permitirá, entre otros, la mayor incorporación de energías renovables al sistema energético nacional.

A través de las resoluciones 41307 y 41314 de diciembre de 2018, el Ministerio de Minas y Energía estableció todos los detalles del mecanismo de adjudicación y convocó oficialmente a la primera subasta de energía eléctrica de contratación a largo plazo, que se llevará a cabo el 26 de febrero de 2019. Este proceso adjudicará 1.183.000 megavatios-hora año, a través de contratos de energía media anual a largo plazo, con una vigencia de 12 años. La fecha de inicio de las obligaciones de los proyectos de generación que sean asignados será el 1 de diciembre de 2021.

Sobre otros aspectos regulatorios complementarios, se definieron las reglas para que los usuarios del servicio de energía eléctrica en el país puedan producir energía y venderla al Sistema Interconectado Nacional. Se trata de la Resolución CREG 030 de 2018 sobre autogeneración a pequeña escala (hasta un megavatio) y generación distribuida, la cual define un mecanismo fácil y sencillo para que los usuarios residenciales de todos los estratos, así como los comerciales y pequeños industriales, produzcan energía principalmente para atender sus propias necesidades y puedan vender los excedentes al sistema interconectado.

Al finalizar el año 2018 con la coordinación de la CREG, varios consultores presentaron una serie de estudios contratados por el regulador, que se orientan a modificar la arquitectura del mercado, teniendo en cuenta la inminente entrada de FRNCE a la matriz de generación. En particular, se analizan los siguientes temas: i) la implementación de un despacho vinculante y mercados intradiarios, ii) la implementación de servicios complementarios e introducción de nuevas tecnologías (sistemas de almacenamiento) y iii) actualización del Código de Redes. Estos estudios siguen en análisis por parte de la Comisión y se esperan propuestas más concretas para el 2019.

Regulación en empresas de distribución

En Colombia las distribuidoras tienen libertad para adquirir su suministro. Pueden definir las condiciones de los procesos de licitación pública para adquirir la energía que requieren para el mercado regulado y pueden también acudir al mercado spot para comprar energía. El precio que paga el usuario final refleja un promedio del precio de compra

El Ministerio de Minas y Energía expedió las Resoluciones 41307 y 41314, mediante las cuales se estableció un mecanismo que promueve la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica, complementario a los mecanismos existentes en el MEM. Complementariamente se publicó la Resolución 40795 mediante la cual se convocó a la primera subasta de contratos de largo plazo. La primera subasta de energía eléctrica de contratación a largo plazo se llevará a cabo el 26 de febrero de 2019 y busca diversificar, complementar e impulsar la competitividad de la matriz energética, haciéndola más resiliente a la variabilidad climática, aportando a la reducción de emisiones de dióxido de carbono y garantizando la seguridad energética del país.

Los cargos de distribución son fijados por la CREG, basados en el nuevo valor de reemplazo de los activos de distribución existentes, el costo de capital, los activos no eléctricos, así como también los costos operacionales y de mantenimiento para cada compañía. Estos se definen para cuatro niveles de voltaje: nivel 1, menor a 1 kV; nivel 2, mayor o igual a 1 kV y menor a 30kV; nivel 3, mayor o igual a 30 kV y menor a 57.5 kV y nivel 4, 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).

Después de auditar la información reportada por las compañías, durante 2009 la CREG determinó los cargos de distribución r. 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 la tarifa.

En 2013 comenzaron a revisarse los cargos de distribución publicando las bases de la metodología de remuneraciones

mediante la resolución CREG N° 043/2013. Dichos artículos fueron complementados por la Resolución CREG N° 079/2014 que contiene los propósitos y directrices para la remuneración de la distribución y las resoluciones 179 de 2014, 024 y 176 de 2016 y 019 de 2017, que contienen las propuestas de metodología.

Finalmente, después de las resoluciones sometidas a consulta, el 2 de febrero de 2018 se expidió la resolución definitiva CREG 015. Ésta define el inicio de un nuevo período regulatorio, en el cual el regulador incorporó incentivos de reemplazo incluyendo la depreciación como parte de la fórmula tarifaria, incentivos a la calidad del servicio que deberá mejorar al menos un 8% anual y definió el manejo de los ajustes regulatorios para remunerar, vía tarifaria, el plan de inversiones y el funcionamiento asociados al sistema de medición avanzada.

Complementariamente, el 5 de febrero de 2018 la Comisión de Regulación publicó la resolución 016 de 2018, por la cual se define la tasa de retorno (WACC) para la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional y el esquema de ingreso máximo en el nuevo período tarifario. El valor de la tasa es resultado de la aplicación de la metodología aprobada en la Resolución CREG 095 de 2015.

El valor del WACC para el año 2019 en adelante es 11,8% real antes de impuestos.

Se espera que el año 2019, se culmine el proceso con la aprobación de nuevos cargos regulados por parte de la CREG y que serán fijados para un período de cinco años.

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 se aplica solo a los comercializadores, quienes lo traspasan directamente a los usuarios finales.

La CREG garantiza a las empresas de transmisión un ingreso fijo anual. Éste es determinado por el valor nuevo de reposición 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 realizarlo.

La revisión de los cargos de transmisión regulados comenzó en 2013 con la publicación de la metodología de bases de remuneración propuesta por resolución CREG N°

042/2013. Estas bases se complementan con el desarrollo de los propósitos y directrices para la remuneración de la transmisión para el período 2015-2019, que fue presentado en la resolución CREG N° 078 / 2014 y en los proyectos de resolución que han sido sometidos a consulta, Resolución CREG N° 178/2014, Resolución CREG N° 023/2016 y Resolución CREG N° 177/2016, en los que se define una propuesta de metodología de remuneración. Se espera que la nueva metodología de remuneración de la transmisión y los nuevos cargos de transmisión se publiquen durante el 2019.

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 como un comercializador puro. El mercado de clientes no regulados consta de clientes con una demanda máxima superior a 0,1 MW o un consumo mensual mínimo de 55 MWh.

La comercialización puede ser realizada por generadores, distribuidores o agentes independientes que cumplen con ciertos requerimientos. Las partes acuerdan libremente los precios de las 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 misma 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.

Los cargos de comercialización para clientes regulados se establecen de acuerdo a la resolución CREG N° 180 /2014. Los principales cambios en esta fórmula fueron la creación de un cargo fijo mensual que cubre gastos de explotación más una variable de los ingresos para los comerciantes que cubren el riesgo de crédito, subvenciones de capital de trabajo y otros costos de venta.

En enero de 2017, la Comisión de Regulación-CREG aprobó la unificación de mercados de Codensa y EEC. Por eso se aplica una única tarifa regulada, a partir de dicha fecha, para los usuarios de todo el mercado que es hoy atendido por Codensa.

Regulación Medioambiental

El marco legal para la regulación ambiental en Colombia fue establecido en la Ley 99/1993, que también creó el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible, como la autoridad para la definición de políticas en materia de medio ambiente. El Ministerio define, emite y ejecuta las políticas y reglamentos enfocados en la recuperación, conservación, protección, organización, administración y uso de los recursos naturales renovables.

Cualquier entidad que contemple desarrollar proyectos o actividades en relación a la generación, interconexión, transmisión o distribución de electricidad, que puedan ocasionar un impacto, deterioro y/o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje ambiental, deben tramitar la licencia ambiental, previo al inicio de las actividades.

Mediante la Ley N° 99 se estableció que las plantas generadoras en operación y que tienen una capacidad instalada total superior a 10 MW deben contribuir a la conservación del medioambiente, transfiriendo a los municipios y a las corporaciones ambientales en el área de influencia donde se encuentran las centrales, un porcentaje asociado a la generación de energía (transferencias del sector eléctrico). Las centrales hidroeléctricas y las centrales térmicas deben pagar el 6% y 4 % respectivamente, de las ventas brutas de energía por generación propia, de acuerdo con la tarifa que, para ventas en bloque, señale la Comisión de Regulación Energética.

En 2011 el Decreto 3570 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, a través del Decreto 3573, creó la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, como entidad responsable del otorgamiento y seguimiento de licencias, permisos y trámites ambientales de competencia hasta ese momento del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

En 2015, por recomendación de la OCDE se consolidó (compiló) la reglamentación del sector ambiental en el Decreto 1076 de 2015.

Durante la COP21 de París en 2015, Colombia se comprometió a la reducción de emisiones del 20% en el año 2030, con respecto al escenario de referencia. En 2018, fue expedida la Ley 1931, la cual establece las directrices para la gestión del Cambio Climático en Colombia.

En general, y hasta la actualidad, la regulación medioambiental para el sector eléctrico ha estado enfocada en normar aspectos relacionados con: i) las emisiones contaminantes emitidas a la atmósfera; ii) la formulación, expedición e implementación de la Política Nacional para la Gestión Integral del Recurso Hídrico, la actualización de la normativa asociada a concesiones y vertimientos, la reglamentación de una metodología para el cálculo del caudal ambiental y el ordenamiento y manejo de cuencas hidrográficas; iii) permisos, licenciamiento ambiental y compensaciones, por sustracción de reservas forestales y aprovechamiento, por pérdida de biodiversidad para proyectos sujetos a licenciamiento ambiental; iv) reglamentación de instrumentos financieros iv) y la actualización del marco regulatorio de licenciamiento ambiental y la reglamentación del régimen sancionatorio ambiental.

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 ° 25844 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. También hace cumplir las obligaciones establecidas en los contratos de concesión. Por su parte, la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin (GRT) 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, que representan aproximadamente el 6% 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) y 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 a 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, que incluyen peajes y compensaciones por el uso de los sistemas de transmisión, e incorporan, cuando corresponde, 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 20 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. Solo una pequeña parte de la electricidad comprada por las empresas de distribución, se mantiene bajo el esquema de contratos bilaterales.

En cuanto a las transacciones en el mercado mayorista, mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM, se aprobó el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (Reglamento MME). Los principales aspectos son: El "MME", que está conformado por el mercado de corto plazo ("MCP") y los mecanismos de asignación de servicios complementarios, inflexibilidades operativas y asignación de rentas de congestión. Los participantes autorizados a comprar en el MCP son: los generadores para atender sus contratos de suministro, los distribuidores para atender a sus usuarios libres hasta por un 10% de la máxima demanda; y los grandes usuarios para atender hasta un 10% de su máxima demanda. El COES calculará los costos marginales de energía y costos marginales de congestión. Los participantes deberán contar con garantías de pago de sus obligaciones en el MME. Además, se incorporan las acciones por parte del COES, ante el incumplimiento de las obligaciones de pago por parte de un participante.

Mediante el Decreto Legislativo 1.002 y su reglamento (Decreto Supremo 050-2008-EM), se crea un régimen promocional para fuentes de energía renovables no convencionales "ERNC", mediante subastas para tecnologías específicas con un mecanismo de ingresos garantizados pagados por la demanda mediante un cargo tarifario en el peaje de conexión. Dicho decreto estipula como objetivo que hasta un 5% de la demanda eléctrica del Sistema Interconectado pueda ser suministrada con la generación de ERNC adjudicada dentro de este régimen promocional. Este porcentaje objetivo 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 y que no son consideradas en el 5%).

En el 2017 el porcentaje de ERNC fue 2,8% de la demanda del SEIN, como resultado de la cuarta licitación adjudicada en 2016 el porcentaje se incrementó a 4,7% para el 2018.

En Perú existe pago por capacidad que está dado por el monto que remunera el desarrollo de una turbina de gas, como la unidad marginal para aportar la demanda del sistema. Similar a Chile, el cargo por capacidad es independiente de su despacho y remunera la disponibilidad si se encuentra dentro del margen objetivo eficiente, 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 otorgarán incentivos por mejorar la calidad del 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 basándose en 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 del 12 por ciento con una variación de +/- el 4%. Además, las tarifas están indexadas al tipo de cambio, al índice de precios al por mayor (IPM) y al precio de commodities como el cobre y el aluminio, con lo que las tarifas en Perú no tienen riesgo cambiario.

A lo largo del 2018 se llevó a cabo el proceso de fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD) para el período 2018-2022 para Enel Distribución, proceso que concluyó el día 28 de diciembre de 2018.

Regulación en transmisión

Las actividades de transmisión se encuentran bajo regímenes distintos. Las instalaciones construidas antes de 2006 se dividen en el Sistema Principal, que es para uso común y permite el flujo de energía a través de la red nacional, y el Sistema Secundario, que es de flujo mayormente unidireccional y que sirve para evacuar energía desde una planta generadora o para llevar energía a un consumidor final. Por su parte, las instalaciones construidas a partir de 2006 se dividen en: Sistema Garantizado formado por líneas para uso común, parte del Plan de Transmisión que elabora el COES y cuyo peaje es pagado por toda la demanda de la red, y el Sistema Complementario, compuesto por aquellas líneas que conectan a una central eléctrica o a un usuario con el sistema, y que son pagadas por el beneficiario.

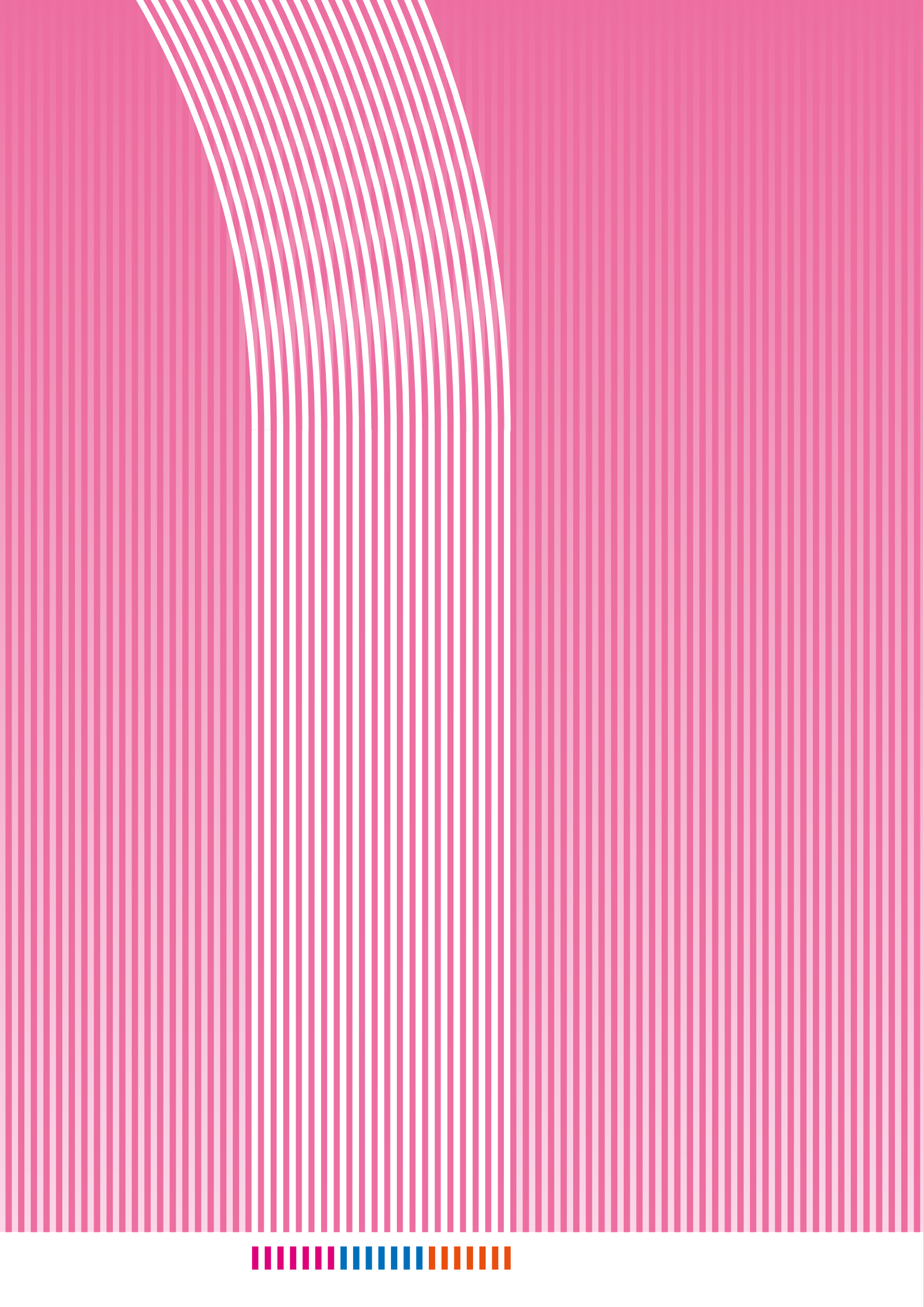
El Plan de Transmisión elaborado por el COES y aprobado por el MINEM, determina el desarrollo de las líneas del Sistema Garantizado. Éstas son licitadas mediante un esquema BOOT, con un plazo máximo de 30 años. Las concesionarias de transmisión del Sistema Garantizado reciben un ingreso anual fijo, derivado 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. Considera para esto los 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 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).

Siguiendo los principios de las normas mencionadas y los definidos en la Ley 28245, Ley Marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental, la Política Nacional del Ambiente y la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, en abril 2018 se promulgó la Ley N° 30754, Ley Marco Sobre el Cambio Climático, lo cual permitirá al Estado a través de una regulación transversal y articulada, emitir normas relacionadas con el desarrollo de generación RER, vehículos eléctricos e inversiones sostenibles en consistencia con el Acuerdo de París.



16

Descripción del negocio eléctrico por país

Generación de electricidad

En este segmento, Enel Américas posee filiales operativas en Argentina, Brasil, Colombia y Perú.

En su totalidad, la capacidad instalada bruta del grupo Enel Américas ascendió a 11.174 MW a diciembre de 2018 y la producción eléctrica consolidada alcanzó los 39.869 GWh, mientras que las ventas de energía sumaron 65.332 GWh.

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

El 56% de la capacidad de generación consolidada de Enel Américas proviene de fuentes hidroeléctricas y el 44% de fuentes térmicas.

Por ello, la política comercial que la generadora defina, resulta relevante para la adecuada gestión del negocio. A través de Enel Generación Costanera, Enel Generación el Chocón y Central Docksud en Argentina, EGP Cachoeira Dourada, Enel generación Fortaleza y EGP Volta Grande en Brasil, Emgesa en Colombia y Enel Generación Perú y Enel Generación Piura, el grupo lleva a cabo el negocio de generación.

Transmisión de electricidad

Para Enel Américas, el negocio de transmisión de energía eléctrica se realiza principalmente a través de una línea de interconexión entre Argentina y Brasil. Esto se hace a través de Enel Cien, filial de Enel Brasil, con una capacidad de transporte 2.100 MW.

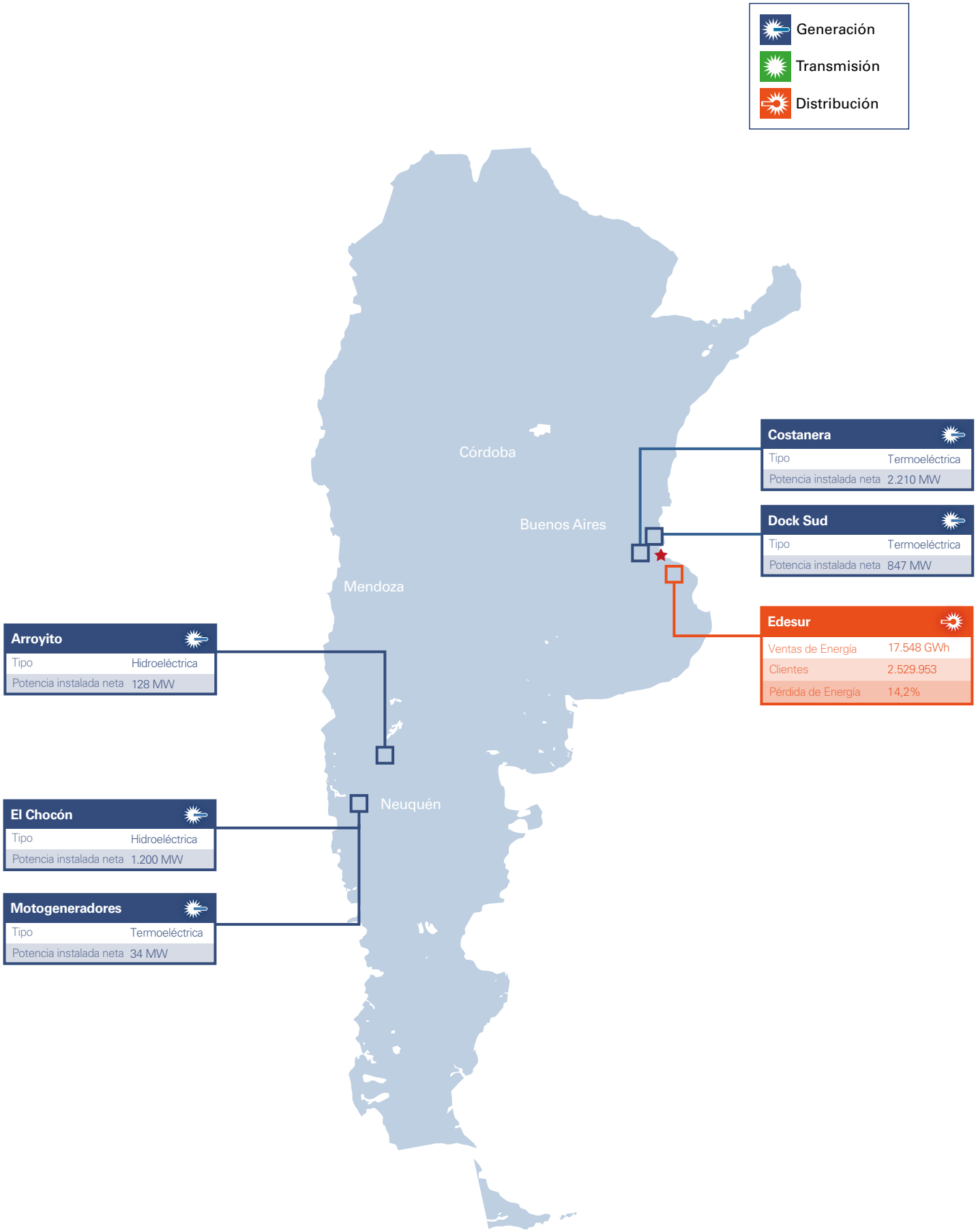
Distribución de electricidad

El negocio de distribución se ha llevado a cabo por medio de Edesur en Argentina, Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Goiás y la recién adquirida Enel Distribución São Paulo (antes Eletropaulo) de propiedad de Enel Brasil en Brasil, Codensa en Colombia y Enel Distribución Perú en Perú. Durante 2018, nuestras principales filiales de distribución vendieron 100.927 GWh.

En la actualidad, Edesur, Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Goiás, Enel Distribución São Paulo, Codensa y Enel Distribución Perú atienden a las principales ciudades de América Latina, entregando servicio eléctrico a más de 24,5 millones de clientes.

Adicionalmente, durante el 2018 se lanzó una nueva línea de negocios, Enel X, un negocio global que lidera la transformación del sector energético. Al cambiar el paradigma, Enel X ayuda a los clientes a usar la tecnología para transformar la energía en nuevas oportunidades, para que puedan prosperar y conducir el progreso en todo el mundo. Enel X es una empresa global con fuertes raíces en el campo de la energía y una estrategia abierta orientada hacia la digitalización, la sostenibilidad y la innovación. Utiliza tecnologías inteligentes, simples y rápidas para ayudar a los clientes a descubrir una nueva forma de utilizar la energía en todo el mundo.

La misión de Enel X es proporcionar soluciones tecnológicas innovadoras y servicios de valor agregado, para crear New Value para clientes residenciales (B2C), empresas (B2B) y ciudades (B2G).



*No se incluye consumos ni clientes no facturables en el negocio de distribución.

Argentina

Generación eléctrica

Enel Américas S.A. participa indirectamente a través de Enel Argentina S.A. en la generación de electricidad por medio de las filiales Enel Generación Costanera S.A. (Costanera), Enel Generación El Chocón S.A. (Chocón) y Central Dock Sud S.A. (CDS).

Costanera, Chocón y CDS poseen en conjunto 4.537 MW de capacidad instalada bruta. Dicha potencia representó a fines de 2018, 11,8% de la capacidad instalada del SIN (Sistema Interconectado Nacional) argentino. La generación eléctrica de dichas sociedades alcanzó 13.949 GWh al 31 de diciembre de 2018, lo que representa el 10,1% de la generación total de Argentina.

Cabe destacar, que dentro de los grupos empresarios más relevantes que tienen participación en la actividad de generación en el Mercado Eléctrico Argentino se encuentran: AES, SADESA y Pampa Energía -que adquirió durante el año 2016 a Petrobras Argentina. Otras empresas con participación son YPF Energía, CAPEX y Pluspetrol Energía -adquirida por YPF.

La participación por potencias instaladas y por grupos empresarios para el año 2018, quedó distribuida de la siguiente manera:

Participación por potencias instaladas y por grupos empresarios para el año 2018	
Grupo Enel	11,8%
SADESA	10,3%
AES	8,9%
Gobiernos Provinciales	6,7%
Pampa Energía	10,1%
Foninvemem	8,3%
Gobierno Nacional	17,5%
Otros	26,4%

Dentro de las novedades, se destaca la realización de licitaciones llevadas adelante por el nuevo Gobierno para lograr oferta de nueva generación. En noviembre 2018, salieron los pliegos para una nueva licitación de 400 MW de mini renovables (ronda 3) para media tensión y que serán adjudicados durante el 2019.

Cabe recordar que durante 2017 se adjudicaron 1.810 MW de nueva generación térmica de tecnología a) cierre de ciclo combinado o b) cogeneración, con compromiso de estar disponible para satisfacer la demanda en el MEM y las licitaciones realizadas bajo el programa RenovAr Ronda 2, para lograr ingresos de nueva capacidad de generación a partir de Energías Renovables. Dentro de este programa, se adjudicaron en total, por la Ronda 2 del Programa RenovAr, 88 proyectos por 2.043 MW en 18 provincias. En lo que respecta al programa RenovAr, el mismo se enmarca en la Ley 27.191, que establece un sendero de participación de este tipo de energías en el mercado, que para el año 2025 debería llegar al 25%.

Enel Generación Costanera S.A.

Se localiza en la ciudad de Buenos Aires y posee seis unidades turbo vapor por un total de 1.131 MW brutos, las que pueden generar con gas natural o fuel oil. También opera dos ciclos combinados de 851 MW y 322 MW brutos respectivamente, totalizando la capacidad instalada bruta de 2.304 MW.

Durante el año 2018 CAMMESA realizó el despacho del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) según las resoluciones establecidas por la Secretaría de Energía. Es en este contexto que se mantuvo el despacho priorizando el

gas natural, teniendo en cuenta el rendimiento de las unidades y utilización de líquidos (gas oil y fuel oil) en función de las restricciones impuestas para centrales durante la época de mayor demanda domiciliaria.

Como resultado de las operaciones realizadas, la generación de las Unidades Convencionales de Costanera fue de 1.155 GWh netos y la generación de los Ciclos Combinados alcanzó los 5.946 GWh netos.

En enero de 2017, la Secretaría de Energía Eléctrica dependiente del Ministerio de Energía y Minería actualizó mediante Resolución SEE N° 19/2017 los valores remunerativos de la Resolución SEE N° 22/2016, aplicándose a partir de febrero de 2017. Durante el 2018 esta misma regulación continuó vigente.

La implementación de la Resolución SEE N° 19/2017 produjo un incremento en la remuneración, del orden del 50% respecto a la normativa anterior. Básicamente, se simplificaron los conceptos remunerativos. Existe un cargo por capacidad (que varía por tecnología y tamaño de la unidad) y otro variable. Los valores se establecen en dólares.

A partir de la sanción de dicha Resolución SEE N°19/2017, se estableció para las unidades térmicas la posibilidad de ofrecer compromisos de disponibilidad garantizada y disponibilidad garantizada adicional (DIGO y DIGO Adicional respectivamente), con una remuneración diferencial igual para todas las tecnologías.

En tal sentido, Costanera participó en la Programación Estacional de Verano 2018 (1 de noviembre de 2017 hasta el 30 de abril de 2018), en la Programación Estacional de Invierno 2018 (1 de mayo hasta el 31 de octubre de 2018) y Programación Estacional de Verano 2019 (1 de noviembre hasta el 30 de abril de 2019) de los compromisos de disponibilidad garantizada.

En noviembre 2018, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 2018-70-APN-SGE, mediante la cual se habilita a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM, a procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica. A partir de la publicación de dicha Resolución, CAMMESA ha habilitado la declaración de Costos Variables de Producción (CVP). El CVP declarado permitiría realizar una estrategia comercial por parte de Costanera, para optimizar los costos incurridos y el CVP declarado.

Enel Generación El Chocón S.A.

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

La Sociedad cuenta con una potencia instalada bruta de 1.328 MW hidráulicos, y con una potencia de 35,6 MW brutos térmicos correspondientes a los motogeneradores, teniendo una participación en el SADI de un 3,6%, respecto al total de la potencia instalada.

El Chocón está ubicado en la región de Comahue, formada por las provincias argentinas de Río Negro, Neuquén y la parte sur de las provincias de Buenos Aires, 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 se caracterizó como un año seco de acuerdo a los derrames acumulados en los ríos Limay y Collón Cura. La generación neta registrada por la Sociedad durante el año fue de 2.898 GWh. Esta producción fue constituida por 2.282 GWh de Chocón (79%), 577 GWh de Arroyito (20%) y 39 GWh de los motogeneradores (1%).

La sociedad inició el 2018 con una cota del embalse de 377,71 m.s.n.m. La reserva embalsada en El Chocón era de 2.159 GWh y en el Comahue se disponía de 5.919 GWh. Ambos valores fueron medidos respecto de la condición de cota mínima de FOE.

Al cierre del ejercicio 2018, la cota del embalse alcanzó los 377,55 m.s.n.m. La reserva de energía en los embalses del Comahue era de 6.083 GWh de los cuales 2.168 GWh corresponden a las reservas de El Chocón.

En enero de 2017, la Secretaría de Energía Eléctrica dependiente del Ministerio de Energía y Minería, mediante Resolución N° 19/2017 actualizó los valores remunerativos

de la Resolución SE N° 22/2016, aplicándose a partir de febrero de 2017. Durante el 2018 esta misma regulación siguió vigente.

La implementación de la Resolución SEE N°19/2017 produjo un cambio en la remuneración de los generadores térmicos e hidráulicos respecto a la normativa anterior. Se simplificaron los conceptos remunerativos, quedando un cargo por capacidad (que varía por tecnología y tamaño de la unidad) y otro variable. Estos valores se establecen en dólares.

Adicionalmente, a partir de esta Resolución SEE N°19/2017, se estableció para las unidades térmicas la posibilidad de ofrecer compromisos de disponibilidad garantizada y disponibilidad garantizada adicional (DIGO y DIGO ADICIONAL respectivamente) con una remuneración diferencial igual para todas las tecnologías.

A partir de los motogeneradores, Chocón participó en la Programación Estacional de Verano 2018 (1 de noviembre de 2017 hasta el 30 de abril de 2018), en la Programación Estacional de Invierno 2018 (1 de mayo hasta el 31 de octubre de 2018) y Programación Estacional de Verano 2019 (1 de noviembre hasta el 30 de abril de 2019) de los compromisos de disponibilidad garantizada.

Central Dock Sud

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

La energía generada en 2018 por Dock Sud en 2018 fue de 3.950 GWh, participando en un 4,5% de la generación térmica y cubriendo el 2,9% de la demanda del SADI.

Al 31 de diciembre de 2018, la capacidad instalada de Central Dock Sud S.A. representó el 2,3% de la capacidad instalada total en el SIN.

En enero de 2017, la Secretaría de Energía Eléctrica que depende del Ministerio de Energía y Minería, mediante Resolución N°19E/2017, actualizó los valores remunerativos de la Resolución SEE N° 22/2016, aplicándose a partir de febrero de 2017.

La implementación de la Resolución SEE N°19/2017 produjo un cambio en la remuneración de los generadores térmicos e hidráulicos respecto a la normativa anterior. Básicamente, se simplificaron los conceptos remunerativos quedando un cargo variable por producción en función del tipo de combustible (que varía por tecnología y tamaño de la unidad) y otro fijo en función de la potencia disponible. Estos valores se establecen en dólares.

A partir de la sanción de dicha Resolución SEE N°19/2017, se estableció para las unidades térmicas la posibilidad de ofrecer compromisos de disponibilidad garantizada y disponibilidad garantizada adicional (DIGO y DIGO ADICIONAL respectivamente), con una remuneración diferente entre sí y en función de la disponibilidad, con independencia de la tecnología ofertada.

Posteriormente, mediante la resolución N°70/2018, se habilito a los agentes generadores a partir de la segunda quincena de noviembre de 2018, a procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica. Los costos de generación para quienes adquieran su combustible se valorizarán de acuerdo al mecanismo de reconocimiento de los Costos Variables de Producción, reconocidos por CAMMESA. Central Dock Sud hace uso de esta facultad desde la primera quincena de diciembre de 2018.

Desde el 2015 existe un préstamo obtenido con CAMMESA, destinado a financiar los costos asociados al mantenimiento mayor del ciclo combinado. Por aplicación del artículo N°7 del Anexo 2 de la Resolución SEE 19/2017, en diciembre de 2017, se firmó una adenda al contrato de mutuo existente, en donde se adecuó la forma de pago del mencionado crédito, en función de la remuneración establecida en la normativa precedente y la utilización de los créditos por la Remuneración Adicional Fideicomiso (RAF). En tal sentido se realizó la compensación entre la deuda actualizada y los créditos por la RAF, arrojando un nuevo saldo de capital de 224,9 millones de pesos Arg., a pagar en 24 cuotas mensuales más intereses (a la tasa de colocaciones de CAMMESA). La primera cuota fue cancelada en diciembre de 2017. Se estima cancelar el crédito con la transacción de noviembre 2019, con vencimiento en enero 2020.

Actividades y Proyectos en generación

Manifestación de interés para desarrollar proyectos de infraestructura

En el contexto de los cambios regulatorios implementados por el gobierno argentino y la serie de licitaciones que ya se han realizado y otras que se espera se realicen en los próximos años, la compañía está analizando la posible instalación de un nuevo ciclo combinado para la central Costanera. La intención es competir por los contratos de energía eléctrica a través de las ofertas ofrecidas por el MEM.

El proyecto implicaría instalar una unidad de ciclo combinado de 450 MW conectada a las barras de 220 kV y 132 kV de la subestación Costanera existente. La unidad de ciclo combinado podría funcionar con gas natural o diésel. Tanto el permiso ambiental como la autorización previa de conexión (Etapa 1) se otorgaron durante 2017.

El período de construcción se estima en 30 meses, dependiendo de la configuración técnica.

Terrenos reservados para futuros proyectos

En Argentina, Enel Américas no cuenta con terrenos reservados para proyectos futuros.

Distribución eléctrica

Edesur

Edesur tiene como objeto principal la distribución y comercialización de energía eléctrica en la zona sur del Gran Buenos Aires, comprendiendo dos terceras partes de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA) y doce partidos de la provincia de Buenos Aires, abarcando 3.309 km^2, por un período de 95 años, a partir del 1° de septiembre de 1992. Dicho período consiste en uno inicial de 15 años y ocho períodos adicionales de 10 años cada uno. Con fecha 5 de febrero de 2007, el Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE) resolvió extender el período inicial por cinco años adicionales, a partir de la finalización del proceso de Renegociación Tarifaria Integral (RTI).

Posteriormente, el 27 de enero de 2016, fue emitida la Resolución MINEM N° 7/2016 que instruyó al ENRE, entre otras cosas, a: efectuar un ajuste del VAD en los cuadros tarifarios de la Sociedad, a cuenta de la RTI y en el marco de Régimen Tarifario de Transición establecido en el Acta Acuerdo, y llevar a cabo todos los actos necesarios a efecto de proceder a la RTI, la que debía entrar en vigencia antes del 31 de diciembre de 2016. El proceso y cronograma de la RTI fue establecido mediante la Resolución ENRE 55, del día 5 de abril de 2016.

En el marco del proceso de la RTI, el 28 de octubre de 2016 se llevó a cabo la audiencia pública para poner en conocimiento y escuchar opiniones sobre las propuestas tarifarias que las empresas distribuidoras Edesur y Edenor presentaron al ENRE, conforme a la Resolución ENRE N° 55/2016. El 30 de diciembre de 2016, el ENRE publicó la Resolución N° 626, aprobando el documento denominado Resolución Final Audiencia Pública, con el objeto de poner en conocimiento y responder las opiniones vertidas sobre las Propuestas Tarifarias presentadas por las empresas y con carácter previo a definir las tarifas a aplicar, y trasladar a consideración de la Subsecretaría de Coordinación de Política Tarifaria del Ministerio de Energía y Minería de la Nación, aquellos temas planteados en la misma, que no son competencia de dicho ente.

El 1 de febrero de 2017, entrada en vigencia de la Revisión Tarifaria Integral, al finalizar el proceso de renegociación del contrato de concesión, restableciéndose la plena vigencia del Contrato de Concesión, Régimen Tarifario y de Calidad de Servicio, renegociados en base a los principios establecidos por la ley 24.065.

Este hito fundamental implica para la Sociedad el completo restablecimiento de las condiciones de certidumbre y sustentabilidad del negocio, así como también define condiciones y criterios básicos (conformación de la base de capital, cálculo de la WACC) para la realización de las futuras revisiones tarifarias, a lo largo del período de concesión.

Es importante señalar que el período tarifario de vigencia de la RTI, establecido entre el 1° de febrero de 2017 y el 31 de enero de 2022, a lo largo del cual el régimen de calidad de servicio aumentará su exigencia, conforme se espera

que maduren las inversiones y mejoras operativas que Edesur propuso en el marco de la RTI. Esto implica que los parámetros de calidad aumentan su exigencia y el costo de la energía no suministrada se incrementará a lo largo del período, alcanzando los valores plenos establecidos recién en el último semestre del período.

Cabe destacar que el SAIDI (uno de los índices de calidad del servicio) ha mejorado en el 2018 respecto al 2017, reduciendo su valor en 4,5 horas, siendo su valor final de 25,18 horas -según criterios Enel-.

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

En el mes de diciembre de 2017, el Ministerio de Energía y Minería (MINEM) presentó su propuesta y criterios para considerar el tratamiento de los pasivos regulatorios. Cuya primera medida fue, mediante Nota del 30 de diciembre de 2017, que el Ministerio informó a CAMMESA que tomaba para sí la deuda que tiene Edesur con esa empresa por compra de energía, por un plazo de 90 días corridos a la espera de formalizar el referido acuerdo. Durante el año 2018, se continuó trabajando en el acuerdo, quedando la resolución final de estos temas supeditada al cambio de jurisdicción.

El 4 de diciembre de 2018 se promulgó la ley 27.469, que aprueba el Consenso Fiscal firmado el 13 de septiembre de 2018 entre la Nación y la mayoría de las Provincias. Dicho acuerdo contempla que "las distribuidoras eléctricas Empresa Distribuidora Norte SA (Edenor) y Empresa Distribuidora Sur SA (Edesur) pasen a estar sujetas a la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA), en línea con lo que ocurre con las distribuidoras eléctricas en las demás jurisdicciones".

En el mismo sentido, la Ley 27.467 de Presupuesto General de Gastos y Recursos de la Administración Nacional para el Ejercicio 2019, publicada el mismo 4 de diciembre de 2018, estableció, en su artículo 124, instruir al Poder Ejecutivo Nacional "a impulsar los actos que sean necesarios para que, a partir del 1° de enero de 2019, las distribuidoras eléctricas Empresa Distribuidora Norte S.A. (Edenor) y Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur) pasen a estar sujetas a la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires", y "Una vez que se efectivice lo contemplado en el párrafo anterior, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) creado por el artículo 54 de la ley 24.065 mantendrá sus funciones y facultades en todo aquello que no esté vinculado al servicio público de distribución de energía eléctrica".

Al momento de redactarse este documento, esta transferencia de jurisdicción (que requiere la aceptación por parte de las compañías) aún no se ha concretado. Según las conversaciones mantenidas con funcionarios responsables de las tres jurisdicciones, dicha transferencia se realizaría sin ningún cambio en el Contrato de Concesión, y previa resolución de temas pendientes del mayor interés para las compañías (activo y pasivo regulatorio, Acuerdo Marco, tope a la tarifa social).

En 2018, Edesur entregó servicio de energía eléctrica a 2.529.953 clientes. Del total, 88% son clientes residenciales, 11% comerciales, 1% industriales y otros 0,04%. Las ventas de energía ascendieron a 17.548 GWh, incluido el servicio de distribución (peaje) a grandes usuarios, manteniéndose niveles similares a los del año anterior. Esta se distribuyó en 48% al sector residencial, 8% al segmento comercial, 24% al sector industrial y 20% en otros.

Durante 2018, la tasa anual móvil de pérdidas -técnica y no técnica- alcanzó un 14,25%, registrándose un empeoramiento respecto de la que se había registrado en 2017 (12,04%). Este resultado se obtiene en un escenario de una demanda sustancialmente estable (+0,2% 2018 vs 2017) y de un significativo incremento de los hurtos relacionados al aumento de la tarifa.

Actividades y Proyectos en distribución

Con respecto al Plan de Inversiones 2018, cabe destacar que el monto invertido en al año fue de $ Arg 5.405 millones. A continuación, se describen los proyectos más relevantes que se emprendieron durante el año 2018:

Puesta en servicio de SE Padre Novak y expansión de su red de MT

Se trata de una nueva Subestación, SE Padre Novak de 1x40 MVA con 8 celdas de 13.2 KV. Está ubicada en Av. Padre Novak 2115, Florencio Varela. Es alimentada en 132KV por las líneas 553/554.

La red de MT implicó el tendido de 4 nuevos alimentadores desde SE Padre Novak, realizando nuevos tendidos por 13 km de red de media tensión, beneficiando a usuarios principalmente de las localidades de San Juan, Villa Vatteone, Gobernador Costa y Santa Rosa (Florencio Varela). Los costos de estas obras fueron del orden de ARS$25 millones.

Si bien las obras se encontraban finalizadas a diciembre de 2017, el ENRE la ha dado como "en servicio" durante 2018, al momento de energizar la red de MT.

Ampliación SE Santa Rita de 2x40 MVA a 2x80 MVA

Se trata de la modificación y ampliación de la actual Subestación Santa Rita, de 2x40MVA a 2x80 MVA donde se sumaron 16 celdas de 13,2 KV, quedando finalmente 32 salidas MT disponibles.

Durante 2018 se dio por finalizada la obra de ampliación por parte del ENRE con la instalación del banco de capacitores que completaba el proyecto.

Nuevo vínculo 132 KV SSEE Dock Sud – Escalada

Se trata de un tendido de 10 km de cable subterráneo 132 KV de 1.200 mm² con aislación XLPE, en simple terna desde SE Dock Sud hasta SE Escalada, mejorando la calidad de servicio en la zona sur del Gran Buenos Aires.

Si bien la mayoría de las obras se encontraban terminadas hacia fines de 2017, el proyecto se da por finalizado por parte del ENRE durante 2018, con la vinculación de la Barra N°1 de SE Escalada.

Traslado SEM Santa Rita a puesto de entrega y medición Roca junto con nuevos alimentadores

Tal como refiere el nombre del proyecto, se trató de un traslado de una Sub Estación Móvil desde la SE Santa Rita hacia un área crítica por déficit de infraestructura. La instalación de un transformador móvil de 35 MVA mejoró la calidad de servicio en zona de Temperley y Santa Catalina. La instalación de nuevos alimentadores corresponde a la segunda etapa del proyecto e implicó el tendido de 2 nuevos alimentadores desde dicha subestación, realizando nuevos tendidos por 4,5 km de red de media tensión, con el objetivo de descargar alimentadores de la SE Temperley, beneficiando a usuarios de las localidades de Temperley y Santa Catalina, partido de Lomas de Zamora. Los costos de estas obras fueron del orden de ARS$7,5 millones.

Puesto de entrega y medición FF.CC Roca (PEyM - Puesto Quilmes)

Se trata de un tendido de 2,5 km de cable subterráneo de 132 KV de 800 mm² con aislación XLPE en doble terna, vinculando las líneas 587/588 con el PEyM, para el abastecimiento de la electrificación del Ramal La Plata del Ferrocarril Roca.

El Puesto de Entrega y Medición consta de un seccionamiento primario en AT, sistema de Telecontrol, Tele-enclavamiento, y medición AT.

Si bien la mayoría de las obras se encontraban terminadas hacia fines de 2017, el proyecto se da por finalizado por parte del ENRE durante 2018 por demoras en la ET, responsabilidad del Ferrocarril.

Reemplazo T.111/112/113 Puerto Nuevo-Azopardo

Se trata de un tendido de 5,3 km de cable subterráneo de 132 KV de 1200 mm² con aislación XLPE en triple terna entre Puerto Nuevo y SE Azopardo. Esta obra mejora la operación del sistema ante necesidades de traslado de carga entre la zona norte y zona sur del GBA.

Las tres ternas se encuentran en servicio al 31 de diciembre de 2018.

Cámaras Pozo

Este proyecto contempla la instalación de Centros de Transformación subterráneos MT/BT en zonas donde se observan criticidades en la red y donde el uso de equipamiento convencional se dificulta. En 2018 se instalaron 40 nuevas cámaras en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA) distribuidos en los siguientes barrios: Caballito, Villa Santa Rita, Villa Gral Mitre, Villa Crespo, Villa Devoto, Flores, Floresta, Mataderos, Villa Luro, Barracas, La Boca, Nueva Pompeya, Parque Avellaneda y Villa Soldati.

Paseo del Bajo

El proyecto Paseo del Bajo contempla la construcción de carriles subterráneos destinados al tránsito pesado, conectando la zona norte y sur de la Ciudad de Buenos Aires. Su construcción interfiere tanto longitudinal como transversalmente con redes de Media y Alta Tensión de Edesur.
Principales actividades:

1- Ejecución de nuevos tendidos en MT para transferir transitoriamente carga a las SSEE vecinas.
2- Se realizan remociones de instalaciones afectadas.
3- Desafectación de las actuales instalaciones de la red de 27,5KV.
4- Conversión de las SE Balcarce y Tres Sargentos a 132KV/13,2.
5- Se vincula nuevamente las redes MT a las SSEE Balcarce y Tres Sargentos, con capacidad para nuevos alimentadores.

Si bien durante el año 2017, se tendieron 16,4 km de red subterránea de media tensión, de acuerdo con los planes elaborados para dar cumplimiento a los ítems 1, 2 y 3; durante el año 2018 se han tendido 7,5 km de red de MT adicionales, prácticamente completando lo programado para este año.

Mejora en infraestructura de red MT

Para atender a la mejora de la calidad, Edesur durante 2018, ha expandido y renovado su red por un valor de 412,3 km ejecutados en media tensión y por 341 km ejecutados en baja tensión. Asimismo, teniendo en cuenta los centros de transformación, estos se incrementaron en 311 CT intervenidos, representando 1.437 transformadores (nuevos y/o renovados).

Para mejorar la situación ante eventos climáticos severos, durante el año 2018 se ha continuado con el plan de "mitigación" en cámaras transformadoras y de distribución, para evitar el ingreso de agua, completando la mejora en 31 cámaras subterráneas.

De igual manera, se sigue trabajando en los refuerzos mecánicos de red aérea de media tensión en la provincia de Buenos Aires, para evitar caídas de postaciones ante tormentas severas, remplazando 299 postes de madera por postes de hormigón.

Terrenos para nuevas subestaciones

En función de plan de inversiones 2017-2021, se requiere la instalación de 3 Subestaciones AT/MT, 2 en la Ciudad de Buenos Aires y 1 en el municipio de Quilmes (Solano). Durante el año 2018 se ha avanzado en la búsqueda de predios que puedan contener dichas subestaciones y, en virtud de ello, se está trabajando con los municipios en la búsqueda de los predios.

Actualmente, se están analizando técnicamente algunas propuestas y negociando al respecto.

Nuevos clientes en alta tensión

Durante el año 2018 se ha comenzado con proyectos para el abastecimiento a nuevos Clientes en AT de acuerdo con la solicitud de estos. Son ejemplo de ello, "Incremento de demanda en Aeropuerto de Ezeiza" (que requerirá suministro en Alta Tensión hacia 2021) y el proyecto "Parque de la Ciudad" (para el cual se mantienen negociaciones por el uso de terreno con el gobierno de la Ciudad de Buenos Aires).

Adicionalmente, se continúa con el proyecto de abastecimiento a la empresa AySA Bernal.

Digitalización de la red

Con el objetivo de mejorar la calidad del servicio, Edesur, durante el año 2018 finalizó la colocación de los primeros medidores inteligentes con el fin de digitalizar su red. El Proyecto Piloto incluyó la instalación de 20.000 equipos

en el área de concesión. Los nuevos medidores inteligentes, tecnología que Enel está aplicando en todo el mundo, tienen muchas ventajas: la lectura del consumo se hace en forma remota y de manera más precisa; las fallas que pueda presentar la red son detectadas en tiempo real, por lo que los tiempos de reparación serán mucho menores; y permite al usuario leer datos de su consumo en forma constante, lo que ayuda a hacer más eficiente el uso de la energía.

En lo referido a las Redes de MT y BT, se ha implementado el relevamiento de todas las redes PIMT e incorporado en el sistema STM, para una operación centralizada.

Se han concluido la integración punta a punta de los sistemas SCADA-STM-SCADA, que permitirá una mejor operación en la red, actualización del sistema CERTA, para la gestión de reclamos con la incorporación de nuevas herramientas de gestión de la red BT, guiada por indicadores de calidad de servicio.

Se comenzó la implementación del sistema e-order (del grupo Enel) y el nuevo sistema de programación de trabajos (PDL) que gestionan la atención de reclamos BT y de las órdenes de mantenimiento, mejorando la gestión del personal y registro de los trabajos.

Gestión del mantenimiento de la red

Durante el año 2018 se comenzó un proyecto de gestión integral del mantenimiento de AT/MT y BT por medio de acciones entrelazadas que permiten obtener menores fallas en la Red. Las acciones más destacadas son los análisis de fallas, implementación del análisis de riesgo operativo, mejora del sistema informático CERTA, monitoreo y análisis de los planes de mantenimiento. Una herramienta muy importante implementada es el relevamiento de las redes aéreas AT/MT por medio de un helicóptero que con un equipamiento de última tecnología realiza fotografías/vider, termografías y detección de imágenes por láser (LIDAR) y en redes BT realiza un Mobile Mapping (obteniendo datos tales como termográficos, y fotografía/video).

En el sistema de Alta Tensión, cabe destacar que durante el año 2018 se dio comienzo a un exhaustivo plan de mantenimiento preventivo en las instalaciones (SSEE) y líneas de trasmisión de Alta Tensión, con un incremento de los trabajos de mantenimiento en un 74% más que en el año 2017, se destacan familias de equipamientos que superan ampliamente el 100% de incremento en su mantenimiento (Interruptores AT y MT, Transformadores de potencia y de medida, Barras en AT).

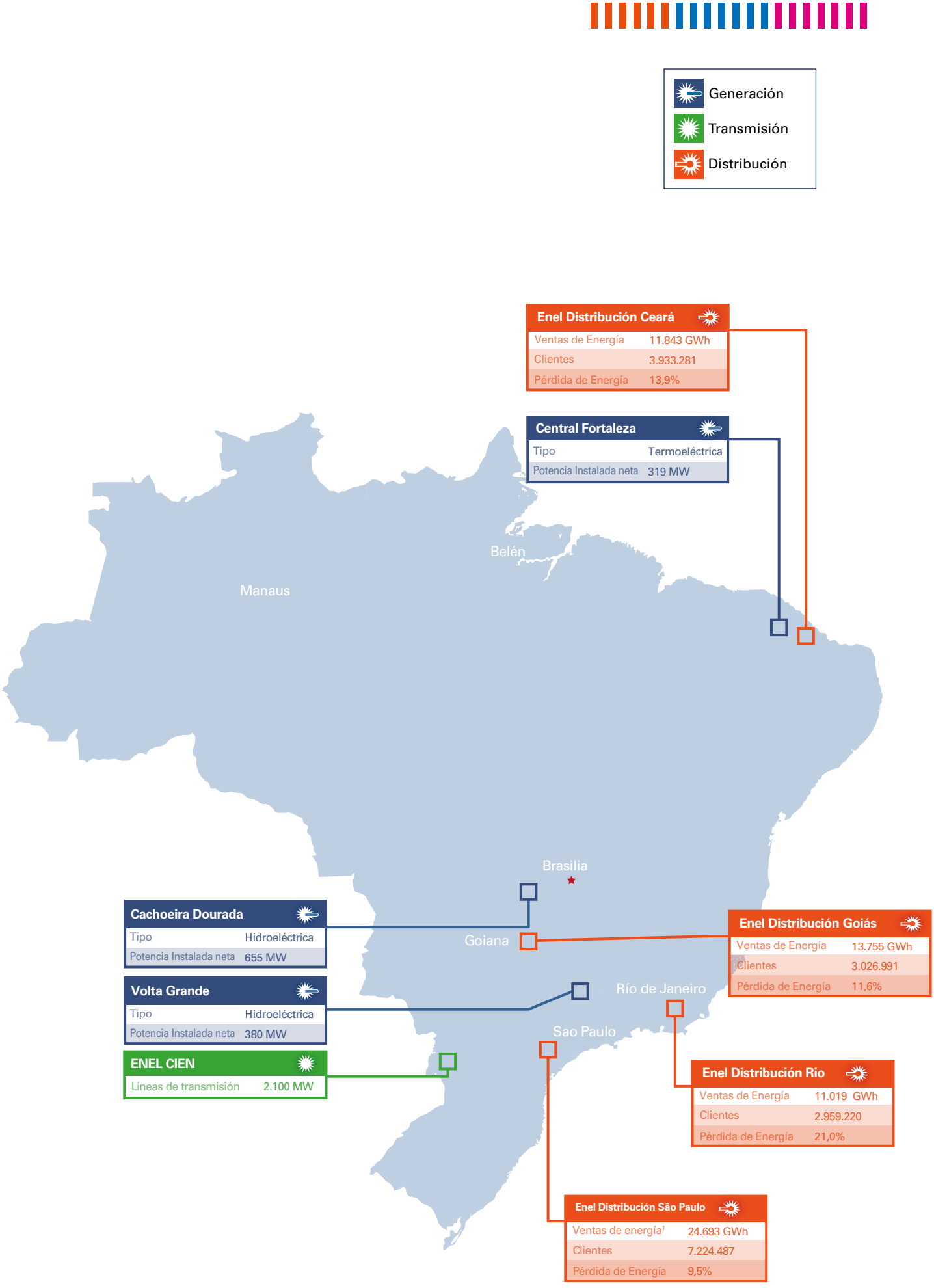
La implementación de este programa de mantenimiento preventivo en el sistema de Alta Tensión es muy relevante ya que cualquier falla en dicho sistema genera cortes del suministro eléctrico a más de 100.000 clientes.

Mejora tecnológica de red

Durante el año 2018 se sigue trabajando en la mejora del SAIDI instalando 555 equipos adicionales de telemandos en diferentes puntos de la red de media tensión, completando 900 puestos operativos desde su comienzo, para una operación más eficiente de la red MT. Se instalaron 1.210 mini UTR (unidades de tele supervisión remota) y 150 supervisores de ramal que permiten obtener información en tiempo real de variables relevantes de la red. También se ha trabajado en la modernización en el diseño de la Red MT/BT y AT, e implementación de nuevas tecnologías en función de las mejores prácticas en distintas distribuidoras y los estándares definidos por el grupo Enel.

Atención de usuarios electrodependientes

Durante el año 2018, con la implementación de nuevas exigencias regulatorias, que señalan que se debe proveer de fuentes alternativas de energía (FAE) a todo usuario con condición de electrodependiente, para que, ante la falta de suministro, pueda mantenerse ese servicio esencial para este tipo de usuario. Con este objetivo, se procedió al desarrollo de un prototipo de fuente alternativa de energía y la implementación de requisitos técnicos, para una compra inicial de 150 unidades. Adicionalmente, para expandir esta fuente alternativa de energía a una mayor cantidad de usuarios electrodependientes, se inició un proceso de licitación para la compra de un máximo de 1.500 unidades FAE, que contempla el suministro, la instalación y el mantenimiento de estos equipos.



*No se incluye consumos ni clientes no facturables en el negocio de distribución.

1. Ventas de energía desde junio 2018, fecha de consolidación de la compañía.

Brasil

Generación eléctrica

Enel Américas participa en la generación eléctrica a través de Enel Brasil y sus filiales Cachoeira Dourada, Volta Grande y Enel Generación Fortaleza.

Estas tres centrales, dos hidroeléctricas y la otra térmica, suman una capacidad instalada bruta total de 1.365 MW, representando el 0,8% de la capacidad del SIN brasileño.

La generación eléctrica del grupo en Brasil alcanzó los 3.755 GWh, logrando el 0,8% del total generado en ese país (termoeléctrica + hidroeléctricas), siendo la producción hidroeléctrica un 86% del total generado por el grupo Enel Américas en Brasil.

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

Cachoeira Dourada

Se ubica en el Estado de Goiás, a 240 km al sur de Goiânia. Posee diez unidades generadoras con un total de 658 MW de capacidad instalada bruta. Es hidroeléctrica de pasada y utiliza las aguas del río Paranaiba.

La generación neta durante 2018 fue de 2.071 GWh y las ventas alcanzaron los 18.098 GWh.

Volta Grande

Enel Américas a través de su filial Enel Brasil adquirió el derecho de operar por un período de 30 años, la central Hidroeléctrica de Volta Grande, ubicada en el Rio Grande, entre los estados brasileños de São Paulo y Minas Gerais. La concesión tuvo un costo total de BRL$1.420 millones (aproximadamente US$436 millones). Enel Brasil ganó la subasta de concesiones hidroeléctricas realizada por el gobierno brasileño el 27 de septiembre de 2017, en sesión pública abierta en la Bolsa de Valores de São Paulo. La gestión sobre el activo empezó el 11 de noviembre de 2017. La adquisición de esta concesión se financió con 60% deuda y 40% de patrimonio. Inicialmente se consideró un crédito puente de dos años (2018-2019) bajo garantía de Enel. Durante el período del préstamo puente, se estructurará una financiación de largo plazo. Más antecedentes sobre esta operación se detallan en la Nota 10 de los estados financieros consolidados de Enel Américas, a diciembre de 2018.

La generación neta en 2018 fue de 1.148 GWh y las ventas alcanzaron los 1.376 GWh.
Con esta adquisición, Enel Brasil aumentó su capacidad hidroeléctrica en Brasil en 40%, añadiendo 380 MW a su portafolio.

Enel Generación 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 327 MW (brutos) que utiliza gas natural y puede generar un cuarto de las necesidades de energía eléctrica de Ceará, que alberga una población cercana a los 9 millones de personas.

Construida en un área de 70 mil m^2, forma parte de la infraestructura del Complejo Industrial y Portuario del Pecém e integra el Programa Prioritario de Termoeletricidade (PPT) del Gobierno Federal. Su localización es estratégica para impulsar el crecimiento regional y viabilizar la instalación de otras industrias. Su principal cliente es la distribuidora Enel Distribución Ceará y su principal proveedor es Petrobras.

La generación eléctrica de 2018 fue de 537 GWh, mientras que sus ventas alcanzaron los 2.763 GWh.

Terrenos reservados para futuros proyectos

Enel Brasil posee un terreno de 75 hectáreas en la ciudad de Macaé, estado de Río de Janeiro.

Transmisión eléctrica

El grupo Enel Américas también participa en la transmisión y comercialización de electricidad en Brasil, por medio de la línea de interconexión entre Argentina y Brasil. Lo hace a través de la empresa Enel Cien, donde posee el 99,3% de la propiedad.

Enel Cien

Enel Cien es una empresa de transmisión de energía de Brasil. Su complejo está formado por dos estaciones de conversión de frecuencia denominadas 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 Enel Cien mantiene control de 100% del capital.

El sistema de interconexión consiste de dos líneas de transmisión, con extensión total de 1.006 kilómetros, y la Estación Conversora de Garabi, SE STA (Santo Angelo/RS) e SE YTA (Itá/SC).

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

Distribución eléctrica Brasil

Enel Américas participa en la distribución de electricidad a través de Enel Brasil y sus filiales Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Goiás y Enel Distribución São Paulo.

Enel Américas posee directa e indirectamente una participación económica del 99,7%, 74,1%, 99,9% y 95,88% de la propiedad de dichas compañías, respectivamente.

En Brasil, las principales distribuidoras que componen el sistema eléctrico son: CPFL, Cemig, Light, Coelba y Copel.

Enel Distribución Río

Enel Distribución Río (anteriormente llamada Ampla) es una compañía de distribución de energía con actuación en el 73% del territorio del Estado de Río de Janeiro, lo que corresponde a un área de 32.188 km^2. La población alcanza aproximadamente a los 8 millones de habitantes, repartidos en 66 municipios. Los más destacados son Niterói, São Gonçalo, Petrópolis, Campos y Cabo Frío.

Durante 2018, Enel Distribución Río entregó servicio de energía eléctrica a 2.959.220 clientes facturados. Del total, 92% corresponden a clientes residenciales, 5% a comerciales, y 3% a otros usuarios.

Las ventas de energía en 2018 alcanzaron un total de 11.019 GWh, que representaron una leve reducción en relación a 2017. En esta cifra es importante la participación de clientes residenciales que representan el 43% de las ventas físicas, seguido por clientes comerciales con 18% de ventas, luego los clientes industriales con 4% y otros clientes y peajes que representan el 36% de las ventas. Enel Distribución Río actúa con gran énfasis en el combate al hurto de energía, con proyectos de uso de tecnología y actuación social.

Sin embargo, hoy en día las pérdidas de energía siguen representando uno de los principales desafíos de Enel Distribución Río que cerró el 2018 con 20,99% de pérdidas de energía. Comparado con 2017, es un incremento de 0,60 p.p. debido principalmente al aumento de las áreas de riesgos y el empeoramiento de la situación económica del Estado de Río de Janeiro.

Además, Enel Distribución Río actúa también en la mejora de los indicadores de calidad y en 2018 redujo el SAIDI (tiempo sin suministro eléctrico) un 23% respecto a 2017 (14,10h vs 18,21h).

Enel Distribución Ceará

Es la compañía de distribución eléctrica del Estado de Ceará, en el noreste de Brasil, y abarca una zona de concesión de 148.921 km^2. La empresa atiende a una población de más de 9 millones de habitantes.

Durante 2018, Enel Distribución Ceará (anteriormente llamada Coelce) entregó servicio de energía eléctrica a 3.933.281 clientes facturados. Del total, 81% corresponden a clientes residenciales, 4% a comerciales y 15% a otros usuarios,
Las ventas de energía en 2018 fueron de 11.843 GWh, que representan un aumento de 2,8% con respecto a 2017. En estas ventas participaron clientes residenciales con 37%, comerciales con 19%, industriales con 12%, seguido por peajes y otros clientes con 32%.

Enel Distribución Goiás

Enel Américas, a través de su filial Enel Brasil adquirió el 94,8% del capital social de Enel Distribución Goiás (antes Celg), compañía distribuidora que opera en el estado brasileño de Goiás, por un monto total de BRL$ 2.187 millones (aproximadamente US$640 millones).

Enel Brasil ganó la licitación pública para la privatización de Celg, que realizó el gobierno brasileño en noviembre de 2016, a través del Banco Nacional de Desarrollo BNDES y comenzó la gestión sobre el activo el 14 de febrero de 2017. En mayo de 2017, Enel Brasil adquirió un 5% más del capital de Celg (hoy Enel Distribución Goiás) por el monto de BRL$81,7 millones. Adicionalmente, Enel Brasil realizó un aumento de capital en Enel Distribución Goiás por un total de BRL$1.600 millones. Al fin de 2017, la participación de Enel Brasil en el capital de Enel Distribución Goiás llegó a un 99,93%. Más antecedentes sobre esta operación se detallan en la Nota 7.1. de los estados financieros consolidados de Enel Américas a diciembre de 2018.

La compra de Enel Distribución Goiás se financió completamente con fondos recaudados en el aumento de capital de Enel Américas aprobado a fines de 2012.

La compañía está ubicada en el centro-oeste de Brasil, que abarca una zona de concesión de 337 mil km^2 y atiende a una población de más de 6 millones de habitantes.

Las ventas de energía en 2018 fueron de 13.755 GWh, aumentando 12,2% con respecto al año 2017 (tomando en cuenta que la consolidación de esta distribuidora fue a partir de febrero de 2017). En éstas participaron un 34% de clientes residenciales, un 18% de clientes comerciales, un 26% de clientes industriales y un 22% de peajes y otros.

Durante 2018, Enel Distribución Goiás entregó servicio de energía eléctrica a 3.026.991 clientes facturados. La clasificación por tipo de clientes indica que el 86% son residenciales, 7% clientes comerciales, mientras que otros clientes representan el 10%.

Además, Enel Distribución Goiás actúa también en la mejora de los indicadores de calidad y en 2018 redujo el SAIDI (tiempo sin suministro eléctrico) un 19% respecto a 2017 (26,19h vs 32,29h).

Enel Distribución São Paulo

Enel Américas a través de su filial Enel Brasil Investimentos Sudeste adquirió el 73,4% del capital social de Enel Distribución São Paulo (antes Eletropaulo), compañía distribuidora que opera en el estado brasileño de São Paulo, por un monto total de BRL$ 5.553 millones (aproximadamente US$1.445 millones), por intermedio de licitación pública realizada el 4 de junio de 2018, con liquidación financiera y transferencia de las acciones el 7 de junio de 2018. En julio de 2018, Enel Sudeste adquirió más de un 19,9% del capital de Enel Distribución São Paulo por el monto de BRL$1.516 millones (aproximadamente US$395 millones).

Adicionalmente, Enel Sudeste realizó un aumento de capital por un total de BRL$1.500 millones (aproximadamente US$395 millones) y con esto, la participación de Enel Brasil en el capital de Enel Distribución São Paulo llegó a un 94,4%. Más antecedentes sobre esta operación se detallan en la Nota 7.2. de los estados financieros consolidados de Enel Américas a diciembre de 2018.

Enel Distribución São Paulo es la mayor distribuidora de energía eléctrica de Brasil en volumen de venta de energía, presente en 24 ciudades de la Región Metropolitana de São Paulo incluyendo la capital, principal centro económico y financiero de Brasil.

Su área de concesión, que totaliza 4.526km^2, concentra el mayor PIB nacional y la más alta densidad demográfica del país, 1.596 unidades consumidoras por km^2 con 18 millones de personas, lo que corresponde a 32,6% del total de energía eléctrica consumida en el Estado de São Paulo y el 9,1% del total de Brasil.

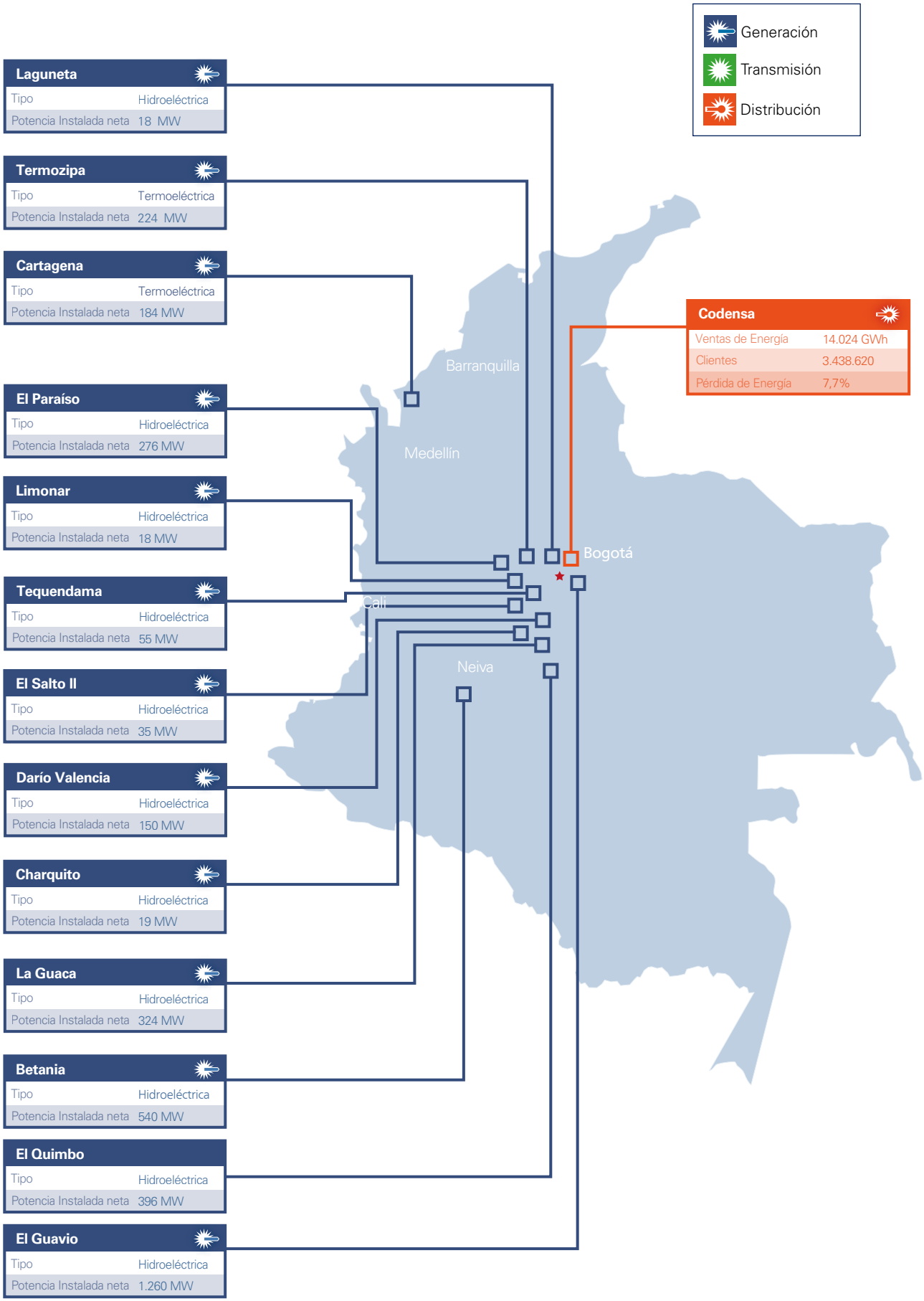
Durante 2018, Enel Distribución São Paulo entregó servicio de energía eléctrica a 7.224.487 clientes facturados. Del total, 94% corresponden a clientes residenciales, 6% a comerciales, y 1% a otros usuarios. Tomando en cuenta desde el momento de consolidación de la compañía (junio 2018), la distribuidora vendió 24.693 GWh.

Actividades y proyectos en distribución

Eficiencia energética

Los proyectos de eficiencia energética incluyen acciones para estimular el consumo consciente de la energía, el cambio de equipos (refrigeradores, congeladores, lámparas) y cableado eléctrico, con un impacto significativo en el consumo de energía y mejora de la eficiencia energética de los hogares. En 2018, 81.793 personas se beneficiaron en Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Goiás y, recientemente, Enel Distribución São Paulo, por iniciativas de cambio de equipos. También 164.115 consumidores fueron favorecidos por los proyectos de educación para el consumo consciente (125.615 en conferencias y talleres, 11.020 por los agentes de la comunidad y 27.480 por el programa en las escuelas). Los proyectos son apoyados por camiones itinerantes equipados con un modelo explicativo del proceso de generación, transmisión y distribución de energía, simuladores del consumo y tótems interactivos con actividades divertidas para todas las edades. El desplazamiento del proyecto garantiza el acceso a la información para los residentes y estudiantes de lugares distantes de las áreas metropolitanas.

El programa de eficiencia energética de Enel Brasil en 2018 centró sus iniciativas en las regiones con mayor incidencia en las pérdidas comerciales (robo de electricidad), estimulando iniciativas de consumo responsable de la energía en la población, especialmente entre los consumidores de baja renta. Los recursos invertidos por los distribuidores son regulados y equivale al 0,4% de los ingresos operacionales netos de las empresas.



*No se incluye consumos ni clientes no facturables en el negocio de distribución.

Colombia

Generación Eléctrica

Enel Américas participa en la generación de energía eléctrica en Colombia con su filial Emgesa. Controla directamente el 48,5% de la propiedad (participación económica) y el 56,7% de la participación política. La generación eléctrica del Enel Américas en este país alcanzó el 20% del total generado en dicho mercado en 2018. Otras generadoras conectadas al sistema eléctrico colombiano son: Empresa Pública de Medellín, Isagen, Gecelca, Celsia y Chivor.

Emgesa

El 1 de septiembre de 2007 se fusionaron las sociedades colombianas Emgesa S.A. E.S.P. y Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P., quedando esta última como sociedad absorbente que modificó su nombre a Emgesa S.A. E.S.P.

Es la mayor empresa de generación eléctrica de Colombia por su capacidad instalada neta. La conforman 17 centrales que totalizan una potencia neta de 3.499 MW, entre las cuales se encuentra El Guavio de 1.250 MW, la central hidroeléctrica más grande del país. De estas 17 centrales existentes, 15 son hidroeléctricas y 2 térmicas. La generación neta fue de 14.052 GWh durante 2018. La generación hidráulica fue de 13.763 GWh y la generación térmica fue de 289 GWh. Las ventas en bolsa totales alcanzaron 2.827 GWh.

Contexto hidrológico para Emgesa en 2018

Las condiciones ENSO (Oscilación del Sur El Niño, por sus siglas en inglés) estuvieron neutrales en el Pacífico Central la mayor parte del año 2018, sin ninguna incidencia en los aportes hidrológicos de los principales ríos en Colombia. Finalizando el 2018 se presentó alerta ante la probabilidad de la formación de un fenómeno ENSO/EL Niño 2018-2019, según las publicaciones del Instituto de Hidrología, Meteorología y de Estudios Ambientales-IDEAM y agencias internacionales, que implica déficit de lluvias en Colombia.

Durante los tres primeros trimestres de 2018 los aportes a nivel nacional (SIN) fueron superavitarios y deficitarios en el último trimestre, este último con registros sostenidos por debajo de la media histórica. El déficit se presentó por los bajos registros de la segunda temporada de lluvias en el país, debido a la incidencia de fenómenos atmosféricos que inhibieron las lluvias como la fase subsidente de la onda intra-estacional MJO (Oscilación Madden Julian, por sus siglas en inglés) y el lento desplazamiento de la Zona de Confluencia Intertropical (ZCIT) que regula las lluvias.

Los aportes hidrológicos acumulados durante el año 2018 de las cuencas aferentes a: Bogotá y Guavio estuvieron por encima de la media histórica, Quimbo normales y Betania Cuenca Propia deficitarios.

Efectiva gestión de mantenimiento en las centrales de generación e hitos de la gestión de producción en 2018

En el 2018 la generación de energía neta de Emgesa alcanzó 14.052 GWh, con una disminución del 4,8% con respecto al 2017, principalmente una menor generación hidráulica, dada por menores aportes con respecto a la media histórica y por diferencias en el contexto de mercado.

La disponibilidad del parque generador de Emgesa en el 2018 fue del 91,2%, con una disminución de 1,3 puntos porcentuales, comparada con el 2017, debido al incremento de mantenimientos en la unidad 3 de la central Cartagena y en la central Termozipa por el proyecto Life Extension y de mejora ambiental.

En total se registraron 185.451 horas de servicio de las unidades de generación durante el 2018, 6.482 horas más que en 2017.

Se realizó el mantenimiento mayor de la central El Guavio, el último fue realizado en 2007. Este mantenimiento, contó con más de 18 meses de planificación y se ejecutaron los trabajos relacionados con el overhaul de las válvulas esféricas de las cinco unidades, se realizaron actividades paralelas de inspección de obras civiles, mantenimiento en los túneles de carga y de descarga y mantenimientos anuales de los sistemas asociados. Este mantenimiento se finalizó según lo planeado.

Comercialización de gas

En 2018 la compañía continuó con su proceso de consolidación en el mercado del gas natural en Colombia, logrando un incremento en el margen del 23% respecto al año 2017 (COP$3.421 millones), debido al incremento de las ventas SPOT en un 312% el cual pasó de COP$470 millones a COP$1.937 millones. Se atendieron 14 clientes industriales (no regulados) en Bogotá, Manizales y Cartagena y 3 clientes en boca de pozo (mercado secundario). Se logró la firma de nuevos contratos de venta con clientes finales para el 2019 con duración de 1, 3 y 5 años.

Actividades y proyectos en generación

Mejoras en la Central Termoeléctrica Termozipa

Termozipa es una planta termoeléctrica de Emgesa ubicada a unos 40 km de Bogotá. Consta de 4 unidades con una capacidad instalada total de 236 MW y que es suministrada con carbón local de minas cercanas. Entre otras cosas, el proyecto de mejoras contempla intervenciones en calderas, turbinas, generadores y toma de agua. Esto permitirá ampliar la vida útil de la central 15 años o 100.000 horas de operación más a las actuales. Además, mejorará la tasa de calor específico (una medida de la eficiencia de la planta de energía) y reducirá la indisponibilidad de energía. Con este proyecto se busca alcanzar altos estándares ambientales en cuanto a emisiones de gas entre centrales térmicas de carbón en América Latina, apuntando a: emisiones de Óxidos de Nitrógeno (NOx) menores a 330 mg/Nm^3; emisiones de Dióxido de Sulfuro (SO_2) menores a 400 mg/Nm^3 y emisiones de material particulado menor a 35 mg/Nm^3. Las intervenciones se iniciaron a fines de 2016 y se espera que concluyan en 2022, incluyendo las mejoras ambientales que tienen como objetivo alcanzar el nuevo régimen de emisiones en todas las unidades de generación.

Sistema de almacenamiento de energía en baterías Termozipa

El proyecto consiste en la instalación de un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS, por sus siglas en inglés) con 14 MW de capacidad instalada y 7 MWh de almacenamiento de energía conectado a las barras de 13,8 kV de las cuatro turbinas existentes en la central, cuyo fin es brindar servicios primarios de regulación de frecuencia, a través de las unidades de la planta de energía. De esta manera, se optimizan los procesos de esta central eléctrica y se pueden vender los 7 MW de potencia adicional, mejorando los ingresos generales de la planta.

Terrenos reservados para futuros proyectos

En Colombia, Enel Américas no cuenta con terrenos reservados para proyectos futuros.

Distribución eléctrica

Codensa

Codensa es la empresa de distribución y comercialización de energía de Enel Américas en Colombia, la cual atiende el mercado completo de Bogotá y Cundinamarca, al igual que a trece municipios de los Departamentos vecinos de Meta, Tolima y Boyacá.

Al finalizar 2018, la compañía atendía más de 3,4 millones de clientes, y obtuvo importantes logros y avances en los proyectos y actividades tendientes a mejorar la calidad del servicio, cuyo resultado se reflejó en que nuestros clientes tuvieran mejoras en la frecuencia de interrupciones promedio (9.0 veces de SAIFI -System Average Interruption Frequency Index-) y en la duración de las interrupciones (710 Min de SAIDI -System Average Interruption Duration Index-).

Actividades y proyectos en distribución

Los frentes de trabajo se enfocaron en:

- Proyectos para el mejoramiento de la calidad de servicio
- Proyecto Telecontrol de la Red
- Reposición y Normalización de infraestructura de alta y media tensión (subestaciones y líneas)
- Ampliación de la capacidad instalada en subestaciones de potencia y redes de MT
- Ampliación de cobertura para zonas rurales
- Mejoramiento en el control de pérdidas
- Conexión masiva de clientes y de generadores
- Medición Inteligente
- Digitalización de la red

Los resultados anteriormente descritos, corresponden a la visión de Codensa de gestionar la red para lograr estándares mundiales en calidad del servicio, bajo escenarios de mayor inversión y operaciones, implementando el Telecontrol a nuestra red alcanzando así indicadores muy satisfactorios de calidad del servicio para todos nuestros clientes.

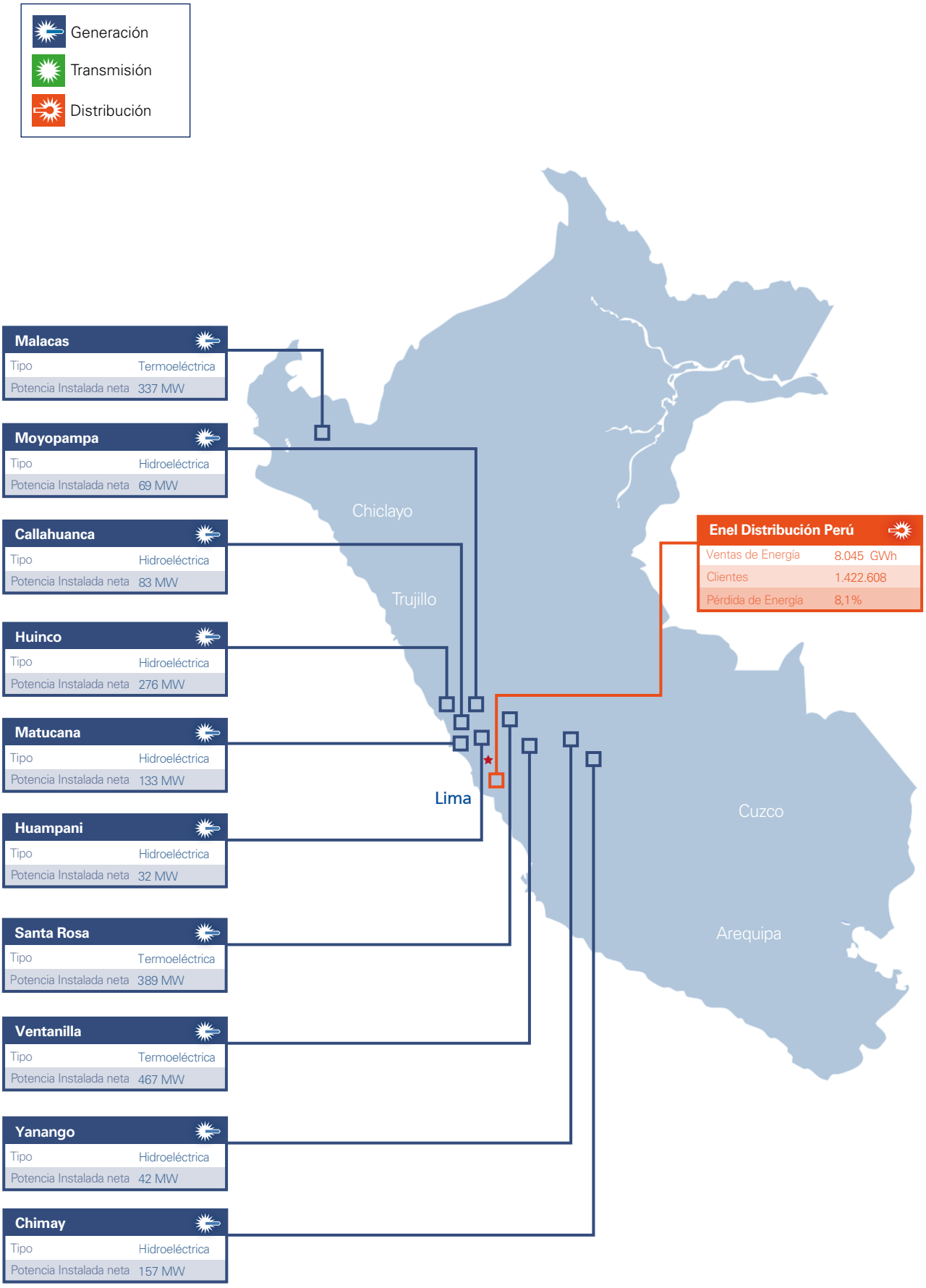
Además, y continuando con el programa de disciplina de mercado, resalta que a través del despliegue de planes para disminuir el hurto de energía se logró que el índice de pérdidas cerrara en 2018 en 7,74%.

La demanda de energía eléctrica en el área de influencia de Codensa presentó un crecimiento TAM de 1,17%. Durante 2018 se vendieron 14.024 GWh, de los cuales 36% corresponde a clientes residenciales, 18% a clientes comerciales, 35% a peajes y 12% entre clientes industriales y otros.

Al 31 de diciembre de 2018 Codensa tiene instalados 73.013 medidores inteligentes y 1.652 macromedidores inteligentes en el marco del proyecto Medición Inteligente.

Así mismo, en cuanto a alumbrado público se continuó con el proyecto de modernización del alumbrado público en Bogotá, que en 2018 incluye la instalación de más de 50.000 luminarias con tecnología LED para un acumulado total de más de 70.000 luminarias LED en la ciudad sobre un total de 350.187 luminarias del sistema de alumbrado público en Bogotá; además, al cierre de 2018 se han modernizado 164.295 luminarias con tecnología Balasto Electrónico (Sodio y Halogenuro metálico) en diferentes sectores de la ciudad.

Es de resaltar que, durante el 2018, Codensa continuó la implementación del proyecto Smart City en lo correspondiente con la infraestructura AMI y los equipos de Telecontrol. De igual forma, Codensa como empresa de servicios públicos continuó con el apoyo al Distrito en el desarrollo de la primera línea del Metro de la Capital de Colombia, definiendo el traslado de las redes eléctricas a lo largo del trazado y los puntos de conexión donde se realizará el suministro de energía contribuyendo así con el desarrollo de Bogotá.



*No se incluye consumos ni clientes no facturables en el negocio de distribución.

Perú

Generación eléctrica

Enel Américas S.A., a través de Enel Perú S.A.C. es titular del 83,60% de las acciones de Enel Generación Perú y del 96,50% de Enel Generación Piura, también a través de Enel Perú S.A.C., de la que posee un 100% de su capital accionario.

En Perú, otras generadoras conectadas al sistema eléctrico son: Electroperú, Engie Energía Perú y Kallpa Generación.

Enel Perú S.A.C.

Enel Perú S.A.C. es una empresa constituida en el Perú, cuyo objeto social es realizar inversiones en otras sociedades, principalmente en aquellas dedicadas a la explotación de recursos naturales y, muy especialmente, en las vinculadas a la generación, producción y comercialización de energía eléctrica; desarrollar ingeniería para la construcción de plantas de energía eléctrica; realizar actividades de suministro, montaje y puesta en marcha de equipos, instalaciones y/o servicios para la producción de energía eléctrica. Además, podrá realizar cualquier otra actividad vinculada al sector energético y aguas.

Enel Generación Perú S.A.A.

Enel Generación Perú comercializa en el mercado peruano potencia y energía eléctrica, las cuales cumplen con todas las especificaciones de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, siendo las más importantes los niveles de tensión, la frecuencia y el tiempo de indisponibilidad del servicio.

La capacidad instalada bruta total asciende a 1.590 MW, (15.02% del total de potencia del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – en adelante "SEIN") donde el 44% corresponde a generación hidráulica y el 56% a generación térmica, considerando a las centrales Yanango (43 MW) y Chimay (155 MW), que desde el 31 de mayo de 2009 se escindieron para formar parte de Chinango S.A.C.

La participación accionaria de Enel Generación Perú al 31 de diciembre de 2018 es la siguiente: 83,60% corresponde a Enel Perú S.A.C. (del cual Enel Américas posee el 100% de sus acciones), Prima AFP S.A. posee el 5,96% de accionariado y otros accionistas con el remanente del 10,44%.

Se cuenta con siete centrales hidroeléctricas, cinco en Lima y dos en Junín. Cabe señalar que la Central hidráulica Callahuanca se encuentra en proceso de reconstrucción y fuera de operación comercial desde el 15 de junio de 2017, debido a los daños producidos como consecuencia de co-

rrimientos de tierra presentados durante el mes de marzo de ese año, por el fenómeno de "El Niño Costero".

Las centrales hidroeléctricas de Lima se ubican en la cuenca del río Rímac. En la cuenca del río Santa Eulalia, afluente del río Rímac, se ubica la Central Huinco con una capacidad de generación de 278 MW y en la cuenca del río Rímac se ubica la Central Matucana, con una capacidad de generación de 137 MW. Estos ríos son derivados vía túneles y canales a la localidad de Barba Blanca, donde se encuentra ubicada la Central Callahuanca, la cual disponía de una capacidad de generación de 84 MW. Aguas abajo están ubicadas las centrales Moyopampa, con 69 MW, y Huampaní, con 31 MW. La capacidad total de estas cinco centrales es de 515 MW (sin Callahuanca).

Además, se cuenta con 21 lagunas que tienen una capacidad de 282.35 hm^3, lo que permite regular el caudal para generación y para el abastecimiento de agua de la ciudad de Lima.

En el departamento de Junín se ubican dos centrales hidroeléctricas: Yanango, con 43 MW, que aprovecha las aguas del río Tarma; y Chimay, con 158 MW, que aprovecha las aguas del río Tulumayo. Ambas suman un total de 201 MW. Estas dos centrales pasaron a formar parte de la subsidiaria Chinango, como consecuencia de un proceso de reorganización societaria simple.

Asimismo, se cuenta con dos centrales térmicas, Santa Rosa y Ventanilla, con una potencia de 403 MW y 472 MW, respectivamente. La primera, ubicada en el Cercado de Lima, está constituida por las unidades UTI con 94 MW, TG7 de 122 MW y TG8 de 187 MW. La segunda central, ubicada en la provincia constitucional del Callao, cuenta con tres unidades de generación: dos turbinas de gas y una turbina de vapor que conforman un ciclo combinado. La Central Térmica Ventanilla fue el primer ciclo combinado instalado en el Sein y actualmente corresponde a uno de los cinco ciclos combinados con los que cuenta el sistema. Las centrales térmicas utilizan como combustible principal el gas natural, que proviene de los yacimientos de Camisea y como combustible alternativo el diésel 2.

La producción total en Enel Generación Perú alcanzó 7.510 GWh en 2018, un 9,1% mayor con respecto al año anterior. Las ventas de energía totalizaron 9.997 GWh a diciembre de 2018, un aumento de 1,8% con respecto al 2017.

Enel Generación Piura S.A.

Su objetivo principal es realizar actividades propias de la generación y la comercialización de energía eléctrica, y mantener presencia en el negocio de gas natural.

La planta está ubicada en la ciudad de Talara, al noroeste del Perú, y la parte administrativa en la ciudad de Lima. Sus operaciones se realizan dentro del área de concesión, y de acuerdo con la legislación vigente que le permite desarrollar todos los actos y operaciones civiles, industriales, comerciales y de cualquier otra índole que estén relacionados o sean conducentes al objetivo principal.

La participación accionaria de Enel Generación Piura al 31 de diciembre de 2018 es la siguiente: 96,50% corresponde a Enel Perú S.A.C. (del cual Enel Américas posee el 100% de sus acciones) y otros accionistas con el remanente del 3,50%.

Las plantas de generación son:

- Central Malacas 1: Conformada por una unidad marca Siemens, modelo SGT-800, denominada TG6, con una capacidad instalada bruta de 51 MW, la cual opera con gas natural. Dicha unidad inició su operación comercial el 25 de febrero de 2017.
- Central Malacas 2: Conformada por una unidad marca ABB, denominada TGN-4, con una capacidad instalada bruta de 106 MW, la misma opera con gas natural.
- Central Malacas 3: Conformada por una unidad marca Siemens, denominada TG-5, la cual opera con combustible diésel B5 en ciclo abierto en condición de Reserva Fría. El 04 de Julio de 2018 se aprobó una nueva capacidad instalada bruta de 187 MW en modo diésel. Cabe señalar que, desde el 06 de agosto de 2017, el Coes Sinac aprobó una capacidad instalada bruta de 128 MW en "modo gas natural" en forma adicional a su operación con combustible diésel.

Centros de Producción

Central	Unidad	Fabricante	Combustible declarado	Capacidad instalada bruta (MW)
Malacas 1	TG-6	SIEMENS	Gas Natural	51*
Malacas 2	TGN4	ABB	Gas natural	106 **
Malacas 3	TG-5 RF	SIEMENS	Diesel B5	187***
Total				**344**

* Vigente a partir del 07 de mayo del 2017.
** Vigente a partir del 20 de Julio del 2017. Desde el 07.10.2017 opera en modo de inyección de agua para reducir emisiones NOx.
*** Desde el 07.10.2017 opera en modo de inyección de agua para reducir emisiones NOx.

La producción en Enel Generación Piura alcanzó los 603 GWh en 2018, un 10,1% más que el año 2017. Las ventas de energía totalizaron 603 GWh a diciembre de 2018, una reducción de 5,8% con respecto al mismo período del año anterior.

Actividades y proyectos en generación

Actividades y proyectos en centrales hidroeléctricas

Rehabilitación central hidráulicas después de fenómeno niño costero de marzo 2017

En 2018, se continuó con los trabajos de rehabilitación de las centrales afectadas por el fenómeno "Niño Costero", de las cuales C.H. Callahuanca y C.H. Huinco registraron daños importantes en equipos electromecánicos e infraestructura. Se realizaron trabajos planificados de rehabilitación, tomando las precauciones y seguridad respectiva en temporada de lluvias. La unidad de Operación y Mantenimiento completó más de 70 actividades en el cronograma de rehabilitación de las centrales como reparaciones e inspecciones a canales y trabajos menores civiles, adicionalmente a la rehabilitación de la C.H. Callahuanca, que tiene como mayor contratista a Andriz. En febrero, se produjo un incendio en la Cámara de Carga de la C.H. Callahuanca, quedando en pérdida la sala de mando y control, de inmediato se realizaron trabajos de limpieza y rehabilitación para concluirlo y no afectar el cronograma de rehabilitación de la central. Este trabajo se concluyó en noviembre.

Proyecto de expansión central Huampani

Huampani es una central hidroeléctrica ubicada en Lurigancho Chosica, distrito de Lima, Perú. El proyecto Huampani de recuperación de energía hidroeléctrica consiste en la expansión de la capacidad instalada de la central eléctrica (actualmente 31 MW) mediante la instalación de dos nuevas turbinas (un total de 0,7 MW) dentro del canal de descarga de la central hidroeléctrica Huampani existente, utilizando un generador propio y equipamiento auxiliar. Se conectará a la subestación Huampani a través de una línea de 10kV de 140 metros de longitud.
El permiso ambiental para el proyecto, así como el permiso arqueológico, o Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos (CIRA) y el Estudio de Preoperabilidad (EPO) fueron otorgados en 2016. La construcción comenzó en agosto de 2017 y, al 31 de diciembre de 2018, el proyecto se completó sustancialmente; sin embargo, a la fecha de este informe, se están realizando obras destinadas a mejorar la eficiencia.

Aumento de la potencia de C.H. Huinco en más 10 MW

En noviembre 2017, se concluyeron los cambios de 4 nuevos rodetes Pelton de diseño más eficiente. La inversión fue de US$3.2 millones y tuvo como principal beneficio el incremento de la capacidad instalada bruta en 10MW. El 3 de enero de 2018 el Coes aprobó el ensayo de potencia efectiva.

Huinco y Matucana participan al mercado de regulación secundaria de frecuencia

Las C.H. Huinco y C.H. Matucana inician su participación en el mercado de Regulación Secundaria de Frecuencia (en adelante "RSF") desde fines de 2017 y febrero 2018, respectivamente; para ello se adecuaron los equipos de comunicación y control de estas centrales según el Procedimiento N°22 de COES. Se prevé que C.H. Chimay participe en dicho mercado en 2019.

Mantenimiento mayor Grupo 2 de Huinco

En el período de agosto a diciembre se realizó el rebobinado del estator, mantenimiento del rotor y cambio de semiejes del generador G2 de Huinco, con la finalidad de aumentar la confiabilidad de la unidad y la eficiencia para el cumplimiento de los nuevos estándares de calidad. Este trabajo tuvo una inversión de US$2,7 millones y fue realizado por Andriz. La rehabilitación se realizó en 18 semanas.

Trabajos Civiles: Techado del Canal Huampaní y de Marcapomacocha

En el período de mayo a junio, se techaron 59 m del canal de Huampaní (inversión de aproximadamente US$600 mil). El propósito de estos trabajos fue eliminar los riesgos de caída de los pobladores que tienen sus viviendas aledañas al canal, y en la zona de las quebradas evitar la obstrucción del canal por eventuales deslizamientos. Se tiene proyectado culminar las obras del techado del canal Huampaní en el año 2021.

Entre octubre y diciembre se techaron 450 m del canal Marcapomacocha. Este trabajo es importante, ya que con el techado se impide el acceso y/o caída de piedras, evitando así las obstrucciones en la conducción de las aguas. La inversión fue de aproximadamente US$180 mil.

Actividades y proyectos en centrales termoeléctricas

Reparación de Generador TG7 – Central Térmica (C.T.) Santa Rosa

A inicios del segundo semestre se realizó la reparación de emergencia en el estator del generador de la unidad TG7 de la C.T Santa Rosa, debido a una falla a tierra en la derivación de codo del anillo de la fase R. Después de un exhaustivo análisis, en conjunto con E&C global, se decidió realizar la reparación de la falla extrayendo el rotor del generador. Está reparación de emergencia para reponer la operatividad del generador, se completó el 4 de julio.

Proyecto de Rebobinado del Estator del Generador TG4

En junio de 2017, debido a una mala maniobra de la empresa General Electric, cuando realizaba la inserción del rotor dentro del generador, durante el mantenimiento mayor de la unidad TG4, este cayó causando daños en el estator del generador. Ante el evento, se realizó la gestión y pronta reparación de emergencia de los daños ocurridos dentro del generador. Durante el transcurso del 2017, han continuado los trabajos de ingeniería y gestión de suministros mayores, para una reparación completa del estator y junto con la empresa General Electric se acordó realizar el rebobinado completo del estator del generador. El proyecto concluyó

exitosamente en Julio del 2018, logrando extender la vida útil, asegurando la capacidad y eficiencia del generador de la unidad TG4.

Sistema de almacenamiento de energía en baterías Ventanilla

Ventanilla es una central termoeléctrica con una capacidad instalada de 479 MW, situada en la provincia de Callao. Se compone de tres unidades, dos turbinas a gas y una turbina a vapor, que generan en ciclo combinado. El proyecto involucra la instalación de un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS, por sus siglas en inglés) en la central Ventanilla, con unos 14 MW de capacidad instalada y 7 MWh de almacenamiento de energía , conectado a la barra de 16 kV de una de las turbinas existentes instaladas en la central, cuyo fin es proporcionar la regulación de la frecuencia primaria que requiere la central existente, para optimizar sus operaciones y reducir potenciales sanciones asociadas con los costos de regulación de la frecuencia primaria y regulación de la frecuencia secundaria.

El permiso ambiental se otorgó en 2017, mientras que la autorización previa de conexión del operador del sistema se emitió durante el primer trimestre de 2018. El período de construcción se estima en alrededor de 12 meses y se espera que se complete en 2019.

Terrenos reservados para futuros proyectos

Enel Perú S.A.C. mantiene dos terrenos con el objetivo de ser designados para proyectos de generación térmica, el primero en la costa sur del Perú con un área total de 203 hectáreas y el segundo en la costa central con un área total de 10 hectáreas.

Distribución eléctrica

Enel Américas S.A. a través de Enel Perú S.A.C. es titular del 83,15% de las acciones de Enel Distribución Perú.

En Perú, otras distribuidoras que participan en el sistema eléctrico son: Luz del Sur, Electrosur, y Grupo Distriluz.

Enel Distribución Perú S.A.A.

Enel Distribución Perú es la empresa concesionaria del servicio público de electricidad en la zona norte de Lima Metropolitana, en la provincia constitucional del Callao y en las provincias de Huaura, Huaral, Barranca y Oyón.

La zona de concesión abarca un total de 1.550 km^2, cubriendo 52 distritos de forma exclusiva y comparte cinco distritos adicionales con la empresa distribuidora de la zona sur de Lima. Enel Distribución Perú se encarga de distribuir energía a 1.422.608 clientes, lo cual beneficia a más de la mitad de pobladores de Lima Metropolitana.

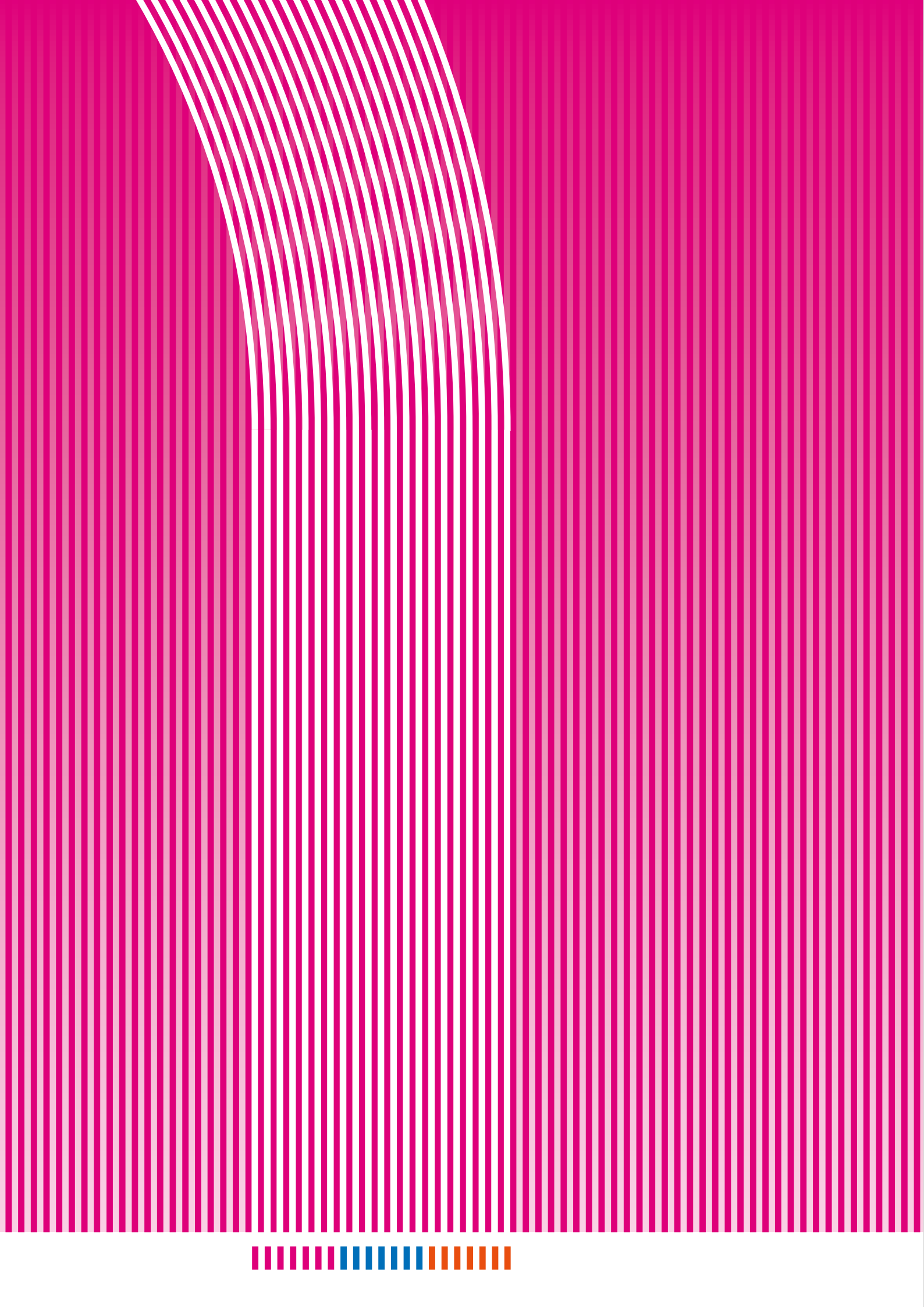
Actualmente, Enel Distribución Perú es titular de dos concesiones definitivas de distribución de electricidad, dos concesiones definitivas de transmisión de electricidad y una autorización para desarrollar actividades de generación, otorgadas por el Estado peruano, todas con plazo indefinido.

Durante el 2018 nuestra base de clientes creció 1,84% en relación a 2017. La energía distribuida, incluyendo peaje para el 2018 fue de 8.045 GWh, un 1,4% mayor al año anterior. En términos monetarios, las ventas alcanzaron la cifra de PEN$2.874 millones, con un incremento de 6,07%, respecto al año anterior.

Actividades y proyectos en distribución

En 2018, se realizaron inversiones por PEN$468,8 millones. Las principales inversiones fueron:

- Ampliación de la capacidad en subestaciones de transformación (SET) y líneas de transmisión, incluyendo trabajos para la SET Comas, Medio Mundo y Bayobar (PEN$118,7 millones).
- Ampliación y refuerzo de las redes de media y baja tensión (PEN$56,4 millones).
- Ampliación de la capacidad en alimentadores de media y baja tensión (PEN$11,7 millones).
- Atención/electrificación de nuevos proyectos para la ampliación de redes, en asentamientos humanos (PEN$8,6 millones).
- Dotación de mayor seguridad en las instalaciones (PEN$28,1 millones).
- Mejora en la infraestructura destinada al alumbrado público (PEN$8,6 millones).
- Inversiones destinadas a la reducción de pérdidas comerciales (PEN$25,3 millones).



17

Sostenibilidad

Modelo de Negocios Sostenible

La industria energética es un mercado muy dinámico, en proceso de transición influenciado además por los profundos cambios sociales y demográficos y la era digital.

Este entorno, representa nuevas oportunidades internalizadas en el modelo de negocios de Enel Américas, que integra los objetivos, ambientales, sociales y de gobernanza de la compañía con las metas del plan industrial de manera de generar valor en el largo plazo.

El plan de sostenibilidad 2018 de Enel Américas se basa en cinco pilares que representan los fundamentos del modelo sostenible integrado: salud y seguridad laboral, gobernanza sólida, sostenibilidad ambiental, cadena de aprovisionamiento sostenible y creación de valor económico y financiero. Estos pilares sostienen las prioridades estratégicas de la compañía: optimización de los activos e innovación, crecimiento a través de servicios y tecnologías bajas en carbono, involucramiento de las comunidades en las que la empresa opera e involucramiento de las personas con las que trabaja. Tanto los pilares como las prioridades estratégicas, tienen como habilitadores transversales el enfoque en el cliente y la digitalización.

En relación con su plan estratégico, Enel Américas ha identificado entre los riesgos emergentes más importantes:

Ataques cibernéticos ("riesgo cibernético"): la era de la digitalización y la innovación tecnológica implica una creciente exposición a los ataques cibernéticos, que son cada vez más numerosos y sofisticados, también en relación con los cambios en el contexto de referencia. Actualmente, el Grupo está llevando a cabo un importante proceso de digitalización que se intensificará en los próximos años, lo que, por lo tanto, está cada vez más expuesto a estos riesgos. La complejidad organizativa del Grupo y la cantidad de entornos a partir de los cuales se caracteriza (datos, personas y el mundo industrial) exponen los activos al riesgo de ataques, que representan una grave amenaza no solo para los datos, sino también para la continuidad de Servicio y para los sistemas automáticos de plantas de generación y redes de distribución. El Grupo Enel ha adoptado un modelo de gestión de estos riesgos basado en una visión "sistémica", que se aplica tanto al sector tradicional de tecnología de la información, como al sector industrial (tecnología operativa), teniendo en cuenta también la conexión de red de "objetos" inteligentes (internet de las cosas).

Eventos climáticos extremos y desastres naturales: las predicciones sobre la frecuencia e intensidad de estos eventos indican un fuerte aumento, según los análisis y proyecciones de la comunidad científica, y esto determina para el Grupo, un aumento del riesgo a medio y largo plazo. La creciente tendencia hacia tecnologías renovables también expone a un mayor impacto del evento único en las plantas de generación, que se espera que incremente el nivel de vulnerabilidad. El impacto en el negocio de estos fenómenos está relacionado con el riesgo de daños en los activos e infraestructuras y la consiguiente indisponibilidad prolongada de estos activos. Para mitigar estos riesgos, el Grupo utiliza las mejores estrategias de prevención y protección, también con el objetivo de reducir los posibles impactos en las comunidades y las áreas circundantes a los activos, se realizan actividades de monitoreo y pronóstico constante en las áreas donde se encuentran los activos más expuestos. Además, se llevan a cabo numerosas acciones para aumentar la resiliencia de estos activos, que están más expuestas a eventos climáticos extremos o desastres naturales. Todas las áreas del Grupo están sujetas a la certificación ISO 14001 y, a través de la aplicación de Sistemas de Gestión Ambiental (SGA) reconocidos internacionalmente, se monitorean las posibles fuentes de riesgo para que cualquier situación crítica pueda detectarse con prontitud.

Optimización de los activos e innovación

Durante el 2018, esta prioridad estratégica se enfocó en la digitalización de sus activos. En el ámbito de la generación, la compañía realizó importantes inversiones en la digitalización de procesos y actividades asociadas a operación y mantenimiento. Particularmente en la implementación de sistemas para las mantenciones predictivas a través de algoritmos de inteligencia artificial, en línea con el principio de ser una "data-driven company". Por otro lado, comprendiendo los principales fenómenos de la transición energética, ha trabajado en aumentar la eficiencia de sus plantas térmicas y mejoras ambientales. En tanto que, en distribución, la compañía se enfocó en mejorar el servicio, la calidad y tiempos de respuesta en distribución, avanzando en la instalación de medidores inteligentes totalizando el año con 107 mil unidades instaladas, avanzando además en la atención omnicanal de manera de facilitar el acercamiento al cliente y mejora en la cobertura y oportunidad de nuestros servicios.

Sin duda, un hito relevante para avanzar en nuestra consolidación en la industria de distribución de energía, fue la incorporación de Enel Distribución São Paulo, que permitió sumar más de 7 millones de clientes con una participación de mercado de 19% en términos de ventas de energía.

Crecimiento a través de servicios y tecnologías bajas en carbono

Durante el 2018 se lanzó una nueva línea de negocios, Enel X, con objeto de ofrecer nuevos productos, servicios y soluciones con valor agregado y hacer frente a los desafíos de las nuevas ciudades, donde la energía eléctrica satisface siempre más funciones de la vida cotidiana. Enel X cuenta con cuatro portafolios de soluciones; e-industries, e-city, e-home y e-mobility, las cuales abordan distintas necesidades con tecnologías innovadoras. A través de e-industries, la compañía ofrece soluciones de eficiencia energética, asesorías y servicios de energía distribuida a clientes comerciales e industriales, apalancado a través de plataformas digitales. Enel X ha instalado 1,1 MWp de sistemas fotovoltaicos en el año. A través de e-home, Enel X busca ofrecer productos y servicios que empoderan a los clientes y les permiten soluciones de energía eficientes y limpias. El portafolio de e-city está compuesto por soluciones de desarrollo de infraestructura y energéticas para ciudades y comunidades, contando con 421 mil puntos de iluminación inteligente al final del 2018. E-mobility es la línea dedicada al desarrollo de la electrificación del transporte a través del desarrollo de infraestructura tanto pública como privada, además de proveer flotas de vehículos eléctricos. Enel X se ha posicionado como el principal referente de movilidad eléctrica, promoviendo la incorporación de taxis y buses eléctricos al sistema de transporte público, aportando además con más de 66 puntos de carga, en los países que operamos.

Involucrando a las comunidades locales

En el contexto social, en Latinoamérica, algunas economías han logrado reducciones de la pobreza, el surgimiento de una clase media y economías más estable. Estas dinámicas han mejorado las estructuras sociales y económicas, pero aún persiste la necesidad de una mayor inclusión social, apoyar a una clase media en crecimiento, y avances en sectores de baja productividad. Estos retos al desarrollo sostenible dan directrices para la gestión de sostenibilidad, en que la inclusión, colaboración trasparente y creación de valor compartido con sus grupos de interés son fundamentales.

Enel Américas trabaja sobre los criterios y principios para un relacionamiento justo, donde se involucra a los grupos de interés desde el diseño del proyecto, asegurando la simetría en las instancias de diálogo y garantizando el acceso a la información necesaria para la toma de decisiones. Esto lo lleva a cabo a través de la identificación de los grupos de interés más relevantes involucrados en cada una de sus operaciones, y evaluando las posibles áreas de impacto y eventuales oportunidades en conjunto.

Las necesidades locales se relacionan directamente con las metas de la empresa a través de la realización de matrices de materialidad específicas para cada territorio, con el fin de generar los proyectos e iniciativas adecuadas para alcanzar objetivos y prioridades compartidas.

La fuerte presencia territorial de la empresa permite tener una visión constante de las instancias de los grupos de interés, para poder alinear las soluciones de manera consensuada, generando valor para ambas partes.

Dentro de los proyectos destacan los relacionados con el acceso a la energía, fomento de emprendimientos para el desarrollo económico y de educación

La cultura empresarial de Enel Américas se enfoca en la visión Open Power, en su compromiso con el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas, la Creación de Valor Compartido y el cumplimiento de su Política de Derechos Humanos.

Visión Open Power

Enel Américas pone al centro de su negocio el concepto de "Apertura" como una piedra angular de su enfoque estratégico y operativo: abrir la energía a más personas; abrir la energía a nuevas tecnologías; proporcionar nuevas formas de gestión de la energía para el consumidor; extender la energía a nuevos usos; y abrirla a más colaboradores.

Objetivos de desarrollo sostenible

El año 2015, la ONU adoptó los nuevos Objetivos de Desarrollo Sostenible ("ODS"). A través de ellos, dicho organismo invita a las empresas a utilizar la creatividad y la innovación para abordar los 17 grandes retos del desarrollo sostenible, como la pobreza, igualdad de género, acceso al agua y energía limpias, y cambio climático entre otros.

En esa ocasión, Enel SpA ("Enel") anunció el compromiso del grupo de contribuir a alcanzar 4 de los 17 objetivos y, en particular Enel y sus empresas en el mundo se han enfocado en los siguientes objetivos:

1. Educación de calidad (ODS 4): apoyar actividades de educación para 800.000 personas al 2020, a través de proyectos similares a los ya iniciados, tales como programas de becas en América Latina. Durante 2018, Enel Américas alcanzó los 66 mil beneficiarios.

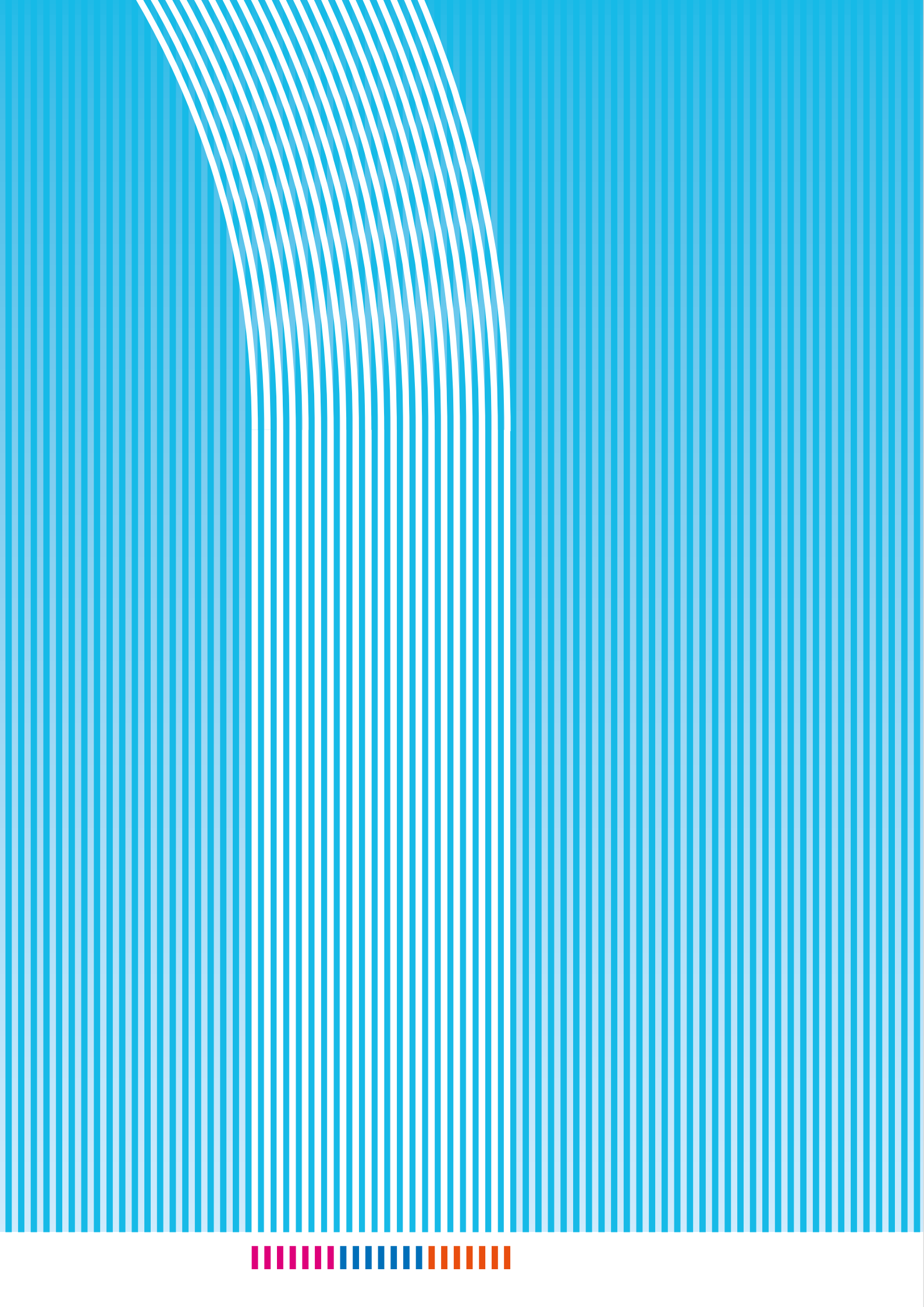
2. Energía asequible (ODS 7): comprometerse con la promoción de la energía asequible, sostenible y moderna. Durante 2018, Enel Américas alcanzó 1,4 millones de beneficiarios.
3. Trabajo decente y desarrollo económico (ODS 8): promover el empleo y un crecimiento económico sostenido, inclusivo y sostenible. Durante 2018, Enel Américas alcanzó a 29 mil personas.
4. Acción por el clima (ODS 13): adoptar iniciativas para combatir el cambio climático, con el objetivo de alcanzar la neutralidad del carbono en 2050. Durante el 2018, Enel Américas registro emisiones específicas de CO_2 de 170 gramos/ kWhe.

A fines de 2018, el grupo se comprometió a avanzar con nuevos ODS: Industria, innovación e infraestructura (ODS 9) y Ciudades y comunidades sostenibles (ODS 11), como una forma de evidenciar la contribución de Enel X a las metas de desarrollo sostenible.

Política de Derechos Humanos

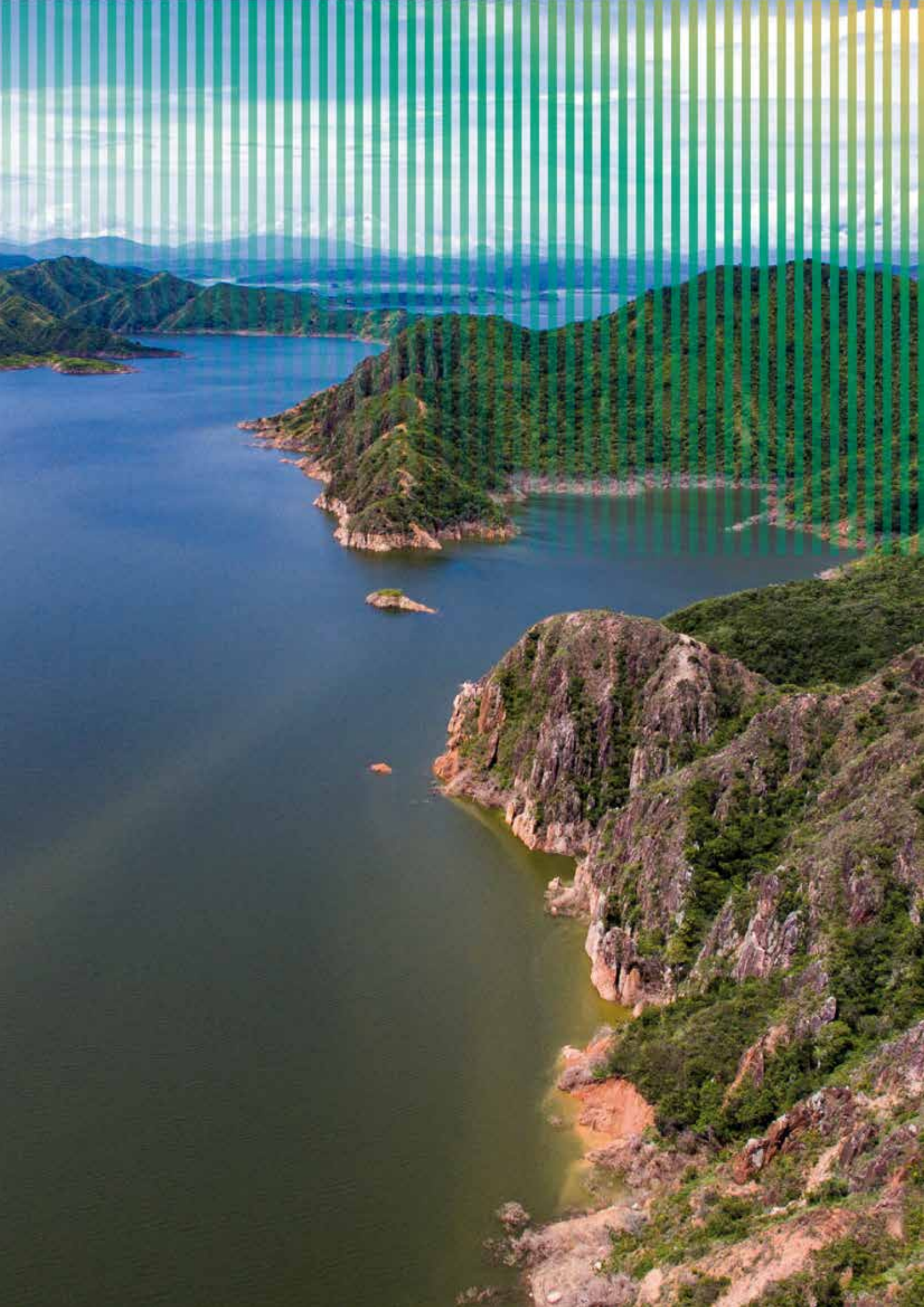
Enel Américas cuenta con una política sobre derechos humanos como expresión de su compromiso y responsabilidad con este ámbito clave de la sostenibilidad. El documento recoge el compromiso y las responsabilidades de la compañía en relación con todos los derechos humanos, y en especial con los que afectan a la actividad empresarial y a las operaciones desarrolladas por todos los colaboradores de la compañía en los países en que opera.

Durante 2018, Enel Américas trabajó en la remediación de las brechas identificadas en el proceso de debida diligencia realizado en 2017, destacando las acciones para avanzar en temas de diversidad, relaciones con los proveedores, entre otras, las que continuaran en el 2019. Así mismo es importante destacar la mayor divulgación y campañas comunicacionales para difundir la Política de Derechos Humanos.



18

Cuadro esquemático de participaciones



Participaciones económicas directas e indirectas

Argentina	Negocio	Propiedad
Enel Generación Costanera S.A.	Gx	75,62%
Enel Generación El Chocón S.A	Gx	65,35%
Central Dock Sud, S.A.	Gx	40,25%
Edesur S.A.	Dx	72,09%
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Tx	100,00%
Transportadora de Energía S.A.	Tx	100,00%
Enel Trading Argentina S.R.L.	Tx	99,96%
Yacylec	Tx	22,22%
Termoeléctrica José de San Martin	Gx	16,92%
Termoeléctrica Manuel Belgrano	Gx	16,92%
Central de Vuelta Obligado S.A.	Gx	25,26%

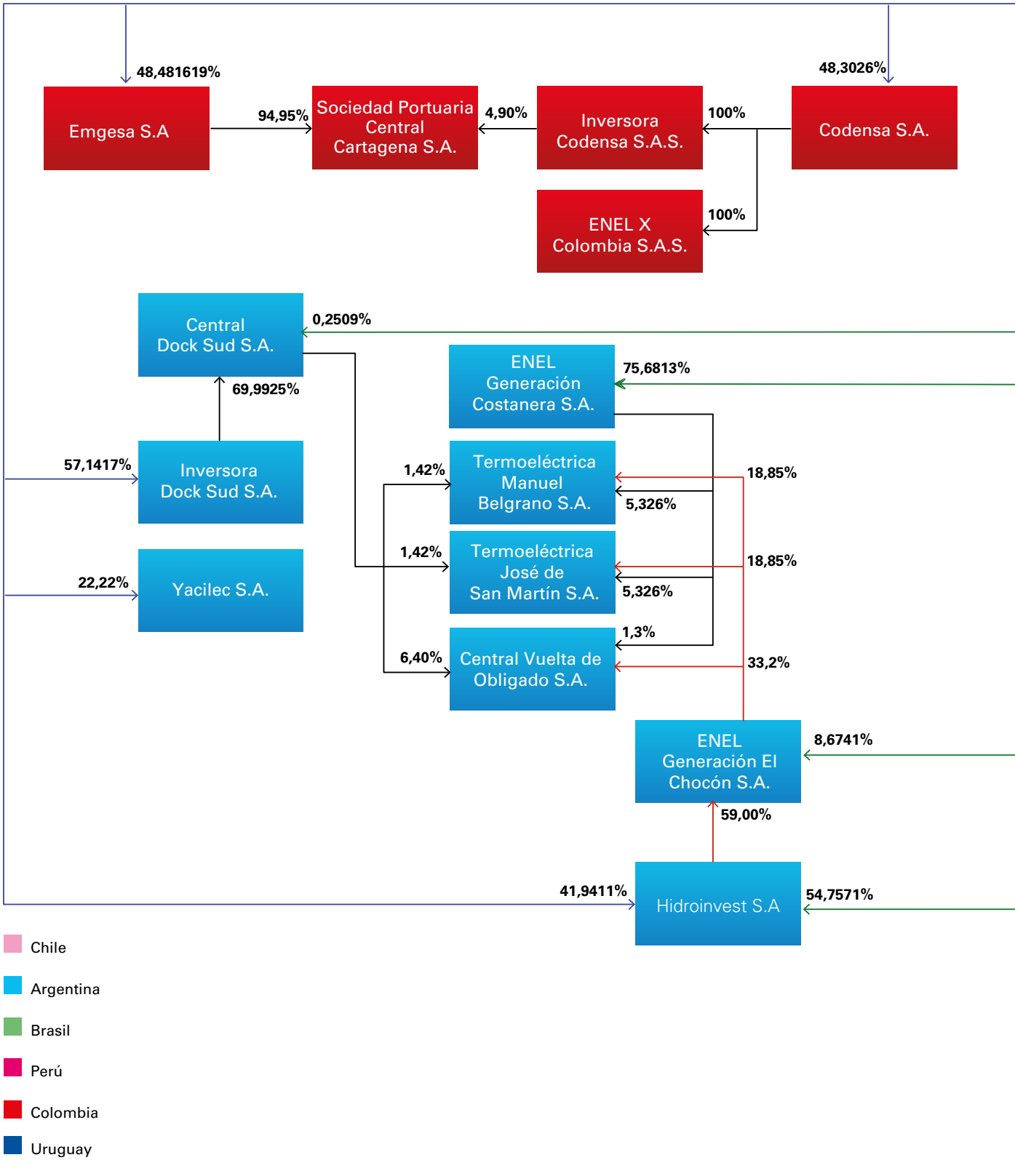
Brasil	Negocio	Propiedad
Enel Brasil S.A.	Gx, Dx, Tx	100,00%
Enel Generación Fortaleza S.A.	Gx	100,00%
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Gx	99,75%
Enel Distribución Río S.A.	Dx	99,73%
Enel Distribución Ceará S.A.	Dx	74,05%
Enel Distribución Goiás S.A.	Dx	99,93%
Enel Distribución São Paulo S.A.	Dx	95,88%
Enel Cien S.A.	Tx	100,00%
EGP Volta Grande	Gx	100,00%

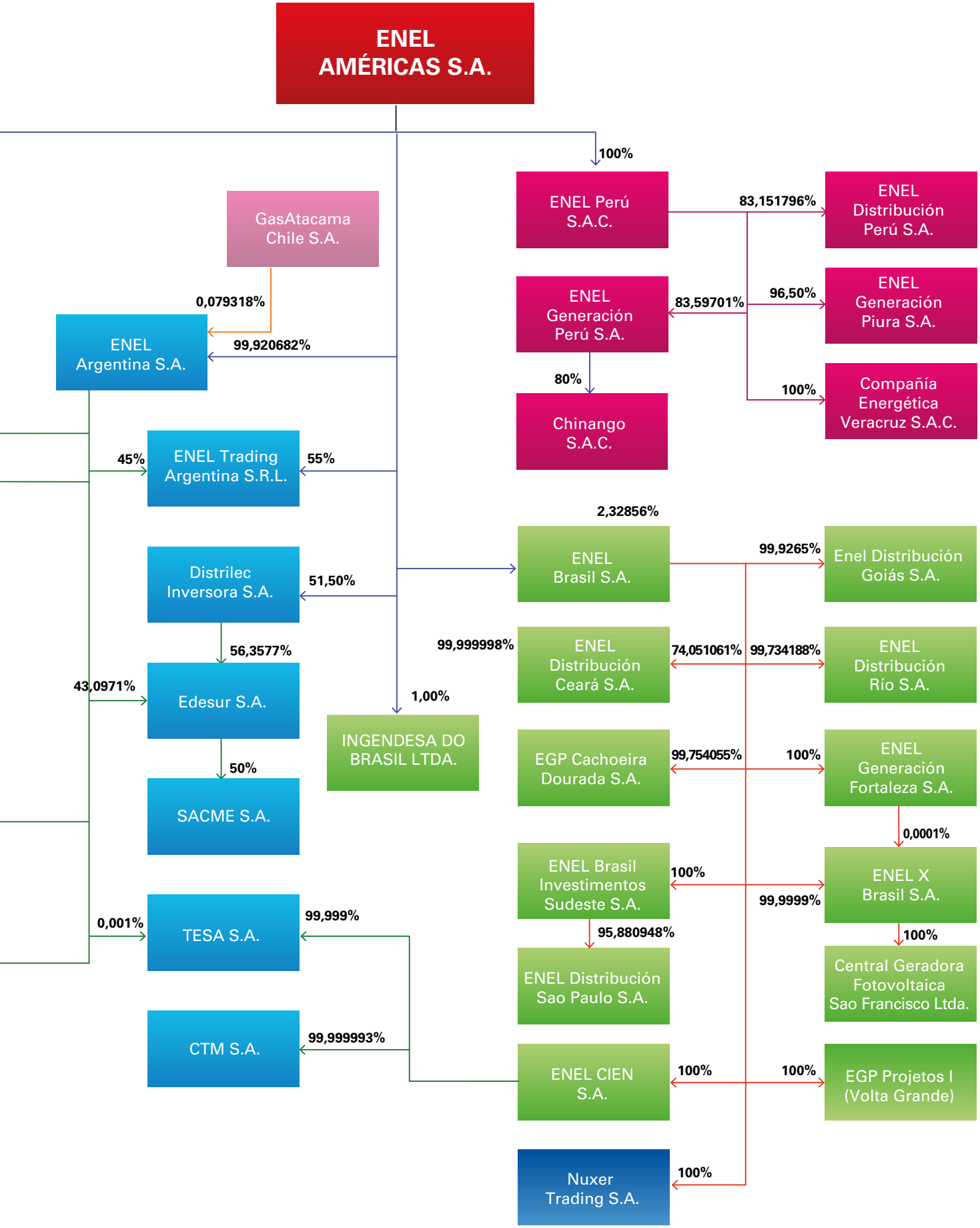
Colombia	Negocio	Propiedad
Emgesa S.A. E.S.P.	Gx	48,48%
Codensa S.A.	Dx	48,30%

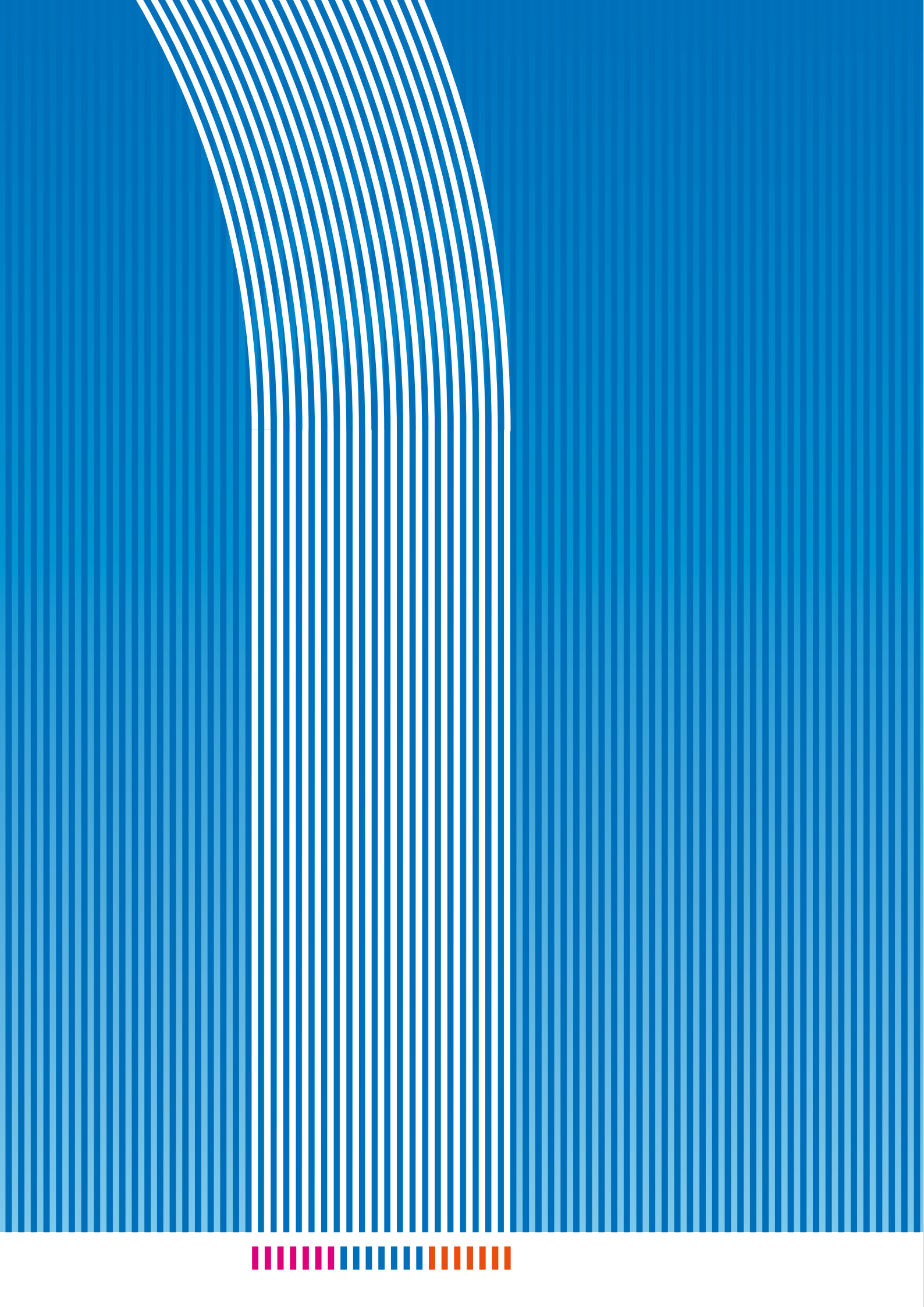
Perú	Negocio	Propiedad
Enel Generación Perú	Gx	83,60%
Enel Distribución Perú S.A	Dx	83,15%
Compañía Energética Veracruz	Gx	100,00%
Enel Generación Piura	Gx	96,50%
Chinango S.A.C	Gx	66,88%

Gx: Generación
Dx: Distribución
Tx: Transmisión / Comercialización
Ox: Gasoductos, otros

Perímetro de participaciones societarias de Enel Américas




ENEL AMÉRICAS S.A.
100%
ENEL Perú S.A.C.
83,151796%
ENEL Distribución Perú S.A.
GasAtacama Chile S.A.
0,079318%
ENEL Generación Perú S.A.
83,59701%
96,50%
ENEL Generación Piura S.A.
ENEL Argentina S.A.
99,920682%
80%
100%
Compañía Energética Veracruz S.A.C.
Chinango S.A.C.
45%
ENEL Trading Argentina S.R.L.
55%
2,32856%
ENEL Brasil S.A.
99,9265%
Enel Distribución Goiás S.A.
Distrilec Inversora S.A.
51,50%
99,999998%
ENEL Distribución Ceará S.A.
74,051061%
99,734188%
ENEL Distribución Río S.A.
56,3577%
43,0971%
Edesur S.A.
1,00%
INGENDESA DO BRASIL LTDA.
EGP Cachoeira Dourada S.A.
99,754055%
100%
ENEL Generación Fortaleza S.A.
50%
SACME S.A.
0,0001%
ENEL Brasil Investimentos Sudeste S.A.
100%
ENEL X Brasil S.A.
99,9999%
0,001%
TESA S.A.
99,999%
95,880948%
100%
Central Geradora Fotovoltaica Sao Francisco Ltda.
ENEL Distribución Sao Paulo S.A.
CTM S.A.
99,999993%
ENEL CIEN S.A.
100%
100%
EGP Projetos I (Volta Grande)
Nuxer Trading S.A.
100%



19

Hechos Relevantes de la Entidad

2018

Hechos Relevantes o Esenciales

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 ("SVS", actual Comisión para el Mercado Financiero "CMF"), se informan los siguientes hechos esenciales:

- Con fecha 15 de febrero de 2018 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  Con fecha 14 de febrero de 2018, se ha suscrito un contrato de línea de crédito comprometida con un conjunto de Bancos por 500 millones de dólares de los Estados Unidos de América, para fines generales.

- Con fecha 23 de marzo de 2018 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  La filial de Enel Américas S.A., Enel Brasil S.A., ha enviado una propuesta a Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de Sao Paulo S.A., ("Eletropaulo"), relativa a una potencial participación en un eventual aumento de capital, que está siendo analizado por la referida Eletropaulo. A la fecha las conversaciones son solo preliminares, y, de progresar, Enel Américas S.A. irá informando al mercado según corresponda.

Este hecho esencial se emite en razón del "Fato Relevante" que Eletropaulo envió el día 22 de marzo al mercado en Brasil.

- Con fecha 17 de abril de 2018 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  La filial Enel Brasil S.A., a través del 100% de su propiedad sobre Enel Investimentos Sudeste S.A. (Enel Sudeste), lanzó una Oferta Pública de Acciones (OPA) voluntaria sobre todas las acciones emitidas por la distribuidora de energía eléctrica brasileña Eletropaulo Metropolitana de Eletricidade de Sao Paulo S.A. (Eletropaulo), condicionada a la adquisición de más del 50% de tales acciones de manera de obtener el control de la misma. El precio por acción acordado pagar por Enel Sudeste en dicha OPA fue de R$28. El monto total de la OPA ascendió a aproximadamente R$4.700, equivalentes al cambio de dicha fecha a aproximadamente a US$1.400 millones. Enel Américas anunció que apoyará el financiamiento de esta operación.

  El ejercicio de los derechos políticos de las acciones que adquiera Enel Sudeste como consecuencia de la Oferta Pública de Acciones referidas, está sujeto a la aprobación por parte de la autoridad brasilera de la Libre Competencia ("Conselho Administtrativo de Defensa Econômica"); y, asimismo, el ejercicio por Enel Sudeste del control sobre Eletropaulo está sujeto a la aprobación del regulador brasilero de la energía (ANEEL).

- Con fecha 19 de abril de 2018 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  Enel Sudeste, modificó los términos de la referida OPA voluntaria, fortaleciendo su compromiso, condicionado al éxito de la misma, de apoyar y promover un aumento de capital en Eletropaulo por al menos R$1,5 mil millones, equivalentes al cambio actual a aproximadamente US$440 millones. De esta forma, se está ofreciendo tanto la certeza de apoyo financiero de Eletropaulo, como también las más atractivas condiciones a los accionistas que deseen participar en la OPA. Esta modificación de términos es complementaria al monto total de la OPA lanzada con fecha 17 de abril de 2018 (ver párrafo. anteriormente descrito).

- Con fecha 23 de abril de 2018 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  Enel Sudeste modificó, los términos de la referida OPA, asumiendo el compromiso de suscribir un aumento de capital de al menos R$1,5 mil millones, equivalentes al cambio actual a aproximadamente US$440 millones, en el caso que ninguna de las ofertas públicas de acciones en competencia tenga éxito. Este compromiso buscar facilitar la decisión del Di-

rectorio de Eletropaulo de dejar sin efecto el aumento de capital en curso, que, tal como está estructurado, está creando interferencias indebidas en el proceso de ofertas públicas de acciones.

Este compromiso es alternativo al asumiendo por Enel Sudeste de suscribir un aumento de capital por la misma cantidad, en el caso que la OPA tenga éxito, tal como fue anunciado al mercado con fecha 19 de abril de 2018 (ver párrafo ii. anteriormente descrito).

Cabe recordar que el precio por acción ofrecido pagar por Enel Sudeste en dicha OPA es de R$28. La OPA está dirigida a la adquisición de todo el capital de Eletropaulo y condicionada, entre otras, a la adquisición de un número de acciones que represente más del 50% del capital accionario de Eletropaulo y a que sea dejado sin efecto el aumento de capital de Eletropaulo en curso.

- Con fecha 25 de abril de 2018 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  Enel Sudeste mejoró los términos de la referida OPA para la adquisición de todo el capital accionario de Eletropaulo, lanzada el día 17 de abril de 2018, aumentando el precio por acción de R$28 a R$32.

  Bajo los términos de la OPA mejorada, la inversión total esperada asciende aproximadamente a un total de R$5.400 millones, equivalentes al tipo de cambio de dicha fecha a aproximadamente a US$1.500 millones.

  La OPA de Enel Sudeste permanece condicionada entre otras materias, a la adquisición de un número total de acciones que representen más del 50% del capital accionario de Eletropaulo por al menos R$1,5 mil millones, equivalentes al cambio actual a aproximadamente US$440 millones.

  El aumento de precio confirma la voluntad de Enel Sudeste de continuar participando en un proceso de ofertas públicas de acciones competitivo, transparente y justo, para la adquisición del control de Eletropaulo. Sin embargo, Enel Sudeste estima que, en el contexto actual de ofertas competitivas, el aumento de capital en curso distorsiona la competencia, confiere una ventaja desleal a uno de los oferentes y va contra el mejor interés de Eletropaulo y sus accionistas. Por estas razones, Enel Sudeste ha también afirmado que no continuará participando en este proceso, a no ser que el referido aumento de capital en curso sea dejado sin efecto.

  Para facilitar la mencionada decisión de Eletropaulo y teniendo en consideración la preocupación de Eletropaulo sobre la habilidad de la Compañía para levantar fondos en una etapa posterior, Enel Sudeste se ha comprometió a suscribir un subsecuente aumento de capital en Eletropaulo por al menos el mismo monto que el aumento de capital dejado sin efecto por Eletropaulo, esto es, R$1.500 millones si la OPA es exitosa, tal como ha sido previamente informado al mercado con fechas 19 y 23 de abril de 2018 (ver párrafo ii. y iii. anteriormente descritos).

  Con fecha 25 de abril de 2018, Eletropaulo anunció que su Consejo de Administración había decidido dejar sin efecto el aumento de capital en curso que esa misma sociedad había resuelto llevar adelante. Esta decisión cumple una de las condiciones a las cuales estaba sujeta la OPA de Enel Sudeste y permite seguir adelante con la competencia por el control de Eletropaulo entre los oferentes concurrentes.

- Con fecha 26 de abril de 2018 se informó lo siguiente:

  Enel Sudeste mejoró los términos de su OPA, aumentando el precio por acción de R$32 a R$32,2, no variando significativamente, bajo los términos de esta OPA mejorada, la inversión total esperada de R$5.400 millones, equivalentes al tipo de cambio de dicha fecha a aproximadamente a US$1.500 millones.

- Con fecha 26 de abril de 2018 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  En junta ordinaria de accionistas celebrada el 26 de abril de 2018, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (al que se descuenta el dividendo provisorio pagado en enero de 2018) y un dividendo adicional, que ascienden a un total de US$354.521.675, que equivale a US$0,00617 por acción.

Atendido que el mencionado dividendo provisorio N°96 ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°97 ascendente a US$296.939.208 que equivale a US$0,00517 por acción.

El referido dividendo se pagará en pesos chilenos, moneda de curso legal, según el tipo de cambio dólar observado que aparezca publicado en el diario oficial el día 18 de mayo de 2018.

- Con fecha 30 de mayo de 2018 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  Enel Sudeste mejoró los términos de su OPA para la adquisición de todo el capital accionario emitido por Eletropaulo, lanzada el 17 de abril de 2018, aumentando el precio por acción de R$32,2 a R$45,22.

  Este precio es el más alto entre los presentados en el proceso de ofertas competitivas por Eletropaulo.

  De acuerdo con las regulaciones brasileñas que reglan la oferta, este precio es el precio final al cual las acciones ofertadas en este proceso serán adquiridas por Enel Sudeste, en una subasta en la cual participarán los accionistas de Eletropaulo que así lo decidan. Dicha subasta tendrá lugar el 4 de junio de 2018, en Sao Paulo, Brasil.

  La oferta permanece condicionada, entre otras materias, a que la adquisición por parte de Enel Sudeste alcance un número total de acciones que representen más del 50% del capital accionarial de Eletropaulo.

- Con fecha 4 de junio de 2018 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  Enel Sudeste recibió confirmación de la exitosa conclusión de su OPA sobre todo el capital accionarial emitido por Eletropaulo, atendido que los titulares de 122.799.289 acciones, equivalentes al 73,4% del capital accionarial de Eletropaulo, han aceptado la referida Oferta. De acuerdo a las regulaciones brasileñas sobre la materia, la adquisición será perfeccionada mediante el pago del precio y transferencia de las acciones a favor de Enel Sudeste, lo que tendrá lugar el día 7 de junio de 2018.

  Los accionistas de Eletropaulo tendrán hasta el día 4 de julio de 2018 para vender a Enel Sudeste el remanente de acciones, al mismo precio ofrecido en la OPA (45,22 Reales brasileños por acción).

  La inversión de Enel Sudeste como consecuencia de la Oferta, alcanza al menos a aproximadamente 5.553 millones de Reales brasileños, equivalentes a aproximadamente 1.484 millones de dólares de los Estados Unidos de América, al tipo de cambio actual. A esta cantidad debe sumarse la inversión necesaria para adquirir las acciones emitidas por Eletropaulo que correspondan, hasta el día 4 de julio de 2018, según se indica en el párrafo precedente.

  Enel Sudeste financiará esta adquisición con financiamiento bancario de corto plazo gestionado y garantizado por su accionista controlador Enel Américas S.A.

  Enel Sudeste recibió la aprobación de la autoridad brasileña de la Libre Competencia, o "Conselho Administrativo de Defesa Econômica" ("CADE"), mientras que la aprobación del regulador brasileño de la energía o "Agência Nacional de Energia Elétrica" ("ANEEL"), se espera para los próximos días.

  En relación con lo expuesto, Enel Américas S.A. invitó a quienes tenían interés, a una conferencia telefónica, que tuvo lugar el día 5 de junio de 2018, a las 10:00 a.m. horas de Sao Paulo, correspondiente a las 9:00 a.m. horas de Santiago de Chile.

- Con fecha 26 de junio de 2018 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  Con esta fecha, 26 de junio de 2018, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), de la República Federal del Brasil, aprobó la toma del control de Eletropaulo, la que se ha producido mediante la adquisición de 122.799.289 acciones emitidas por dicha sociedad, todas de una misma clase, que corresponden al 73,4% del capital social de la misma. Atendido que los accionistas de Eletropaulo tendrán hasta el día

4 de julio de 2018 para vender a Enel Sudeste el remanente de acciones, al mismo precio ofrecido en la OPA (45,22 Reales brasileños por acción), el número de acciones y el porcentaje de participación podrían incrementarse.

En consecuencia, Eletropaulo pasa a ser, a partir de esta fecha, filial indirecta de Enel Américas S.A. y, por lo tanto, a ser consolidada por esta última.

- Con fecha 6 de julio de 2018 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  Con fecha 5 de julio de 2018 presentó su dimisión el Gerente General de la Compañía, D. Luca D'Agnese, quien permanecerá en sus funciones hasta el 31 de julio de 2018.

  Asimismo, se informó que en una próxima sesión de Enel Américas S.A. será designado el nuevo Gerente General de Enel Américas.

- Con fecha 10 de julio de 2018 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  En Sesión Extraordinaria de Directorio celebrada con fecha 9 de julio de 2018, dicho órgano societario designó como Gerente General de la Compañía a Don Maurizio Bezzeccheri, quien asumirá dicho cargo a contar del día 1 de agosto de 2018.

- Con fecha 13 de julio de 2018 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  Con fecha 4 de julio de 2018 finalizó el periodo de 30 días previsto para que los accionistas de Eletropaulo pudieran vender a Enel Sudeste el remanente de acciones emitidas por dicha sociedad tras la subasta de fecha 4 de junio de 2018, al mismo precio ofrecido en dicha subasta como parte del proceso de la OPA, esto es 45,22 de reales brasileños por acción, conforme a la regulación de Brasil.

  En consecuencia, una vez finalizado el periodo antes señalado, Enel Sudeste ha incrementado su participación accionaria en Eletropaulo desde 122.799.289 acciones emitidas por dicha sociedad, todas de una misma serie, que corresponden al 73,4% del capital social de la misma, a 156.158.581 acciones, que corresponden a un 93,3% de su capital accionario.

  Así la inversión total de Enel Sudeste al final del periodo de adquisición antes indicado, como consecuencia de la Oferta, alcanza un total de 7.069 millones de reales brasileños, equivalentes a aproximadamente 1.829 millones de dólares de los Estados Unidos de América al tipo de cambio del 13 de julio.

  De conformidad con lo anunciado anteriormente, Enel Sudeste suscribirá un próximo aumento de capital de Eletropaulo por la cantidad mínima de 1.500 millones de reales brasileños, equivalentes a aproximadamente 388 millones de dólares de los Estados Unidos de América, de los cuales 900 millones de reales brasileños, equivalentes a aproximadamente 233 millones de dólares de los Estados Unidos de América, ya se encuentran ingresados en la caja social de Eletropaulo con cargo al aumento de capital antes señalado.

- Con fecha 16 de octubre de 2018 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  Con fecha 16 de octubre de 2018 nuestra matriz Enel SpA. emitió "Comunicato Stampa", mediante el cual informó al mercado que ha suscrito dos acuerdos con una institución financiera, con el objetivo de aumentar su actual participación accionarial en Enel Américas S.A. hasta en un máximo de 5%. Mayores detalles en el "Comunicato Stampa" que se adjunta.

ENEL TO INCREASE ITS STAKE IN ENEL AMERICAS BY UP TO 5%

- *Enel has entered into two transactions with a financial institution to increase its current 51.8% shareholding in Enel Americas by up to 5% in line with its announced objective to buy out minorities in South America*

Rome, October 16th, 2018 – Enel S.p.A. ("Enel") has entered into two share swap transactions (the "Swap Transactions") with a financial institution to increase its equity stake in its listed Chilean subsidiary Enel Américas S.A. ("Enel Américas"). Based on these Swap Transactions, Enel may acquire, on dates that are expected to occur no later than the fourth quarter of 2019:

- up to 1,895,936,970 shares of Enel Américas' common stock, and
- up to 19,533,894 of Enel Américas' American Depositary Shares ("ADSs"), each representing 50 shares of Enel Americas' common stock.

All of the above shares total up to 5.0% of Enel Américas' entire stock capital.

The number of shares of Enel Américas' common stock and Enel Américas' ADSs actually acquired by Enel pursuant to the Swap Transactions will depend on the ability of such financial institution to establish its hedge positions with respect to the Swap Transactions.

The amount payable for any shares of Enel Américas' common stock acquired will be based on the prices at which such financial institution establishes its hedge with respect to the corresponding Swap Transaction. The amount payable for any of Enel Américas' ADSs acquired will be based on the observable volume-weighted average prices of Enel Américas' ADSs (as defined "VWAP") during the period in which such financial institution establishes its hedge with respect to the corresponding Swap Transaction.

Prior to settlement, Enel will not have any right to dispose of or vote any shares of Enel Américas' common stock or Enel Américas' ADSs acquired or held by such financial institution as a hedge in connection with the corresponding Swap Transaction.

Enel's payment obligations under the Swap Transactions will be funded through internal cash flow generation.

These acquisitions are in line with Enel Group's 2018-2020 Strategic Plan announced to the markets, which remains focused on the buyout of minorities in South America.

- Con fecha 26 de noviembre de 2018 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  El Directorio de Enel Américas ("Enel Américas" o la Compañía), en sesión ordinaria celebrada el día 26 de noviembre, aprobó el Plan Estratégico 2019-2021 para Enel Américas S.A.

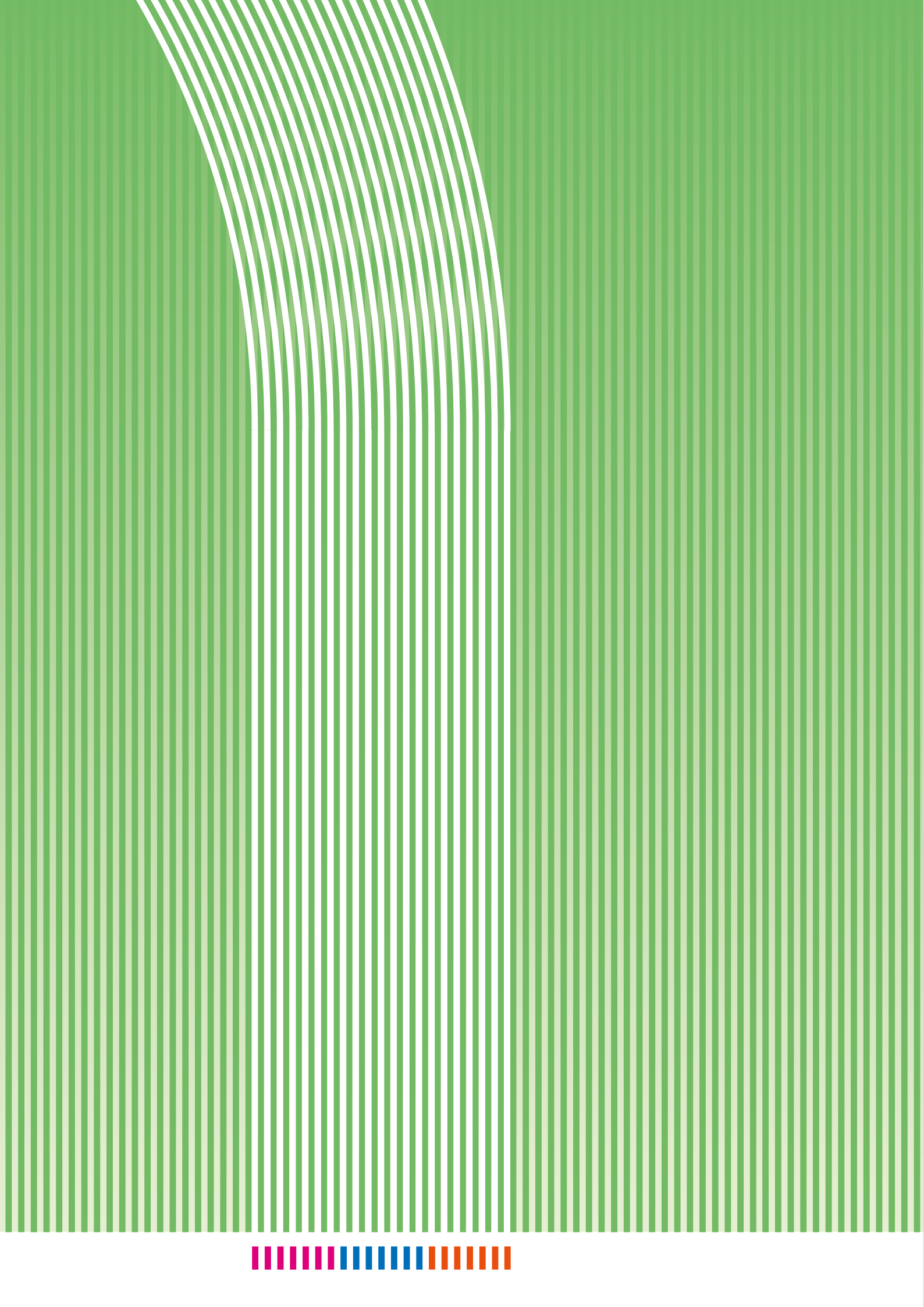
  Copia del señalado Plan Estratégico de Enel Américas 2019-2021 podrá ser obtenido en el sitio web de la Compañía, www.enelamericas.com.

  Atendido que los contenidos del referido Plan Estratégico obedecen y están basados en proyecciones de hipótesis que pueden o no verificarse en el futuro, sus efectos no resultan determinables a esta fecha.

- Con fecha 26 de noviembre de 2018 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  El Directorio de Enel Américas, en sesión ordinaria celebrada el día 26 de noviembre, acordó por la unanimidad de sus miembros presentes, el pago de un Dividendo Provisorio de USD 0,00133849910936791 por acción, con cargo al resultado del ejercicio 2018, a pagarse a contar del día 25 de enero de 2019. Dicho monto corresponde a un 15% de las utilidades líquidas de Enel Américas al 30 de septiembre de 2018, determinadas con base en los Estados Financieros de la Compañía a dicha fecha.

  El referido dividendo se pagará en pesos chilenos, moneda de curso legal, según el tipo de cambio Dólar Observado que aparezca publicado en el Diario Oficial el día 18 de enero de 2019.



20

Identificación de las compañías subsidiarias y asociadas

CENTRAL DOCK SUD S.A.

Razón social
Central Dock Sud S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Avenida Debenedetti 1636
Dock Sud Avellaneda
Teléfono
4229-1000

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
356.221

Objeto social
La sociedad tiene por objeto la generación de energía eléctrica y su comercialización en bloque. Podrá realizar todas aquellas actividades complementarias y subsidiarias que se vinculen con el objeto social, teniendo, para ello, plena capacidad jurídica para adquirir derechos y contraer obligaciones y ejercer todos los actos que no le sean prohibidos por las leyes, estos Estatutos, el Pliego del Concurso Público Internacional para la Venta de las Acciones de Central Dock Sud S.A., así como toda norma que le sea expresamente aplicable.

Actividades que desarrolla
Generación de Energía Eléctrica.

Directores titulares
Héctor Martin Mandarano
Presidente
Santiago Matías Sajaroff
Vicepresidente
Juan Carlos Blanco
Paolo Pescarmona
Michele Siciliano
Jorge Esteban Ravlich
Alejandro Aníbal Avayu
Rodolfo Eduardo Berisso
Paula María Garcia Kedinger

Directores suplentes
Andrea Biasotto
Mónica Diskin
Nicola Melchiotti
Patricio Javier Cipollone
Sebastián Torres
Gabriel Eduardo Abalos
Julio Omar Francisco Temen
Rodolfo Heriberto Freyre
María Elizabeth Tchouldjian

Principales ejecutivos
Juan José Marcet
Gerente General
Alejandro Serantes
Gerente Finanzas
Leonardo Limoli
Gerente Comercial
Fabian Mario Cabana
Gerente Explotación
Graciela Babini
Gerente Planificación y Control
Sebastián Ortiz
Gerente de Compras y Almacenes

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
70,24%

CENTRAL VUELTA OBLIGADO S.A.

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 (miles de dólares)
13

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 titulares
Leonardo Pablo Katz
Presidente
Adrián Gustavo Salvatore
Vicepresidente
Michele Siciliano
Mónica Diskin

Directores suplentes
Leonardo Marinaro
Ignacio Villamil
Andrea Biasotto
Juan Carlos Blanco

Principales ejecutivos
Leonardo Pablo Katz
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
40,90%

CHINANGO S.A.C.

Razón social
Chinango S.A.C.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Calle César López Rojas N° 201, Urb. Maranga, San Miguel
Lima, Perú

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
78.833

Objeto social
Generación, comercialización y transmisión de energía eléctrica, pudiendo realizar todos los actos y celebrar todos los contratos que la ley peruana permita a tales efectos.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Ejecutivos principales
Marco Raco (representante de Enel Generación Perú S.A.A.)
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
80,00%

CODENSA S.A. E.S.P.

Razón social
CODENSA S.A. E.S.P.

NIT: 830.037.248-0

Tipo de sociedad
Sociedad anónima de carácter privado – Empresa de servicios públicos domiciliarios

Dirección
Carrera 13 A No. 93-66
Bogotá D.C, Colombia

Teléfono
(57 1) 601 6060

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
4.153

Objeto social
La sociedad tiene como objeto principal la distribución y comercialización de energía eléctrica, así como la ejecución de todas las actividades afines, conexas, complementarias y relacionadas a la distribución y comercialización de energía, la realización de obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica la comercialización de productos en beneficio de sus clientes. La sociedad podrá además ejecutar otras actividades relacionadas con la prestación de los servicios públicos en general, gestionar y operar otras empresas de servicios públicos, celebrar y ejecutar contratos especiales de gestión con otras empresas de servicios públicos y vender o prestar bienes o servicios a otros agentes económicos dentro y fuera del país relacionado con los servicios públicos. Podrá además participar como socia o accionista en otra empresa de servicios públicos, directamente, o asociándose con otras personas, o formando consorcio con ellas.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica y comercialización de energía.

Directores titulares
David Felipe Acosta Correa
José Antonio Vargas Lleras
Lucio Rubio Diaz
Gloria Astrid Álvarez Hernández
Felipe Castilla Canales
Vacante desde mayo de 2018
Andrés López Valderrama

Directores suplentes
Carlos Mario Restrepo
Leonardo López Vergara
Juan Manuel Pardo Gómez
Ernesto Moreno Restrepo
Alejandro Botero Valencia
Daniel Ríos Rodríguez
Mario Cajiao Pedraza

Principales ejecutivos
David Felipe Acosta Correa
Gerente General
David Felipe Acosta
Gerente de Infraestructura y Redes
Andrés Caldas Rico
Gerente Legal y Asuntos Corporativos
Carlos Mario Restrepo
Gerente de Market
Michele Di Murro
Gerente Administración, Finanzas y Control
María Celina Restrepo Santamaría
Gerente de Comunicaciones
Rafael Carbonell Blanco
Gerente de Recursos Humanos y Organización
Diana Marcela Jiménez
Gerente de Regulación y Relaciones Institucionales
Eugenio Belinchon
Gerente de Auditoria
Raúl Fernando Vacca Ramírez
Gerente de Aprovisionamientos
Ana Patricia Delgado Meza
Gerente de Digital Solutions
Ana Lucia Moreno Moreno
Gerente de Servicios Generales y Seguridad
Carlo Ferrara
Gerente de Sostenibilidad

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
48,30%

Proporción de la inversión en activos de Enel Américas S.A.
5,14%

COMPAÑÍA ENERGÉTICA VERACRUZ S.A.C.

Razón social
Compañía Energética Veracruz S.A.C.

Tipo de sociedad
Sociedad anónima cerrada

Dirección
Calle César López Rojas N° 201, Urb. Maranga, San Miguel
Lima, Perú

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
854

Objeto social
Desarrollar y operar proyectos hidroeléctricos en cualquier cuenca hidrográfica del Perú.

Actividades que desarrolla
Titular de proyecto hidroeléctrico Veracruz.

Gerente General
Jean Philippe Salvatore Bellavia

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
100,00%

CTM Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.

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 (miles de dólares)
1.425

Objeto social
Prestar servicios de transporte de energía eléctrica en alta tensión, tanto en el caso de vinculación de sistemas eléctricos nacionales como internacionales, de acuerdo a la legislación vigente, a cuyo fin podrá participar en licitaciones nacionales o internacionales, convertirse en concesionaria de los servicios públicos de transporte de energía eléctrica en alta tensión nacional o internacional y realizar todas aquellas actividades que resulten necesarias para el cumplimiento de sus fines.

Actividades que desarrolla
Transmisión de energía eléctrica por interconexión internacional.

Directores titulares
Juan Carlos Blanco
Presidente
Paolo Giovanni Pescarmona
Vicepresidente
Mónica Diskin

Directores suplentes
Jorge Lemos
Gaetano Salierno
Roberto de Antoni

Principales ejecutivos
Sandro Ariel Rollan
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
99,99%

DISTRILEC INVERSORA S.A.

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 (miles de dólares)
322.819

Objeto social
Objeto exclusivo de inversión de capitales en sociedades constituidas o a constituirse que tengan por actividad principal la distribución de energía eléctrica o que directa o indirectamente participen en sociedades con dicha actividad principal mediante la realización de toda clase de actividades financieras y de inversión, salvo a las previstas en leyes de entidades financieras, la compra y venta de títulos públicos y privados, bonos, acciones, obligaciones negociables y otorgamiento de préstamos, y la colocación de sus fondos en depósitos bancarios de cualquier tipo.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directores titulares
Guillermo Pablo Reca
Presidente
Paolo Giovanni Pescarmona
Vicepresidente
Gaetano Salierno
Mónica Diskin
Juan Carlos Blanco
Jorge Lemos
Andrés L. Vittone
Rubén Vázquez
Víctor J. Díaz Bobillo
Rubén López

Directores suplentes
María Inés Justo
Alain Rosolino
Nicola Melchiotti
Roberto de Antoni
M. Victoria Ramírez
Gonzalo Peres Moore
Pablo Javier Viboud
José Manuel Pazos
Patricio J. Richards
Enrique Terraneo

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas (directa e indirecta)
51,50%

Proporción sobre Activo de Enel Américas S.A.
0,09%

EDESUR Empresa Distribuidora Sur S.A.

Razón social
Empresa Distribuidora Sur S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
San José 140 (1076)
Capital Federal, Argentina

Teléfono
(54 11) 4370 3700

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
563.803

Objeto social
Distribución y comercialización de energía eléctrica y operaciones vinculadas.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica.

Directores titulares
Juan Carlos Blanco
Presidente
Paolo Giovanni Pescarmona
Vicepresidente
Monica Hodor
Gonzalo Peres Moore
Víctor José Díaz Bobillo
Alain Rosolino
Ernesto Pablo Badaraco
Gerardo Marcelo Silva Iribarne
Mónica Diskin

Directores suplentes
Gaetano Salierno
María Victoria Ramirez
Jorge Lemos
Andrés L. Vittone
Ruben Omar López
Roberto Alfredo De Antoni
María Alejandra Martinez
Nicola Melchiotti
María Inés Justo

Principales ejecutivos
Guiseppe Fanizzi
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
99,45%

Proporción sobre Activo de Enel Américas S.A.
2,30%

Emgesa S.A. E.S.P.

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 Domiciliarios

Dirección
Carrera 11 N°82-76, piso 4
Bogotá, D.C. Colombia

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
201.762

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, incluida la de combustibles líquidos derivados del petróleo para la generación de energía, así como la importación de gas natural para la generación de energía y/o su comercialización y (ii) la participación en mercados de derivados financieros de commodities energéticos.

Actividades que desarrolla
Generación y comercialización de energía eléctrica y de gas combustible.

Directores titulares
Andrés Caldas
Lucio Rubio Díaz
José Antonio Vargas Lleras
Gloria Astrid Álvarez Hernández
Vacante desde diciembre de 2018
Luis Fernando Alarcón Mantilla
Luisa Fernanda Lafaurie Rivera

Directores suplentes
Diana Marcela Jiménez Rodríguez
Fernando Javier Gutiérrez Medina
Michele Di Murro
Álvaro Villasante
Camila Merizalde Arico
Rodrigo Hernán Galarza Naranjo
Maria Paula Camacho

Principales ejecutivos
Bruno Riga
Gerente General y Gerente Energías Renovables
Marcelo Falcucci
Gerente Generación Térmica
Andrés Caldas Rico
Gerente Legal y Asuntos Corporativos
Fernando Javier Gutiérrez Medina
Gerente Gestión de la Energía
Michele Di Murro
Gerente Administración, Finanzas y Control
María Celina Restrepo Santamaría
Gerente de Comunicaciones
Rafael Carbonell Blanco
Gerente de Recursos Humanos y Organización

Diana Marcela Jiménez Rodríguez
Gerente de Regulación y Relaciones Institucionales
Eugenio Belinchon
Gerente de Auditoria
Raúl Fernando Vacca Ramírez
Gerente de Aprovisionamientos
Ana Patricia Delgado Meza
Gerente de Digital Solutions
Ana Lucia Moreno Moreno
Gerente de Servicios Generales y Seguridad
Carlo Ferrara
Gerente de Sostenibilidad

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
48,48%

Proporción de la inversión en activos de Enel Américas S.A.
7,93%

ENEL ARGENTINA S.A.

Razón social
Enel Argentina S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Av. España 3301
Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4307 3040

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
60.999

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.

Directores titulares
Juan Carlos Blanco
Presidente
Paolo Giovanni Pescarmona
Vicepresidente
Mónica Diskin

Directores suplentes
Nicola Melchiotti
Jorge Lemos
María Victoria Ramírez

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
99,92%

Proporción de la inversión en activos de Enel Américas S.A.
9,67%

ENEL BRASIL INVESTIMENTOS SUDESTE S.A.

Razón social
Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada.

Dirección
Praça Leoni Ramos, nº 1, 7º andar, bloco 2, São Domingos.
Niterói, Rio de Janeiro.

Teléfono
(21) 2716-1138

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
1.030.354

Objeto social
La sociedad tiene como objeto el planeamiento, desarrollo y ejecución de las actividades de generación, distribución, transmisión o y/o comercialización de energía eléctrica. Asimismo, la participación en el capital social de otras compañías y sociedades que operen o vengan a ser constituidas para actuar en los segmentos de generación, distribución, transmisión y/o comercialización de energía eléctrica, como socia, cuotista o accionista.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Sociedad sin concejo de administración (Directorio)

Principales ejecutivos
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
Raffaele Grandi

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
100,00%

ENEL BRASIL S.A.

Razón social
Enel Brasil S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima de capital cerrado

Dirección
Praça Leoni Ramos, N°1, 7° andar, bloco 2
Parte, Niterói, Río de Janeiro, Brasil

Teléfono
(5521) 3607 9500

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
1.750.617

Objeto social
La participación en el capital social de otras compañías y sociedades, en cualquier segmento del sector eléctrico o sector de gas, incluyendo sociedades comerciales o de prestación de servicios a empresas actuantes en dichos sectores, 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 para uso propio o de tercero; 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
Maurizio Bezzeccheri
Vicepresidente
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque

Principales ejecutivos
Raffaele Grandi
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
Carlos Ewandro Naegele Moreira
Anna Paula Hiotte Pacheco
José Nunes de Almeida Neto
Janaina Savino Vilella Carro
Flávia da Silva Baraúna
Margot Frota Cohn Pires
Márcia Massotti de Carvalho
Luis Alonso Campos Rivas
Guilherme Gomes Lencastre
Matteo de Zan
Cristine de Magalhães Marcondes
Carlos Omar Arriagada Retamal
Roberto Zanchi
André Osvaldo dos Santos
Bruno Cecchetti
Giovanni de Vita

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
99,99%

Proporción de la inversión en activos de Enel Américas S.A.
45,14%

ENEL CIEN S.A.

Razón social
ENEL CIEN S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima de capital cerrado

Dirección
Praça Leoni Ramos, N° 1, piso 6, Bloco 2, São Domingos, Niterói
Río de Janeiro, Brasil

Teléfono:
(55 21) 3607 9500

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
73.545

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.

Directorio
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
Presidente
Julia Freitas de Alcantara Nunes
Vice-Presidente
Victor Hugo Balbontin Artus

Principales ejecutivos
Guilherme Lencastre
Gerente General
Raffaele Grandi
Anna Paula Hiotte Pacheco
Déborah Meirelles Rosa Brasil
Carlos Ewandro Naegele Moreira
José Nunes de Almeida Neto
Janaina Savino Vilella Carro
Margot Frota Cohn Pires

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
100,00%

ENEL DISTRIBUCIÓN CEARÁ S.A. COELCE (Companhia Energética do Ceará S.A.)

Razón social
Companhia Energética do Ceará S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta

Dirección
Rua Padre Valdevino, 150 - Centro
Fortaleza, Ceará, Brasil

Teléfono
(55 85) 3453-4082

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
191.199

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 y servicios afines en el Estado de Ceará, Brasil.

Directores titulares
Mario Fernando de Melo Santos
Presidente
José Nunes de Almeida Neto
Vicepresidente
Monica Hodor
Ramón Francisco Castañeda Ponce
Francesco Amadei
Cristine de Magalhães Marcondes
Francisco Honório Pinheiro Alves
Fernando Antonio de Moura Avelino
Fernando Augusto Macedo de Melo
Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira

Directores suplentes
Márcia Sandra Roque Vieira Silva
Maria Eduarda Fischer Alcure
Deborah Meirelles Rosa Brasil
Teobaldo José Cavalcante Leal
José Tavora Batista
Carlos Ewandro Naegle Moreira
Marcia Massotti de Carvalho
Cesario Macedo de Melo Neto
Nelson Ribas Visconti
Dilma Maria Toledo

Principales ejecutivos
Roberto Zanchi
Gerente General
José Távora Batista
Raffaele Grandi
Carlos Ewandro Naegele Moreira
José Nunes de Almeida Neto
Janaina Savino Vilella Carro
Luiz Gazulha
Margot Frota Cohn Pires
Déborah Meirelles Rosa Brasil
Fernando Andrade
Márcia Sandra Roque Vieira Silva

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
74,05%

ENEL DISTRIBUCIÓN GOIÁS S.A. CELG DISTRIBUIÇÃO S.A. - CELG-D

Razón social
CELG DISTRIBUIÇÃO S.A. - CELG-D

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Rua 2, Quadra A-37, n° 505, Jardim Goiás, Goiânia, Goiás.

Teléfono
(62) 3243 1771

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
1.309.589

Objeto social
La sociedad tiene como objeto la exploración técnica y comercial de distribución de energía eléctrica.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica.

Directorio
Mario Fernando de Melo Santos
Presidente
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
Francesco Bertoli
Maria Eduarda Fischer Alcure

Principales ejecutivos
Abel Alves Rochinha
Gerente General
Marcia Sandra
Raffaele Grandi
Déborah Meirelles Rosa Brasil
Carlos Ewandro Naegele Moreira
Flavia Baraúna

Angela Magalhães
Margot Cohn
Carlos Omar Arriagada Retamal

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
99,93%

ENEL DISTRIBUCIÓN PERÚ S.A.A.

Razón social
Enel Distribución Perú S.A.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta

Dirección
Calle César López Rojas 201 Urb, Maranga, San Miguel
Lima, Perú

Teléfono
(51 1) 561 2001

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
157.383

Objeto social
Dedicarse a las actividades propias de la prestación del servicio de distribución, transmisión y generación de energía eléctrica, de acuerdo con lo dispuesto en la legislación vigente. Complementariamente, la sociedad podrá dedicarse a la venta de bienes bajo cualquier modalidad, así como a la prestación de servicios de asesoría y financieros, entre otros, salvo por aquellos servicios para los cuales se requiera de una autorización expresa conforme con la legislación vigente.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica
Directorio
José Manuel Revuelta Mediavilla
Presidente
Guillermo Lozada Pozo
Vicepresidente
Riccardo Lama
Carlos Solis Pino
Francesco Bertoli
Patricia Teullet Pipoli
Martín Pérez Monteverde
Rafael Llosa Barrios

Principales ejecutivos
Ricardo Lama
Gerente General
Guillermo Martin Lozada Pozo
Gerente de Administración, Finanzas & Control
Carlos Alberto Solis Pino
Gerente Comercial
Soraya Ahomed
Gerente Legal
Milagritos Tatiana Lozada Gobea
Gerente de Regulación
Rocío Pachas Soto
Gerente Organización y Recursos Humanos
María Alicia Martínez Venero
Gerente de Comunicaciones

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
83,15%

ENEL DISTRIBUCIÓN RÍO S.A. AMPLA ENERGÍA (Ampla Energía e Serviços S.A.)

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 (miles de dólares)
644.575

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 organizaciones regionarias, nacionales e internacionales del sector eléctrico y participar de otras sociedades relacionadas al sector energético como accionista, incluso en el ámbito de programas de privatización en Brasil.
Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica.

Directores titulares
Mario Fernando de Melo Santos
Monica Hodor
Roberto Zanchi
Deborah Meirelles Rosa Brasil
Luiz Carlos Franco Campos
Otacilio de Souza Junior

Directores suplentes
Flávia da Silva Baraúna
Márcia Massoti de Carvalho
Gabriel Maluly
Claudio César Weyne da Cunha
Carlos Ewandro Naegele Moreira

Principales ejecutivos
Artur Manuel Tavares Resende
Raffaele Grandi
Carlos Ewandro Naegele Moreira
José Nunes de Almeida Neto
Janaina Savino Vilella Carro
Anna Paula Hiotte Pacheco
Déborah Meirelles Rosa Brasil
Margot Frota Cohn Pires
Artur Manuel Tavares Resende
Fernando Andrade
Marcia Sandra Roque Vieira Silva

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
99,73%

ENEL DISTRIBUCIÓN SÃO PAULO S.A. ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.

Razón social
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta

Dirección
Avenida Dr. Marcos Penteado de Ulhôa Rodrigues, nº 939, lojas 1 e 2 (térreo) e 1º ao 7º andar, Bairro Sítio Tamboré, Torre II do Condomínio Castelo Branco Office Park, Barueri, São Paulo

Teléfono
(21) 2716-1113

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
728.495

Objeto social
La sociedad tiene como objeto: explotar servicios públicos de energía, principalmente la eléctrica, en las áreas referidas en el Contrato de Concesión y en las otras en que, de acuerdo con la legislación aplicable, esté autorizada a actuar; estudiar, elaborar, diseñar, ejecutar, explorar o transferir planes y programas de investigación y desarrollo que visen cualquier tipo o forma de energía; participar en los emprendimientos que tengan por finalidad la distribución y el comercio de energía; prestación de servicios técnicos de funcionamiento, mantenimiento y planificación de instalaciones eléctricas de terceros; prestación de servicios de optimización de procesos energéticos e instalaciones eléctricas de consumidores; cesión onerosa de franjas de servidumbre de líneas y áreas de tierra explotables de plantas y depósitos; IV) prestar otros servicios de carácter público o privado, incluidos los servicios de informática mediante explotación de su infraestructura, con el fin de producir ingresos alternativos complementarios o accesorios; contribuir a la preservación del medio ambiente, así como participar en programas sociales de interés comunitario; participar de emprendimientos que propicien mejor aprovechamiento de su patrimonio inmobiliario; y participar en otras sociedades como socia, cuotista o accionista.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica.

Directorio
Britaldo Pedrosa Soares
Presidente
Nicola Cotugno
vicepresidente
Ana Marta Horta Veloso
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira
Bernardino Jesus de Brito
Guilherme Gomes Lencastre
Helio Lima Magalhães
Marcia Sandra Roque Vieira Silva

Principales ejecutivos
Max Xavier Lins
Monica Hodor
Deborah Meirelles Rosa Brasil
Carlos Ewandro Naegele Moreira
Sidney Simonaggio
Rosario Zaccaria

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
95,88%

ENEL GENERACIÓN COSTANERA S.A.

Razón social
Enel Generación Costanera S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Avda, España 3301, Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4307 3040

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
131.230

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
Juan Carlos Blanco (Presidente)
Paolo Pescarmona (Vicepresidente)
Michele Siciliano
Alain Rosolino
Antonino Asione
Mónica Diskin
César Fernando Amuchástegui
Matías Maria Brea
Marcelo Luis Diez

Directores suplentes
Gaetano Salierno
Jorge Lemos
Fernando Boggini
Rodrigo QuesadaMariano Pessagno
Nicola Melchiotti
María Victoria Ramirez
María Alejandra Martinez
María Laura Posadas

Principales ejecutivos
Andrea Biasotto
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (Directa e indirecta)
75,68%

ENEL GENERACIÓN EL CHOCÓN S.A

Razón social
Enel Generación El Chocón S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Avda, España 3301
Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
227.243

Objeto social
Producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directores titulares
Juan Carlos Blanco
Presidente
Paolo Giovanni Pescarmona
Vicepresidente
Mónica Diskin
María Victoria Ramírez
Daniel Garrido
Alex Daniel Horacio Valdez
Néstor Hugo Martín
Alberto Eduardo Mousist

Directores suplentes
Jorge Lemos
Alain Rosolino Fernando Boggini
Rodrigo Quesada
Nicola Melchiotti
Sebastián Eduardo Guasco
Oscar Horacio Carvalho

Principales ejecutivos
Daniel Garrido
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
67,67%

ENEL GENERACIÓN FORTALEZA S.A. CGTF - CENTRAL GERADORA TERMELÉCTRICA FORTALEZA S.A.

Razón social
CGTF - 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 (miles de dólares)
39.201

Objeto social:
Estudiar, proyectar, construir y explorar los sistemas de producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica que le sean concedidos, permitidos o autorizados por cualquier título de derecho, bien como el ejercicio de otras actividades relacionados a las actividades arriba mencionadas; la adquisición, la obtención y la exploración de cualesquier derecho, concesiones y privilegios relacionados a las actividades arriba referidas, así como la práctica de todos los demás actos y negocios necesarios a la consecución de su objetivo; y la participación en el capital social de otras compañías o sociedades, como accionista, socia o en cuenta de participación, cualesquiera que sean sus objetivos.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directorio
Marcelo Falcucci
Presidente
Anna Paula Pacheco

Principales ejecutivos
Raimundo Câmara
Gerente General Interino
Raffaele Grandi
Pedro Werbest Alves Silva
Claudia Maria Suanno
Janaina Savino Vilella Carro
Ana Claudia Gonçalves Rebello
José Nunes de Almeida Neto
Anna Paula Hiotte Pacheco
Margot Frota Cohn Pires

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
100,00%

ENEL GENERACIÓN PERÚ S.A.A.

Razón social
Enel Generación Perú S.A.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta

Dirección
Calle César Lopez Rojas N° 201, Urb. Maranga, San Miguel
Lima, Perú (cambio dirección memo 2015)

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
809.478

Objeto social
En general, actividades propias de la generación de energía eléctrica. Podrá efectuar, asimismo, los actos de cualquier otra índole que sean relacionados o conducentes a su Objeto Social principal.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directores titulares
José Manuel Revuelta Mediavilla
Presidente
Marco Raco
Eugenio Calderón López
Guillermo Martín Lozada Pozo
Rocío Pachas Soto
Francisco García Calderón Portugal
Carlos Rojas Perla

Directores suplentes
Claudio Helfmann Soto
Rigoberto Novoa Velásquez
Daniel Abramovich Ackerman
Carlos Sedano Tarancón
Úrsula De La Mata Torres
Milagritos Tatiana Lozada Gobea
Bartolomé Enrique Ríos Hamann

Principales ejecutivos
Marco Raco
Gerente General
Pedro Cruz Vine
Gerente de Gestión de Energía y Comercialización
Daniel Abramovich Ackerman
Gerente de Asesoría Legal
Guillermo Marín Lozada Pozo
Gerente de Administración, Finanzas y Control

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
83,60%

ENEL GENERACIÓN PIURA S.A.

Razón social
Enel Generación Piura S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Calle César López Rojas 201, Urb. Maranga, San Miguel
Lima, Perú

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
24.131

Objeto social
El objeto principal de la sociedad es dedicarse a la generación de energía eléctrica y de procesamiento de gas natural, de conformidad con lo dispuesto en la legislación vigente.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica, venta de gas natural.

Directores
José Manuel Revuelta (Presidente)
Marco Raco (Vicepresidente)
Guillermo Martin Lozada Pozo

Ejecutivos principales
Marco Raco (representante de Enel Generación Perú S.A.A.)
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
96,50%

ENEL GREEN POWER CACHOEIRA DOURADA S.A.

Razón social
ENEL GREEN POWER CACHOEIRA DOURADA S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima de capital cerrado

Dirección
Rodovia GO 206, Km 0, Cachoeira Dourada
Goiânia
Goiás, Brasil

Teléfono
(55 62) 3434 9000

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
16.600

Objeto social
La sociedad tiene como objeto social la realización de estudios, planeamiento, construcción, instalación, operación y explotación de centrales generadoras de energía eléctrica, bien como la práctica de comercio, incluyendo minoristas, y las actividades de importación y exportación. 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 (titulares)
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
Andre Bruno Santos Brandão Gordon Afonso
Anna Paula Pacheco

Principales ejecutivos:
Matteo Francucci
Gerente Interino
Raffaele Grandi
Matteo de Zan
Janaína Savino Villela Carro
Carlos Ewandro Naegele Moreira
Ana Claudia Gonçalves Rebello
José Nunes de Almeida Neto
Anna Paula Hiotte Pacheco
Margot Frota Cohn Pires

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
99,75%

ENEL GREEN POWER VOLTA GRANDE S.A (anteriormente ENEL GREEN POWER PROJETOS I S.A)

Razón social
Enel Green Power Volta Grande S.A

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada.

Dirección
Praça Leoni Ramos, nº 1, 5º andar - parte, bloco 1, São Domingos.
Niterói, Rio de Janeiro.

Teléfono
(21) 2716-1100

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
145.972

Objeto social
La sociedad tiene como objeto generación de energía eléctrica, así como concedido, permitido y autorizado por el Poder Concedente. Asimismo, podrá llevar a cabo la comercialización de energía en cualquier modalidad y en cualquier mercado.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.
Sociedad sin concejo de administración (Directorio)

Principales ejecutivos
Matteo Francucci
Carlos Ewandro Naegele Moreira
Raffaele Grandi

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
100,00%

ENEL PERÚ S.A.C.

Razón social
Enel Perú S.A.C.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Calle César López Rojas 201, Urb. Maranga, San Miguel
Lima, Perú

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
1.587.916

Objeto social
Efectuar inversiones en general en otras sociedades, preferentemente en aquellas destinadas a la explotación de recursos naturales y muy especialmente en las vinculadas a la distribución, transmisión y generación de energía eléctrica. Desarrollar ingeniería para la construcción de plantas de energía eléctrica; realizar actividades de suministro, montaje y puesta en marcha de equipos, instalaciones y/o servicios para la producción de energía eléctrica. Además, podrá realizar cualquier otra actividad vinculada al sector energético y aguas. Igualmente podrá efectuar inversiones de capital en cualquier clase de bienes muebles incluyendo acciones, bonos y cualquier otra clase de títulos valores mobiliarios, así como la administración de dichas inversiones. Las actividades que integran el objeto social podrán desarrollarse en el Perú como en el extranjero.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Ejecutivos principales
José Manuel Revuelta Soldevilla
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
100,00%

Proporción sobre Activo de Enel Américas S.A.
20,33%

ENEL X BRASIL S.A (anteriormente ENEL SOLUÇÕES S.A.)

Razón social
ENEL X BRASIL S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada constituida de acuerdo a las leyes de la República Federativa de Brasil

Dirección
Praça Leoni Ramos nº 01
Parte, São Domingos, Niterói, Rio de Janeiro, Brasil.

Teléfono
(55 21) 2613 7000

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
23.302

Objeto social
La sociedad tiene como objeto participar del capital social de otras sociedades, en Brasil o en el exterior, la producción, industrialización, montaje y el comercio en general, incluso importación y exportación, para comercialización propia o por terceros 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.

Sociedad sin concejo de administración (Directorio)

Principales ejecutivos
Nestor Jesus Benito Saenz
Gerente General
Tennessee Williams Pearce Maia
Rafael Felipe Coelho da Silva

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
100,00%

ENEL TRADING ARGENTINA S.R.L.

Razón social
Enel Trading Argentina S.R.L.

Tipo de sociedad
Sociedad de Responsabilidad Limitada

Dirección
San José 140, piso 6, CABA
Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4124-1600

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
2.483

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.

Gerentes titulares
Livio Filipo Colasanto
Paolo Giovanni Pescarmona

Gerentes suplentes
Mónica Diskin
Fernando Boggini

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
100,00%

Proporción sobre Activo de Enel Américas S.A.
0,02%

HIDROINVEST S.A.

Razón social
Hidroinvest S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Avda, España 3301
Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4307 3040

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
1.468

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 titulares
Juan Carlos Blanco
Presidente
Paolo Giovanni Pescarmona
Vicepresidente
Mónica Diskin

Directores suplentes
Jorge Lemos
María Victoria Ramírez

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
96,70%

INGENDESA DO BRASIL Ltda. (En liquidación)

Razón social
Ingendesa do Brasil Ltda.

Tipo de sociedad
Sociedad de responsabilidad limitada

Dirección
Praça Leoni Ramos, Nº 1
Parte, São Domingos
Niterói - RJ, Brasil

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
129.006

Objeto social
Comprende la prestación de servicios de ingeniería, estudios, proyectos, consultoría técnica, administración, fiscalización y supervisión de obras, inspección y recepción de materiales y equipos, de laboratorio, de pericia, representación comercial de empresas de ingeniería nacionales y extranjeras, así como los demás servicios que las facultades legales permitan en la práctica de las profesiones de ingeniería, arquitectura, agronomía, geología y meteorología, en todas sus especialidades.

Actividades que desarrolla
Servicios de ingeniería.

Apoderado
Bruno César Vasconcelos

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
1,00%

INVERSORA CODENSA S.A.S.

Razón social
Inversora Codensa S.A.S.

NIT 900.351.013-6

Tipo de sociedad
Sociedad por acciones simplificada

Dirección
Carrera 13 No. 93-66
Bogotá, Colombia

Teléfono
(571) 601 6060

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
2

Objeto social
Inversión en actividades de servicios públicos domiciliarios de energía, especialmente la adquisición de acciones de cualquier empresa de servicios públicos de energía, o en cualquier otra empresa que invierta a su vez en servicios públicos cuyo objeto principal sea el servicio público domiciliario de energía eléctrica de acuerdo con la definición establecida en la Ley 142 de 1994, o en cualquier otra empresa que invierta a su vez en empresas de servicios públicos cuyo objeto principal sea el servicio público domiciliario de energía eléctrica.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Principales ejecutivos
David Felipe Acosta Correa
Gerente
Leonardo Lopez Vergara
Primer Suplente del Gerente
Juan Manuel Pardo Gómez
Segundo Suplente del Gerente

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
100,00%

INVERSORA DOCK SUD S.A.

Razón social
Inversora Dock Sud S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Avenida Debenedetti 1636 Dock Sud
Avellaneda

Teléfono
4229-1000

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
21.215

Objeto social
La Sociedad tiene por objeto participar en empresas de cualquier naturaleza mediante la creación de sociedades por acciones, uniones transitorias de empresas, agrupaciones de colaboración, joint venture, consorcios y cualquier otra forma de asociación y en general la compra, venta y negociación de títulos, acciones y toda otra clase de valores mobiliarios y papeles de crédito en cualquiera de los sistemas o modalidades creados o a crearse.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directores titulares
Juan Carlos Blanco
Presidente
Paolo Giovanni Pescarmona
Vicepresidente
Michele Siciliano
Héctor Martín Mandarano
Santiago Matías Sajaroff
Jorge Esteban Ravlich

Directores suplentes
Andrea Biasotto
Nicola Melchiotti
Mónica Diskin
Patricio Javier Cipollone
Sebastián Torres
Gabriel Eduardo Abalos

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
57,14%

Proporción de la inversión en activos de Enel Américas S.A.
1,43%

SACME S.A.

Razón social
Sacme S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Avda, España 3251
Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4361 5107

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
42

Objeto social
Efectuar la conducción, supervisión y control de la operación del sistema de generación, transmisión y subtransmisión de energía eléctrica de la Capital Federal y el Gran Buenos Aires y las interconexiones con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), Representar a las Sociedades Distribuidora Edenor S.A. y Edesur S.A., en la gestión operativa ante la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). En general, efectuar todo tipo de acciones que le permitan desarrollar adecuadamente su gestión, en virtud de constituirse a estos efectos por las sociedades concesionarias de los servicios de distribución y comercialización de energía eléctrica en la Capital Federal y Gran Buenos Aires, en todo de acuerdo con lo dispuesto en el Concurso Público Internacional para la venta de acciones Clase A de Edenor S.A. y Edesur S.A. y la normativa aplicada.

Actividades que desarrolla
Conducción, supervisión y control de la operación de parte del sistema eléctrico argentino.

Directores titulares
Roberto De Antoni
Giuseppe Fanizzi
Daniel Flaks

Eduardo Maggi
Directores suplentes
Fabio Canosa
Vincenzo Ruotolo
Miguel Patricio Farrell
José Luis Marinelli

Principales ejecutivos
Francisco Cerar
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
50,00%

SOCIEDAD PORTUARIA CENTRAL CARTAGENA S.A.

Razón social
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

NIT 900.325.249-7

Dirección
Carrera 13 A No. 93-,66, piso 2
Bogotá, D.C. Colombia

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
28

Objeto social
La Sociedad tendrá como objeto principal la siguiente actividad: 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.

Directores titulares
Marcelo Falcucci
Leonardo Lopez Vergara
Juan Manuel Pardo

Directores suplentes
Fernando Javier Gutierrez Medina
Alba Lucia Salcedo
Luis Fernando Salamanca

Principales ejecutivos
Fernando Gutierrez Medina
Gerente General
Marcelo Falcucci
Primer Suplente del Gerente General
Oswaldo Rafael Novoa Arroyo
Segundo Suplente del Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
100,00%

ENEL X COLOMBIA S.A.S.

Razón Social
Enel X Colombia S.A.S.

Tipo de sociedad
Sociedad por acciones simplificada

NIT 901.176.579-6

Dirección
Carrera 13 A No. 93-,66, piso 2
Bogotá, D.C. Colombia

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
1.540

Objeto social
Podrá desarrollar cualquier actividad comercial o civil lícita. En especial podrá: a) ejecutar proyectos de alumbrado público para el desarrollo de modernizaciones, administraciones, operación y mantenimiento, expansiones, telegestión, levantamiento de inventarios, diseños fotométricos, interventoría, entre otros; bajo las distintas modalidades de contratación con el estado como concesiones de manera individual o conjunta conformando alianzas estratégicas; b) desarrollar proyectos de ingeniería eléctrica en baja, media y alta tensión, proyectos de iluminación especial, iluminación arquitectónica e iluminación navideña, proyectos de almacenamiento de energía y energías renovables a través de la participación en licitaciones o concursos públicos y privados, celebrando contratos con entidades o empresas del estado, de economía mixta o privados; c) diseñar, desarrollar, mantener, construir y montar todo tipo de instalaciones eléctricas en zonas industriales y/o comerciales y/o residenciales y/o zonas francas. d) comercializar materiales eléctricos, prestar servicios de ingeniería conceptual, básica y de detalle, como asesorías, estudios, interventoría y supervisión de proyectos; desarrollo y venta de proyectos de energías renovables, software de inteligencia energética, operación y mantenimiento de sistemas de servicios públicos; e) desarrollar e implementar nuevos productos y servicios asociados a las necesidades del sector público y privado, a través de: 1) la utilización de la infraestructura existente de alumbrado público para el apalancamiento de proyectos de innovación y tecnología (ciudades inteligentes); 2) proyectos de desarrollo urbano como instalación y mantenimiento de semáforos, señales de tránsito, paraderos de buses y publicidad y parques entre otros espacios urbanos. 3) implementación de modelos de Energy as a Service, respuesta a la demanda, aumento de confiabilidad para los clientes industriales a nivel nacional; f) llevar a cabo todos los actos jurídicos y operaciones que resulten necesarios o útiles para el desarrollo de su objeto social, o guarden relación con el mismo; g) adquirir y desarrollar bienes de cualquier naturaleza, muebles o inmuebles, corporales o incorporales, que sean necesarios para el desarrollo de los negocios sociales; h) enajenar, arrendar, gravar, y administrar los bienes sociales; i) emitir, girar, aceptar, endosar, asegurar, descontar, y negociar en general, títulos valores y cualquier clase de créditos individuales o colectivos; j) celebrar toda clase de contratos estatales y de derecho privado que sean aptos para la obtención de los fines sociales; k) formar parte, con sujeción a las leyes y a los estatutos, de otras sociedades, para facilitar o ensanchar o complementar la empresa social, sea suscribiendo o adquiriendo cuotas o acciones en ellas con el ánimo de permanencia o fusionarse con las mismas; l) celebrar contratos de participación, sea como partícipe activa o participe inactiva, consorcios, uniones temporales de empresas y cualquier otra forma lícita de colaboración empresarial; m) celebrar o ejecutar, en general, todos los actos o contratos que sean necesarios para el desarrollo del objeto social de la compañía.

Directores Principales
Lucio Rubio Díaz
Carlos Mario Restrepo Molina
Michele Di Murro

Directores suplentes
Andrés Caldas Rico
Juan Manuel Pardo Gómez
Alejandro Barragán Osorio

Principales Ejecutivos
Carlos Mario Molina
Gerente General
Alejandro Barragán Osorio
Primer Suplente del Gerente
Diego Rolando Valderrama Acevedo
Segundo Suplente del Gerente

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
100,00%

TERMOELÉCTRICA JOSÉ DE SAN MARTÍN S.A.

Razón social
Termoeléctrica José de San Martín S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Maipú 757, Piso 9° Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(54 11) 4117-1011/1041

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
13

Objeto social
La producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque y, particularmente, la gestión de compra del equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de una central térmica en cumplimiento del "Acuerdo definitivo para la gestión y operación de los proyectos para la readaptación del MEM en el marco de la resolución SE N° 1427/2004", aprobado mediante la resolución SE N° 1193/2005.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica. Servicio de gerenciamiento (compra equipamiento, construcción, operación y mantenimiento de una central térmica).

Directores titulares
Ricardo Araraki
Presidente
Adrián Salvatore
Michele Siciliano
Mónica Diskin
Guillermo Giraudo
Julián Mc Loughlin
José Manuel Tierno
Gerardo Carlos Paz
Rubén Turienzo

Directores suplentes
Leonardo Katz
Leonardo Marinaro
Juan Carlos Blanco
Andrea Biasotto
Luciano Palombella
Juan Castellanos Mon
Sergio Raúl Sánchez
Luis Agustín León Longombardo
Rodrigo Leonardo Garcia

Principales ejecutivos
Fernando Fabián Rabita
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
25,60%

TERMOELÉCTRICA MANUEL BELGRANO S.A.

Razón social
Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Azopardo 1487, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Teléfono
011 3221-7950

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
13

Objeto social
La producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque y, particularmente, la gestión de compra del equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de una central térmica en cumplimiento del "Acuerdo definitivo para la gestión y operación de los proyectos para la readaptación del MEM en el marco de la resolución SE N° 1427/2004", aprobado mediante la resolución SE N° 1193/2005.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica. Servicio de gerenciamiento (compra equipamiento, construcción, operación y mantenimiento de una central térmica)

Directores titulares
Andrea Biasotto
Mónica Diskin
Julián Mc Loughlin
Guillermo Giraudo
Adrián Gustavo Salvatore
José Manuel Pazos
Gerardo Carlos Paz
Rubén Turienzo
José Manuel Tierno

Directores Suplentes
Juan Carlos Blanco
Michele Sicialiano
Luciano Palombella
Juan I Castellanos Mon
Leonardo Marinaro
Leonardo Katz
Luis Agustín León Longombardo
Rodrigo Leonardo García
Sergio Raúl Sánchez

Principales ejecutivos
Francisco Monteleone
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
25,60%

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 (miles de dólares)
11.715

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 titulares
Juan Carlos Blanco
Presidente
Paolo Giovanni Pescarmona
Vicepresidente
Mónica Diskin

Directores suplentes
Jorge Lemos
Gaetano Salierno
Roberto de Antoni

Principales ejecutivos
Sandro Ariel Rollan
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (Directa e indirecta)
99,99%

YACYLEC S.A.

Razón social
Yacylec S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Bartolomé Mitre 797, piso 11º;
Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4587 4322/4585

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
531

Objeto social
Construcción, operación y mantenimiento de la primera vinculación eléctrica entre la Central Hidroeléctrica Yacyretá y la Estación Transformadora de Resistencia y prestación del servicio de transporte de electricidad, incluyendo la explotación por concesión bajo la modalidad de transportista independiente.

Actividades que desarrolla
Transporte de energía eléctrica.

Directores titulares
Guillermo Osvaldo Díaz
Eduardo Martín Albaracín
Vacante
Juan M. Pereyra
Juan Carlos Blanco
Sandro Ariel Rollan
Raffaele Sardella
Luis Juan Bautista Piatti
Osvaldo Antenor Acosta
Mónica Diskin
Maurizio Bellomo
Gerardo Luis Ferreyra
Directores suplentes
Carlos Fernando Bergoglio
Juan José Arena
Paolo Giovanni Pescarmona
Jorge Alberto Lemos
Gianfranco Catrini
Massimo Villa
Roberto Leonardo Maffiolli
Dario Ballaré
Sergio Alejandro Vestfrid
Nicola Melchiotti
Robert Ortega
Alberto Esteban Verra

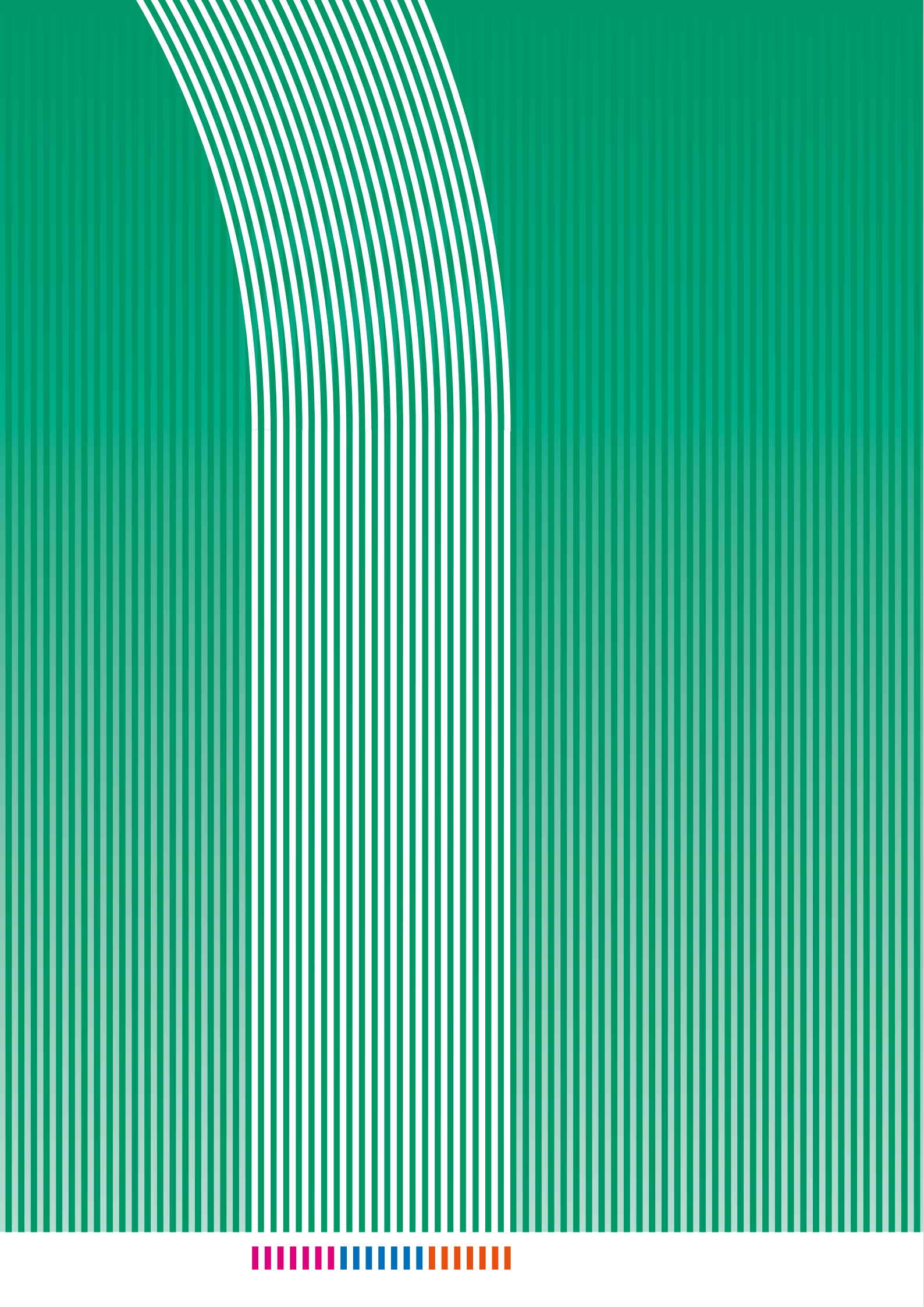
Ejecutivos principales
Sandro Ariel Rollan
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
22,22%

Proporción sobre Activo de Enel Américas S.A.
0,01%

Notas:
1. No hay actos o contratos celebrados por Enel Américas con sus subsidiarias o asociadas que influyan significativamente en sus operaciones y resultados.
2. En cuanto a relaciones comerciales, la vinculación futura proyectada con subsidiarias o asociadas se enmarca en el objeto social de la compañía, en especial prestar a sus empresas filiales o coligadas los recursos financieros necesarios para el desarrollo de sus negocios y, además, prestar a sus empresas filiales servicios gerenciales, de asesoría financiera, comercial, técnica y legal; de auditoría y, en general, los servicios de cualquier índole que aparezcan como necesarios para su mejor desempeño, sin perjuicio de lo cual, no se prevé que ninguna de estas vinculaciones futuras influya significativamente en las operaciones



23

Declaración de responsabilidad

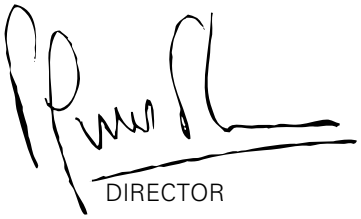
Declaración de responsabilidad

Los directores de Enel Américas S.A. y el Gerente General, firmantes de esta declaración, se hacen responsables bajo juramento de la veracidad de toda la información proporcionada en la presente Memoria Anual, en cumplimiento de la Norma de Carácter General N°30, emitida por la Comisión para el Mercado Financiero.

PRESIDENTE
Borja Acha Besga
DNI: 05263174-S

DIRECTOR
José Antonio Vargas Lleras
CI: 79.312.642

DIRECTOR
Hernán Somerville Senn
Rut: 4.132.185-7



DIRECTOR
Patricio Gómez Sabaini
Pasaporte: 16941675N

DIRECTOR
Livio Gallo
DNI: AV 0246369

DIRECTOR
Domingo Cruzat Amunátegui
Rut: 6.989.304-K

DIRECTOR
Enrico Viale
DNI: AU 2580379

GERENTE GENERAL
Maurizio Bezzeccheri
Rut: 26.490.357-2

Estados Financieros Consolidados

Enel América S.A.

INFORME INSPECTORES DE CUENTAS

Conforme a lo dispuesto por la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas y en cumplimiento al mandato conferido por la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 26 *de Abril de 2018*, hemos procedido a examinar los Estados Financieros de Enel Américas S.A., por el ejercicio comprendido entre el 1° de Enero y el 31 de Diciembre de 2018.

Nuestra labor se centró en la verificación, sobre una base selectiva, de la coincidencia de las cifras expuestas en los estados financieros con los registros oficiales de la Compañía y para tal efecto comparamos las cifras presentadas en el libro mayor con las planillas de agrupación y clasificación, para posteriormente estos montos, que representan sumas de cuentas de un mismo rubro, ver si coincidían con los incluidos en los estados finales, revisión que no mereció ningún reparo.

Bruno David Agustín Costa Nattero
Inspector de Cuenta

Rolf Ernst Heller Ihle
Inspector de Cuenta

Santiago, 18 de febrero de 2019.

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

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

Building a better working world

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
Enel Américas S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Enel Américas S.A. y subsidiarias, que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

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

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

Opinión

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enel Américas S.A. y subsidiarias al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Énfasis en un asunto – Cambio de Moneda Funcional y de Presentación

Tal como se explica en Nota 3 a los estados financieros consolidados, al 1 de enero de 2017 Enel Américas cambió tanto su moneda funcional como la moneda de presentación de sus estados financieros consolidados. No se modifica nuestra opinión con respecto a este asunto.

Gastón Villarroel O.

EY Audit SpA

Santiago, 27 de febrero de 2019

Estados de Situación Financiera Consolidados

al 31 de diciembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017
(En miles de dólares - MUS$)

ACTIVOS	Nota	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	9	1.904.285	1.472.763
Otros activos financieros corrientes	10	210.393	110.352
Otros activos no financieros corrientes	11	307.732	283.632
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	12	3.551.022	2.377.789
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	13	14.337	7.403
Inventarios corrientes	14	339.398	246.089
Activos por impuestos corrientes	15	50.994	47.393
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		**6.378.161**	**4.545.421**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	6.2	5.825	-
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		5.825	-
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		**6.383.986**	**4.545.421**
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	10	2.796.475	1.752.267
Otros activos no financieros no corrientes	11	1.140.708	560.426
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	12	906.508	616.793
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	13	1.652	2.845
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	16	2.596	2.747
Activos intangibles distintos de la plusvalía	17	5.827.289	3.682.479
Plusvalía	18	1.205.570	713.175
Propiedades, planta y equipo	19	8.686.827	8.092.467
Propiedad de inversión		11.708	-
Activos por impuestos diferidos	20	433.037	200.371
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		**21.012.370**	**15.623.570**
TOTAL ACTIVOS		**27.396.356**	**20.168.991**

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	21	1.648.099	689.768
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	24	4.116.247	3.323.853
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	13	2.996.668	225.027
Otras provisiones corrientes	25	422.863	269.966
Pasivos por impuestos corrientes	15	192.924	172.638
Otros pasivos no financieros corrientes	11	270.120	253.084
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos o grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		**9.646.921**	**4.934.336**
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	6.2	3.835	-
Pasivos no corrientes o grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		3.835	-
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		**9.650.756**	**4.934.336**
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	21	4.621.868	4.349.515
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	24	933.056	978.569
Otras provisiones no corrientes	25	1.363.976	660.305
Pasivo por impuestos diferidos	20	546.070	455.311
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	26	1.343.507	388.931
Otros pasivos no financieros no corrientes	11	105.223	123.517
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		**8.913.700**	**6.956.148**
TOTAL PASIVOS		**18.564.456**	**11.890.484**
PATRIMONIO			
Capital emitido	27.1.1	6.763.204	6.763.204
Ganancias acumuladas		4.841.687	3.583.831
Otras reservas	27.5	(4.880.883)	(3.866.564)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		6.724.008	6.480.471
Participaciones no controladoras	27.6	2.107.892	1.798.036
PATRIMONIO TOTAL		**8.831.900**	**8.278.507**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		**27.396.356**	**20.168.991**

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016
(En miles de dólares - MUS$)

		enero - diciembre		
	Nota	**2018 MUS$**	2017 MUS$	2016 MUS$
Ingresos de actividades ordinarias	28	12.119.134	9.489.266	7.007.908
Otros ingresos, por naturaleza	28	1.064.928	948.737	634.674
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza		**13.184.062**	**10.438.003**	**7.642.582**
Materias primas y consumibles utilizados	29	(8.142.773)	(5.882.788)	(3.868.218)
Margen de Contribución		**5.041.289**	**4.555.215**	**3.774.364**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		177.997	173.186	99.449
Gastos por beneficios a los empleados	30	(840.493)	(837.984)	(626.102)
Gasto por depreciación y amortización	31	(862.440)	(648.114)	(473.238)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	31	(60.748)	(79.748)	(157.078)
Otros gastos por naturaleza	32	(1.021.085)	(943.156)	(817.375)
Resultado de Explotación		**2.434.520**	**2.219.399**	**1.800.020**
Otras ganancias (pérdidas)	33	681	5.345	12.141
Ingresos financieros	34	358.081	293.843	276.457
Costos financieros	34	(1.071.759)	(869.535)	(773.157)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	16	2.452	3.310	2.706
Diferencias de cambio	34	110.635	(6.714)	58.934
Resultado por unidades de reajuste (*)	34	270.380	-	(1.032)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		**2.104.990**	**1.645.648**	**1.376.069**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	20	(437.932)	(519.134)	(531.461)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		**1.667.058**	**1.126.514**	**844.608**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	170.263
GANANCIA (PÉRDIDA)		**1.667.058**	**1.126.514**	**1.014.871**
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		1.201.381	709.043	566.497
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	27.6	465.677	417.471	448.374
GANANCIA (PÉRDIDA)		**1.667.058**	**1.126.514**	**1.014.871**
			-	-
Ganancia por acción básica				
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	US$ / acción	0,02091	0,01234	0,00907
Ganancia (pérdidas por acción básica en operaciones discontinuadas	US$ / acción	-	-	0,00232
Ganancia (pérdida) por acción básica	US$ / acción	0,02091	0,01234	0,01139
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		57.452.641.516	57.452.641.516	49.768.783.340
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	US$ / acción	0,02091	0,01234	0,00907
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	US$ / acción	-	-	0,00232
Ganancias (pérdida) diluida por acción	US$ / acción	0,02091	0,01234	0,01139
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		57.452.641.516	57.452.641.516	49.768.783.340

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016
(En miles de dólares - MUS$)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS	Nota	enero - diciembre 2018 MUS$	2017 MUS$	2016 MUS$
Ganancia (Pérdida)		**1.667.058**	**1.126.514**	**1.014.871**
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos		(177.527)	(4.941)	(29.399)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo		**(177.527)**	**(4.941)**	**(29.399)**
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión		(1.575.134)	(95.501)	214.887
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		(458)	(829)	976
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		-	-	(20.832)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(5.763)	12.723	22.030
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		3.036	12	6.701
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		**(1.578.319)**	**(83.595)**	**223.762**
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		**(1.755.846)**	**(88.536)**	**194.363**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo				
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		59.684	3.694	9.592
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo		**59.684**	**3.694**	**9.592**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo				
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		1.354	(5.088)	(6.816)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo		**1.354**	**(5.088)**	**(6.816)**
Total Otro resultado integral		**(1.694.808)**	**(89.930)**	**197.139**
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**(27.750)**	**1.036.584**	**1.212.010**
Resultado integral atribuible a				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		(121.326)	650.731	788.647
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		93.576	385.853	423.363
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		(27.750)	1.036.584	1.212.010

Estados de Cambios en el Patrimonio Consolidados

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016
(En miles de dólares - MUS$)

			Cambios en Otras Reservas		
Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	Capital emitido	Acciones propias en cartera	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos
Saldo inicial al 01/01/2018	**6.763.204**	**-**	**(453.995)**	**(3.472)**	**-**
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables (1)	-	-	-	-	-
Saldo inicial reexpresado	**6.763.204**	**-**	**(453.995)**	**(3.472)**	**-**
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)					
Otro resultado integral			(1.212.114)	(1.622)	(108.749)
Resultado integral					
Dividendos					
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	108.749
Total de cambios en patrimonio	**-**	**-**	**(1.212.114)**	**(1.622)**	**-**
Saldo final al 31/12/2018	**6.763.204**	**-**	**(1.666.109)**	**(5.094)**	**-**

			Cambios en Otras Reservas		
Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	Capital emitido	Acciones propias en cartera	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos
Saldo inicial al 01/01/2017	**9.023.164**	**(139.630)**	**(2.610.348)**	**(4.426)**	**-**
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables (2)	(2.119.480)	(849)	2.221.406	(6.997)	-
Saldo Inicial Reexpresado	**6.903.684**	**(140.479)**	**(388.942)**	**(11.423)**	**-**
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)					
Otro resultado integral			(65.053)	7.951	(808)
Resultado integral					
Dividendos					
Incremento (disminución) por otros cambios	(140.480)	140.479	-	-	808
Total de cambios en patrimonio	**(140.480)**	**140.479**	**(65.053)**	**7.951**	**-**
Saldo final al 31/12/2017	**6.763.204**	**-**	**(453.995)**	**(3.472)**	**-**

			Cambios en Otras Reservas		
Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	Capital emitido	Acciones propias en cartera	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos
Saldo inicial al 01/01/2016	**10.680.663**	**-**	**(3.165.288)**	**(7.649)**	**-**
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	**10.680.663**	**-**	**(3.165.288)**	**(7.649)**	**-**
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)					
Otro resultado integral			554.940	3.223	(13.224)
Resultado integral					
Dividendos					
Disminución (incremento) por otras distribuciones a los propietarios	(3.211.186)	-	-	-	-
Incremento (disminución) por otros cambios	1.553.687	-	-	-	13.224
Incremento (disminución) por transacciones de acciones en cartera	-	(139.630)	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	**(1.657.499)**	**(139.630)**	**554.940**	**3.223**	**-**
Saldo final al 31/12/2016	**9.023.164**	**(139.630)**	**(2.610.348)**	**(4.426)**	**-**

(1) Considera un cargo a resultados acumulados por MUS$5.804 por la aplicación de NIIF 9, un cargo a resultados acumulados por MUS$1.272 por aplicación de NIIF 15 y un abono a resultados acumulados por MUS$961.107 por aplicación de NIC 29. Ver notas 2.2 – deterioro de valor, Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes y nota 8, respectivamente.
(2) Corresponde a ajuste por cambio en moneda funcional, ver nota 3.

Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	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	Total Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
(175)	**(3.408.922)**	**-**	**(3.866.564)**	**3.583.831**	**6.480.471**	**1.798.036**	**8.278.507**
-	-	-	-	667.447	667.447	286.583	954.030
(175)	**(3.408.922)**	**-**	**(3.866.564)**	**4.251.278**	**7.147.918**	**2.084.619**	**9.232.537**
				1.201.381	1.201.381	465.677	1.667.058
(222)	-	-	(1.322.707)		(1.322.707)	(372.101)	(1.694.808)
					(121.326)	93.576	(27.750)
				(502.223)	(502.223)	(255.242)	(757.465)
-	199.639	-	308.388	(108.749)	199.639	184.939	384.578
(222)	**199.639**	**-**	**(1.014.319)**	**590.409**	**(423.910)**	**23.273**	**(400.637)**
(397)	**(3.209.283)**	**-**	**(4.880.883)**	**4.841.687**	**6.724.008**	**2.107.892**	**8.831.900**

Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	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	Total Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
217	**(4.093.262)**	**-**	**(6.707.819)**	**4.023.919**	**6.199.634**	**1.680.105**	**7.879.739**
10	728.703	-	2.943.122	(822.793)	-	-	-
227	**(3.364.559)**		**(3.764.697)**	**3.201.126**	**6.199.634**	**1.680.105**	**7.879.739**
				709.043	709.043	417.471	1.126.514
(402)	-	-	(58.312)		(58.312)	(31.618)	(89.930)
					650.731	385.853	1.036.584
				(325.530)	(325.530)	(230.272)	(555.802)
-	(44.363)	-	(43.555)	(808)	(44.364)	(37.650)	(82.014)
(402)	**(44.363)**	**-**	**(101.867)**	**382.705**	**280.837**	**117.931**	**398.768**
(175)	**(3.408.922)**	**-**	**(3.866.564)**	**3.583.831**	**6.480.471**	**1.798.036**	**8.278.507**

Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	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	Total Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
(256)	**(4.659.748)**	**(171.638)**	**(8.004.579)**	**5.809.538**	**8.485.622**	**3.046.721**	**11.532.343**
-	-	-	-	-	-	-	-
(256)	**(4.659.748)**	**(171.638)**	**(8.004.579)**	**5.809.538**	**8.485.622**	**3.046.721**	**11.532.343**
				566.497	566.497	448.374	1.014.871
473	(189)	(2.693)	542.530		542.530	129.483	672.013
					1.109.027	577.857	1.686.884
				(300.696)	(300.696)	(291.001)	(591.697)
-	1.366.382	174.331	1.540.713	(2.038.196)	(3.708.669)	(921.670)	(4.630.339)
-	(799.707)	-	(786.483)	(13.224)	753.980	(731.802)	22.178
-	-	-	-	-	(139.630)	-	(139.630)
473	**566.486**	**171.638**	**1.296.760**	**(1.785.619)**	**(2.285.988)**	**(1.366.616)**	**(3.652.604)**
217	**(4.093.262)**	**-**	**(6.707.819)**	**4.023.919**	**6.199.634**	**1.680.105**	**7.879.739**

Estados de Flujo de Efectivo Consolidados

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016
(En miles de dólares - MUS$)

		enero - diciembre		
Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	**2018 MUS$**	2017 MUS$	2016 MUS$
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		16.445.981	12.914.844	10.523.146
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		48.659	44.388	50.068
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		48.028	26.155	17.088
Otros cobros por actividades de operación		752.842	629.627	600.521
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación				
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(8.597.388)	(6.470.110)	(5.006.113)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(786.892)	(886.921)	(678.825)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(11.345)	(10.050)	(13.287)
Otros pagos por actividades de operación	9.c	(5.227.832)	(3.629.559)	(2.314.081)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)				
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(593.948)	(492.495)	(557.683)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(233.540)	(255.830)	(88.648)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**1.844.565**	**1.870.049**	**2.532.186**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión				
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios		(1.590.435)	(720.401)	(4)
Flujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones no controladoras		-	(80.768)	-
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		294.562	209.535	751.097
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(335.668)	(234.346)	(737.236)
Préstamos a entidades relacionadas		-	(224.075)	(34.221)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		1.000	-	103.020
Compras de propiedades, planta y equipo		(750.435)	(682.466)	(824.093)
Compras de activos intangibles		(790.184)	(688.160)	(405.894)
Compras de otros activos a largo plazo		-	(435.597)	-
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(3.079)	(13.860)	(8.692)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		14.003	52.564	11.013
Cobros a entidades relacionadas		-	224.075	252.890
Dividendos recibidos		1.524	1.823	1.750
Intereses recibidos		99.648	100.542	126.435
Otras entradas (salidas) de efectivo		(10.125)	11.993	28.977
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(3.069.189)**	**(2.479.141)**	**(734.958)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación				
Pagos por adquirir o rescatar las acciones de la entidad		-	-	(139.083)
Total importes procedentes de préstamos	**9.d**	**4.538.165**	**1.503.047**	**1.577.694**
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		2.836.717	1.434.395	1.350.962
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		1.701.448	68.652	226.732
Préstamos de entidades relacionadas		2.686.387	257.453	107.004
Pagos de prestamos	9.d	(4.301.358)	(1.127.892)	(1.034.434)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	9.d	(31.619)	(46.975)	(30.837)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	9.d	-	(257.955)	(106.237)
Dividendos pagados	9.d	(591.958)	(543.774)	(637.864)
Intereses pagados	9.d	(439.552)	(343.991)	(360.189)
Otras entradas (salidas) de efectivo	9.d	7.001	(28.433)	(469.905)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**1.867.066**	**(588.520)**	**(1.093.851)**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		**642.442**	**(1.197.612)**	**703.377**
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		(210.920)	(19.081)	114.071
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**431.522**	**(1.216.693)**	**817.448**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	9	1.472.763	2.689.456	1.872.008
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	**9**	**1.904.285**	**1.472.763**	**2.689.456**

Índice

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO 214
2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS 215
   - 2.1 Principios contables 215
   - 2.2 Nuevos pronunciamientos contables 215
   - 2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas 223
   - 2.4 Sociedades subsidiarias 224
     - 2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación 225
     - 2.4.2 Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50% 225
   - 2.5 Entidades asociadas 225
   - 2.6 Acuerdos conjuntos 225
   - 2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio 226
3. CAMBIO DE MONEDA FUNCIONAL Y MONEDA DE PRESENTACION 227
4. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS 229
   - a) Propiedades, planta y equipo 229
   - b) Propiedad de inversión 230
   - c) Plusvalía 231
   - d) Activos intangibles distintos de la plusvalía 231
     - d.1) Concesiones 231
     - d.2) Gastos de investigación y desarrollo 232
     - d.3) Otros activos intangibles 232
   - e) Deterioro del valor de los activos no financieros 233
   - f) Arrendamientos 234
   - g) Instrumentos financieros 234
     - g.1) Activos financieros no derivados 234
     - g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes 235
     - g.3) Deterioro de valor de los activos financieros 235
     - g.4) Pasivos financieros excepto derivados 236
     - g.5) Derivados y operaciones de cobertura 236
     - g.6) Baja de activos y pasivos financieros 237
     - g.7) Compensación de activos y pasivos financieros 237
     - g.8) Contratos de garantías financieras 237
   - h) Medición del valor razonable 238
   - i) Inversiones contabilizadas por el método de participación 238
   - j) Inventarios 239
   - k) 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 239
   - l) Acciones propias en cartera 240
   - m) Provisiones 240
     - m.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares 240
   - n) Conversión de saldos en moneda extranjera 241
   - o) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes 241
   - p) Impuesto a las ganancias 241
   - q) Reconocimiento de ingresos y gastos 242
   - r) Ganancia (pérdida) por acción 243
   - s) Dividendos 244
   - t) Gastos de emisión y colocación de acciones 244
   - u) Estado de flujos de efectivo 244
   - v) Moneda funcional 244
5. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO 245
   - a) Marco regulatorio: 245
   - b) Revisiones tarifarias: 267

6. ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA O MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y OPERACIONES DISCONTINUADAS 276
7. COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y ADQUISICIONES 280
8. HIPERINFLACION ARGENTINA 283
9. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO 285
10. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS 286
11. OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS 288
12. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR 289
13. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS 290
a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas 291
b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas 292
c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados: 293
d) Transacciones significativas Enel Américas: 294
a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia 294
b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia. 295
14. INVENTARIOS 298
15. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS 298
16. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN 299
16.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación 299
17. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA 300
18. PLUSVALÍA 302
19. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO 303
20. IMPUESTO A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS 307
a) Impuesto a las ganancias 307
b) Impuestos diferidos 308
21. OTROS PASIVOS FINANCIEROS 311
a. Préstamos que devengan intereses. 311
b. Obligaciones con el Público No Garantizadas 318
c. Obligaciones con el Público Garantizadas 318
d. Deuda de cobertura. 326
e. Otros aspectos. 328
f. Flujos futuros de deuda no descontados 328
22. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS 330
23. INSTRUMENTOS FINANCIEROS 333
23.1 Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría. 333
23.2 Instrumentos derivados 334
23.3 Jerarquías del valor razonable 337
24. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES 338
25. PROVISIONES 339
26. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO 340
26.1 Aspectos generales: 340
26.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros: 341
26.3 Otras revelaciones: 344
27. PATRIMONIO 345
27.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora. 345
27.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión 350
27.3 Gestión del capital 350
27.4 Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio) 350
27.5 Otras Reservas 350
27.6 Participaciones no controladoras. 352
28. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS 352
29. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS 353
30. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS 353
31. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO 354
32. OTROS GASTOS POR NATURALEZA 354
33. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS) 354
34. RESULTADO FINANCIERO 355

35. INFORMACIÓN POR SEGMENTO 356
35.1 Criterios de segmentación 356
35.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros 358
35.3 Países 362
35.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países 368
36. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS 376
36.1 Garantías directas 376
36.2 Garantías Indirectas 376
36.3 Litigios y arbitrajes 378
36.4 Restricciones financieras. 390
36.5 Otras informaciones 393
37. DOTACIÓN 400
38. SANCIONES 401
39. MEDIO AMBIENTE 406
40. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIAS 410
41. HECHOS POSTERIORES 412
ANEXO N°1 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA 414
ANEXO N°2 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012 418
ANEXO N°2.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES 420
ANEXO N°2.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE 424
ANEXO N°3 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES 424

Notas a los Estados Financieros Consolidados

CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018
(En miles de dólares – MUS$)

Nota 1. Actividad y Estados Financieros del Grupo

Enel Américas (en adelante, la "Sociedad Matriz" o la "Sociedad") y sus entidades subsidiarias, integran el Grupo Enel Américas (en adelante, "Enel Américas" o el "Grupo").

Enel Américas S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile (en adelante "CMF", ex Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, en adelante "SVS"), con el N° 0175. Además, está registrada en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica (en adelante "SEC") y sus acciones se transan en el New York Stock Exchange desde 1993.

Enel Américas es subsidiaria de Enel S.p.A. (en adelante, Enel), entidad que posee una participación accionaria del 51,8%. La Sociedad fue constituida, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. en 1981. Posteriormente, el 1 de agosto de 1988 la compañía pasó a llamarse Enersis S.A., mediante modificación de los estatutos. En el contexto del proceso de reorganización societaria llevado a cabo por el Grupo (ver Nota 6.1), el 1 de marzo de 2016, como parte de la etapa de "División", la entonces Enersis S.A. pasó a denominarse Enersis Américas S.A. El 1 de diciembre de 2016, durante la etapa de "Fusión", se modificó la razón social de la compañía mediante reforma de estatutos, pasando a denominarse finalmente Enel Américas S.A. Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo Rol Único Tributario N° 94.271.000-3.

La dotación del Grupo alcanzó los 18.390 trabajadores al 31 de diciembre de 2018. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2018 fue de 15.603 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica ver Nota 37.

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

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

Los estados financieros consolidados de Enel Américas correspondientes al ejercicio 2017 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 28 de febrero de 2018, y posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas, celebrada con fecha 26 de abril de 2018, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

Nota 2. Bases de Presentacion de los Estados Financieros Consolidados

2.1 Principios contables

Los estados financieros consolidados de Enel Américas al 31 de diciembre de 2018, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 27 de febrero de 2019, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Enel Américas y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2018 y 2017, 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 2018, 2017 y 2016, y sus correspondientes notas.

Estos estados financieros consolidados presentan de forma voluntaria las cifras correspondientes al año 2016 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.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

a) Los siguientes pronunciamientos contables han sido adoptados por el Grupo a partir del 1 de enero de 2018:

i. Nuevas Normas e Interpretaciones

Normas e Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria:
NIIF 9: Instrumentos Financieros	1 de enero de 2018
NIIF 15: Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes	1 de enero de 2018
CINIIF 22: Transacciones en moneda extranjera y contraprestaciones anticipadas	1 de enero de 2018

• NIIF 9 “Instrumentos Financieros”

La NIIF 9 entró en vigor a contar del 1 de enero de 2018, en reemplazo de la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición, y establece los criterios para el reconocimiento, clasificación y medición de los activos financieros, pasivos financieros y algunos contratos de compra o venta de partidas no financieras.

El método de transición adoptado por Enel Américas en la primera aplicación de esta Norma ha sido el método retroactivo, con el efecto acumulado de dicha aplicación como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas (u otro componente de patrimonio según proceda) en la fecha de aplicación inicial, sin reexpresar períodos comparativos. Los requerimientos de la contabilidad de coberturas de la NIIF 9 han sido aplicados por el Grupo de manera prospectiva.

La administración llevó cabo una evaluación detallada de los tres aspectos de la norma y de su impacto en los estados financieros consolidados del Grupo, el cual se resume como sigue:

Clasificación y medición

La NIIF 9 introdujo un nuevo enfoque de clasificación para los activos financieros, basado en dos conceptos: las características de los flujos de efectivo contractuales del activo financiero y el modelo de negocio de la compañía. Bajo este nuevo enfoque se sustituyeron las cuatro categorías de clasificación de la NIC 39 por las tres categorías siguientes:

- costo amortizado, si los activos financieros se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es obtener flujos de efectivo contractuales;
- valor razonable con cambios en otro resultado integral, si los activos financieros se mantienen en un modelo de ne-

gocio cuyo objetivo se logra obteniendo flujos de efectivo contractuales y vendiendo activos financieros; o
- valor razonable con cambios en resultados, categoría residual que comprende los instrumentos financieros que no se mantienen bajo uno de los dos modelos de negocio indicados anteriormente, incluyendo aquellos mantenidos para negociar y aquellos designados a valor razonable en su reconocimiento inicial.

Respecto a los pasivos financieros, la NIIF 9 conserva en gran medida el tratamiento contable previsto en la NIC 39, realizando modificaciones limitadas, bajo el cual la mayoría de estos pasivos se miden a costo amortizado, permitiendo designar un pasivo financiero a valor razonable con cambios en resultados, si se cumplen ciertos requisitos.

No obstante, la norma introdujo nuevas disposiciones para los pasivos designados a valor razonable con cambios en resultados, en virtud de las cuales, en ciertas circunstancias, los cambios en el valor razonable relacionados con la variación del "riesgo de crédito propio" se reconocerán en otro resultado integral.

En función del modelo de negocio y de las características de los flujos de efectivo contractuales, el Grupo ha determinado que los nuevos requerimientos de clasificación de activos financieros no han tenido impacto en los estados financieros consolidados. La mayor parte de los instrumentos financieros del Grupo, correspondientes a préstamos y cuentas por cobrar, seguirán midiéndose a costo amortizado bajo NIIF 9, con excepción de los instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral y los instrumentos derivados medidos a valor razonable con cambios en resultados (tratamiento general) o con cambios en otro resultado integral (contabilidad de coberturas), según corresponda.

Deterioro del valor

El nuevo modelo de deterioro de valor de NIIF 9 se basa en pérdidas crediticias esperadas, a diferencia del modelo de pérdida incurrida que establecía NIC 39. Esto significa que con NIIF 9, los deterioros se registran, con carácter general, de forma anticipada respecto al modelo anterior.

El nuevo modelo de deterioro se aplica a los activos financieros medidos a costo amortizado o medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral, excepto por las inversiones en instrumentos de patrimonio. Las provisiones por deterioro se miden en base a:

- las pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses, o
- las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo, si en la fecha de presentación de los estados financieros se produjera un aumento significativo en el riesgo crediticio de un instrumento financiero, desde el reconocimiento inicial.

La norma permite aplicar un enfoque simplificado para cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, de modo que el deterioro se registre siempre en referencia a las pérdidas esperadas durante toda la vida del activo. El Grupo ha aplicado el enfoque simplificado a los activos financieros señalados.

El análisis del deterioro de los activos financieros del Grupo se realizó con foco en las cuentas por cobrar comerciales, las cuales representan la mayor parte de la exposición crediticia del Grupo. En particular, para la aplicación del enfoque simplificado previsto en la Norma, estas cuentas por cobrar se agruparon en conjuntos específicos, teniendo en cuenta la naturaleza y el riesgo crediticio, y se aplicó el modelo de deterioro basado en las pérdidas esperadas desarrollado por el Grupo para la valoración colectiva. Para las cuentas por cobrar comerciales que la administración consideró significativas en forma individual y para las cuales se disponía de información más detallada sobre el riesgo de crédito, se adoptó un enfoque analítico dentro del modelo simplificado. Al 1 de enero de 2018, producto de la aplicación del nuevo modelo de deterioro de valor, el Grupo reconoció un cargo en sus resultados acumulados, neto de impuestos, por MUS$ 5.804.

Contabilidad de cobertura

La NIIF 9 introdujo un nuevo modelo de contabilidad de coberturas, con el objetivo de alinear la contabilidad más estrechamente con las actividades de gestión de riesgos de las compañías y establecer un enfoque más basado en principios. El nuevo enfoque permite reflejar mejor las actividades de gestión de riesgos en los estados financieros, permitiendo que más elementos sean elegibles como elementos cubiertos: componente de riesgo de partidas no financieras, posiciones netas y exposiciones agregadas (es decir, una combinación de una exposición no derivada y un derivado).

Los cambios más significativos con respecto a los instrumentos de cobertura, en comparación con el método de contabilidad de coberturas que se utilizaba en la NIC 39, tiene relación con la posibilidad de diferir el valor temporal de una opción, los puntos forward de los contratos forward y el diferencial de la base monetaria en Otro Resultado Integral, hasta el momento en que el elemento cubierto impacta resultados.

La NIIF 9 eliminó el requisito cuantitativo de las pruebas de efectividad contemplado en NIC 39, en virtud del cual los resultados debían estar dentro del rango 80%-125%, permitiendo que la evaluación de la eficacia se alinee con la gestión del riesgo a través de la demostración de la existencia de una relación económica entre el instrumento de cobertura y la partida cubierta, y brinda la posibilidad de reequilibrar la relación de cobertura si el objetivo de gestión de riesgos permanece sin cambios. No obstante, debe seguir valorándose y reconociéndose en resultados la ineficacia retrospectiva.

Al aplicar por primera vez la NIIF 9, el Grupo podía elegir como política contable seguir aplicando los requisitos de contabilidad de cobertura de la NIC 39, en lugar de los requisitos de la NIIF 9, hasta el momento en que se publique y adopte la normativa relativa a "macro-coberturas". El Grupo escogió aplicar los nuevos requerimientos de la NIIF 9 en la fecha de aplicación inicial.

La aplicación del nuevo modelo de contabilidad de coberturas no tuvo impacto en los estados financieros consolidados del Grupo.

• NIIF 15 "Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes"

La NIIF 15 aplica a todos los contratos con clientes, con algunas excepciones (contratos de arrendamiento y seguros, instrumentos financieros, e intercambios no monetarios.), y reemplazó a contar del 1 de enero de 2018 a todas las normas que anteriormente estaban relacionadas con el reconocimiento de ingresos:

- NIC 11 Contratos de Construcción;
- NIC 18 Ingresos de Actividades Ordinarias;
- CINIIF 13 Programas de Fidelización de Clientes;
- CINIIF 15 Acuerdos para la Construcción de Inmuebles;
- CINIIF 18 Transferencias de Activos procedentes de Clientes; y
- SIC-31 Ingresos—Permutas de Servicios de Publicidad.

Este nuevo estándar estableció un marco general para el reconocimiento y medición de los ingresos de actividades ordinarias, basado en el principio de que los ingresos se reconocen por un monto que refleje la contraprestación a la que la entidad espera tener derecho a cambio de transferir bienes o servicios a un cliente. Este principio fundamental debe ser aplicado en base a un modelo de cinco pasos: (1) identificación del contrato con el cliente; (2) identificación de las obligaciones de desempeño del contrato; (3) determinación del precio de la transacción; (4) asignación del precio de la transacción a las obligaciones de desempeño; y (5) reconocimiento de los ingresos cuando (o a medida que) se satisfacen las obligaciones de desempeño.

El Grupo llevó a cabo un proyecto de implementación para identificar y medir los posibles impactos de la aplicación de la NIIF 15 en sus estados financieros consolidados. Este proyecto involucró la identificación de todos los flujos de ingresos de actividades ordinarias de Enel Américas y sus subsidiarias, conocimiento de las prácticas tradicionales del negocio, una evaluación exhaustiva de cada tipología de contratos con clientes y la determinación de la metodología de registro de estos ingresos bajo las normas vigentes. La evaluación se desarrolló con especial atención en aquellos contratos que presentan aspectos claves de la NIIF 15 y características particulares de interés del Grupo, tales como: identificación de las obligaciones contractuales; contratos con múltiples obligaciones y oportunidad del reconocimiento; contratos con contraprestación variable; componente de financiación significativo; análisis de principal versus agente; existencia de garantías de tipo servicio; y capitalización de los costos de obtener y cumplir con un contrato.

El Grupo Enel Américas posee participación directa e indirecta en los negocios de Generación y Transmisión, y Distribución de energía eléctrica. En base a la naturaleza de los bienes y servicios ofrecidos y a las características de los flujos de ingresos señaladas, el Grupo no identificó impactos en sus estados financieros consolidados en la fecha de aplicación inicial de la Norma. Para mayor detalle de los bienes y servicios proporcionados por el Grupo y los criterios de reconocimiento de ingresos ver Nota 4.q.

El Grupo implementó cambios en los sistemas, controles, políticas y procedimientos, para cumplir con los nuevos requerimientos exigidos por NIIF 15, tanto de registro contable como de revelación.

Al 1 de enero de 2018, producto de la aplicación de la nueva norma, el Grupo reconoció un cargo en sus resultados acumulados, neto de impuestos por MUS$ 1.272.

• CINIIF 22 “Transacciones en moneda extranjera y contraprestaciones anticipadas”

Esta interpretación aborda la forma de determinar la fecha de transacción a efectos de establecer el tipo de cambio a utilizar en transacciones en moneda extranjera, cuando la contraprestación se paga o se recibe antes de reconocer los ingresos, gastos o activos relacionados. A estos efectos, la fecha de la transacción es la fecha en que una entidad reconoce inicialmente el activo o pasivo no monetario que surge del pago o cobro de la contraprestación anticipada.

La CINIIF 22, aplicada por el Grupo a contar del 1 de enero de 2018, no ha generado impactos en los estados financieros consolidados del Enel Américas y sus subsidiarias.

ii. Enmiendas y mejoras

Enmiendas y Mejoras	Fecha de aplicación obligatoria:
Enmiendas a NIIF 2: Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones	1 de enero de 2018
Enmiendas a NIC 40: Transferencias de propiedades de inversión	1 de enero de 2018
Mejoras anuales a las NIIF: Ciclo 2014-2016 (NIIF 1, NIC 28)	1 de enero de 2018

• Enmienda a NIIF 2 “Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones”.

Las modificaciones a NIIF 2 Pagos basados en acciones, que fueron desarrolladas a través del Comité de Interpretaciones de NIIF, abordan los siguientes temas:

a) Efectos de las condiciones de irrevocabilidad y de no irrevocabilidad sobre la medición de los pagos basados en acciones liquidados en efectivo;
b) Clasificación de las transacciones con pagos basados en acciones, con una cláusula de liquidación neta para obligaciones de retención de impuestos;
c) Contabilización de las modificaciones realizadas a los términos y condiciones de un pago basado en acciones que cambia la clasificación de la transacción desde liquidada en efectivo hacia liquidada con instrumentos de patrimonio.

Las enmiendas a NIIF 2, aplicadas por el Grupo a contar del 1 de enero de 2018, no han generado impactos en los estados financieros consolidados de Enel Américas y sus subsidiarias.

• Enmienda a NIC 40 “Transferencias de Propiedades de Inversión”.

Las enmiendas a NIC 40 Propiedades de Inversión aclaran cuando una entidad debe reclasificar bienes, incluyendo bienes en construcción o desarrollo en propiedades de inversión, indicando que la reclasificación debe efectuarse cuando la propiedad cumple, o deja de cumplir, la definición de propiedad de inversión y hay evidencia del cambio en el uso del bien. Un cambio en las intenciones de la administración para el uso de una propiedad no proporciona evidencia de un cambio en el uso. Las enmiendas son aplicables de forma prospectiva.

Las enmiendas a NIC 40, aplicadas por el Grupo a contar del 1 de enero de 2018, no han generado impactos en los estados financieros consolidados de Enel Américas y sus subsidiarias.

• Mejoras Anuales a las NIIF: Ciclo 2014-2016 “NIIF 1 y NIC 28”.

NIIF 1 Adopción por primera vez de las NIIF: elimina las exenciones transitorias incluidas en el Apéndice E (E3 – E7 de NIIF 1), porque ya han cumplido su propósito.

NIC 28 Inversiones en Asociadas: aclara que una organización de capital de riesgo u otra entidad calificada puede elegir en el reconocimiento inicial medir sus inversiones en una asociada o negocio conjunto a valor razonable con cambios en resultados. Esta elección puede hacerse sobre una base de inversión por inversión. Si una entidad que no es en sí misma una entidad de inversión tiene un interés en una asociada o negocio conjunto que sea una entidad de inversión, puede optar por mantener la medición a valor razonable aplicada su asociada o negocio conjunto. Estas mejoras son de aplicación retrospectiva.

Las mejoras anuales 2014-2016, aplicadas por el Grupo a contar del 1 de enero de 2018, no han generado impactos en los estados financieros consolidados de Enel Américas y sus subsidiarias.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2019 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:

i. Nuevas Normas e Interpretaciones

Normas e Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria:
NIIF 16: Arrendamientos	1 de enero de 2019
CINIIF 23: Incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias	1 de enero de 2019
Marco Conceptual (Revisado)	1 de enero de 2020

• NIIF 16 "Arrendamientos"

La NIIF 16 fue emitida en enero de 2016 por el IASB, y establece los principios para el reconocimiento, medición y presentación de los arrendamientos, y sus revelaciones asociadas. La nueva norma sustituye a la actual NIC 17 "Arrendamientos" y a sus interpretaciones: CINIIF 4 "Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento", "SIC 15 "Arrendamiento operativos – incentivos", SIC 27 "Evaluación de la esencia de las transacciones que adoptan la forma legal de un arrendamiento". La norma es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019.

Aunque la NIIF 16 no modifica la definición de un contrato de arrendamiento establecida en la NIC 17, el cambio principal se representa mediante la introducción del concepto de control dentro de esa definición. Respecto al tratamiento contable para el arrendador y el arrendatario la nueva norma establece lo siguiente:

i) **Contabilidad del arrendatario:** la NIIF 16 requiere que los arrendatarios contabilicen todos los arrendamientos bajo un único modelo, similar a la contabilización de arrendamientos financieros bajo la NIC 17. Esto es, en la fecha de inicio de un contrato de arrendamiento, el arrendatario reconocerá en el estado de situación financiera un activo por el derecho de uso del bien y un pasivo por las cuotas futuras a pagar, y en el estado de resultados la depreciación por el activo involucrado separadamente del interés correspondiente al pasivo relacionado. La norma incluye dos exenciones de reconocimiento voluntarias para los arrendamientos de bajo valor y arrendamientos de corto plazo (igual o menor a 12 meses).

ii) **Contabilidad del arrendador:** no se modifica sustancialmente respecto al modelo vigente de la NIC 17. El arrendador continuará clasificando los arrendamientos bajo los mismos principios de la norma actual, como arrendamientos operativos o financieros.

El Grupo llevó a cabo un proyecto de implementación para evaluar el impacto de la NIIF 16 en los estados financieros consolidados de Enel Américas. Dicha evaluación, requirió aplicar juicio profesional y realizar supuestos, los cuales se resumen a continuación:

- Análisis de los contratos de arrendamiento formalizados por las compañías del Grupo, con el objetivo de identificar si éstos están dentro del alcance de la norma. Dicho análisis incluyó, no sólo los contratos en que Enel Américas actúa como arrendatario, sino también los contratos de prestación de servicios y aquellos en que las compañías del Grupo actúa como arrendador.
- Análisis de los contratos de arrendamiento que pudieran acogerse a la exención de aplicación de esta Norma por corresponder a contratos con vencimiento inferior a 12 meses o que tienen activos subyacentes de bajo valor individual, como ejemplo: arrendamiento de ciertos equipos de oficina (computadoras personales, impresoras y fotocopiadoras) que se consideran de bajo valor.
- Estimación de los plazos de arrendamiento, en función del período no cancelable y de los períodos cubiertos por las opciones de renovación cuyo ejercicio sea potestad de Enel Américas y se considere razonablemente cierto.
- Estimación de la tasa de descuento para calcular el valor presente de los pagos del arrendamiento. Esta es igual a la tasa incremental de los préstamos del arrendatario cuando la tasa de interés implícita en el arrendamiento no se puede determinar fácilmente. Para la transición, el Grupo ha utilizado la tasa de endeudamiento incremental a partir del 1 de enero de 2019, definida esta como la tasa de interés que tendría que pagar por pedir prestado en un plazo similar, y con una garantía similar, los fondos necesarios para obtener un activo de un valor similar al activo por derecho de uso en un entorno económico similar.

  El trabajo de implementación también requirió una revisión de los procesos y sistemas, incluyendo el de control interno, con el fin de determinar la herramienta más adecuada para la gestión de la información necesaria para la aplicación de la nueva Norma, así como de las revelaciones requeridas en los estados financieros consolidados.

Para la transición de la nueva Norma, el Grupo ha elegido aplicar las siguientes soluciones prácticas:

- El Grupo eligió no evaluar nuevamente si un contrato es, o contiene, un arrendamiento. En su lugar, aplicará la norma a los contratos que se identificaron previamente como arrendamientos aplicando la NIC 17 y la CINIIF 4. Por lo tanto, el Grupo no aplicará la norma a los contratos que no fueron previamente identificados como que contenían un arrendamiento.
- El Grupo ha determinado que aplicará el método de transición retrospectivo modificado, mediante el cual no se requiere la reexpresión de períodos comparativos y se presenta el efecto acumulado de la aplicación inicial de la Norma como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas (u otro componente de patrimonio según proceda) en la fecha de aplicación inicial, registrando el activo por el mismo valor que el pasivo.
- Confiar en su evaluación de si los arrendamientos son onerosos aplicando la NIC 37 Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes inmediatamente antes de la fecha de aplicación inicial y ajustar el activo por derecho de uso en la fecha de aplicación inicial por el monto de cualquier provisión por arrendamientos onerosos reconocido en los estados financieros inmediatamente antes de la fecha de aplicación inicial.

Los principales efectos que surgen por la aplicación de la nueva Norma en las compañías del Grupo, son aquellos relacionados con el arrendamiento de terrenos, edificios y automóviles. En base al análisis realizado, el Grupo estima que la aplicación de NIIF 16 no tendrá un impacto significativo en la fecha de su aplicación inicial, sin embargo a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados la cuantificación de su magnitud está todavía en proceso de análisis y revisión detallada.

• CINIIF 23 “Incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias”

En junio de 2017, el IASB emitió esta interpretación para aclarar la aplicación de los criterios de reconocimiento y medición de la NIC 12 “Impuesto a las Ganancias” cuando existe incertidumbre sobre los tratamientos a aplicar. La interpretación aborda los siguientes temas: aplicación conjunta o independiente de los tratamientos tributarios; los supuestos a realizar sobre la revisión de los tratamientos impositivos por las autoridades fiscales; cómo determinar la ganancia (pérdida) tributaria, las bases imponibles, pérdidas tributarias no utilizadas, créditos fiscales no utilizados y tasas impositivas; y cómo considerar los cambios en hechos y circunstancias.

La incertidumbre sobre los tratamientos del impuesto a las ganancias puede afectar tanto el impuesto corriente como el impuesto diferido. El umbral para reflejar los efectos de la incertidumbre es si es probable que la autoridad tributaria acepte o no un tratamiento tributario incierto, suponiendo que la autoridad tributaria examinará las cantidades que tiene derecho a examinar y tiene pleno conocimiento de toda la información relacionada.

Esta interpretación es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019, retroactivamente. La Administración ha evaluado los efectos de la aplicación de CINIIF 23, y ha determinado que su adopción no generará impactos en los estados financieros consolidados de Enel Américas y sus subsidiarias.

• Marco Conceptual (Revisado)

El IASB emitió el Marco Conceptual (revisado) en marzo de 2018. Este incorpora algunos nuevos conceptos, provee definiciones actualizadas y criterios de reconocimiento para activos y pasivos y aclara algunos conceptos importantes. Los cambios al Marco Conceptual pueden afectar la aplicación de NIIF cuando ninguna norma aplica a una transacción o evento particular.

El IASB también ha emitido un documento de acompañamiento por separado, “Modificaciones a las Referencias al Marco Conceptual en las Normas NIIF”, que establece enmiendas a otras NIIF con el fin de actualizar las referencias al nuevo Marco Conceptual.

El Marco Conceptual revisado entra en vigencia a partir del 1 de enero de 2020. La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación del nuevo Marco Conceptual en los estados financieros consolidados del Grupo.

ii. Enmiendas y Mejoras

Enmiendas y Mejoras	Fecha de aplicación obligatoria:
Enmiendas a NIIF 9: Características de cancelación anticipada con compensación negativa	1 de enero de 2019
Enmiendas a NIC 28: Participación a largo plazo en asociadas y negocios conjuntos	1 de enero de 2019
Mejoras anuales a las NIIF: Ciclo 2015-2017 (NIIF 3, NIIF 11, NIC 12 y NIC 23)	1 de enero de 2019
Enmiendas a NIC 19: Modificación, reducción o liquidación de un plan	1 de enero de 2019
Enmiendas a NIIF 3: Definición de un Negocio	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIC 1 y NIC 8: Definición de Material o con Importancia Relativa	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIIF 10 y NIC 28: Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto	Postergada indefinidamente. Disponible para adopción opcional

• Enmienda a NIIF 9 "Característica de cancelación anticipada con compensación negativa"

El 12 de octubre de 2017, se emitió esta modificación que cambia los requerimientos existentes en NIIF 9, relacionados con los derechos de término, para permitir la medición de activos financieros a costo amortizado (o, dependiendo del modelo de negocios, a valor razonable con cambios en Otros Resultados Integrales), incluso en el caso de pagos anticipados con compensación negativa.

Bajo la NIIF 9 un instrumento de deuda se puede medir al costo amortizado o a valor razonable a través de otro resultado integral, siempre que los flujos de efectivo contractuales sean únicamente pagos de principal e intereses sobre el capital principal pendiente y el instrumento se lleva a cabo dentro del modelo de negocio para esa clasificación. Las enmiendas a la NIIF 9 pretenden aclarar que un activo financiero cumple el criterio de "solo pagos de principal más intereses" independientemente del evento o circunstancia que causa la terminación anticipada del contrato o de qué parte paga o recibe la compensación a valor razonable por la terminación anticipada del contrato.

Las enmiendas a la NIIF 9 deberán aplicarse cuando el prepago se aproxima a los montos no pagados de capital e intereses de tal forma que refleja el cambio en tasa de interés de referencia. Esto implica que los prepagos al valor razonable o por un monto que incluye el valor razonable del costo de un instrumento de cobertura asociado, normalmente satisfará el criterio solo pagos de principal más intereses solo si otros elementos del cambio en el valor justo, como los efectos del riesgo de crédito o la liquidez, no son representativos.

Las enmiendas son aplicables a partir del 1 de enero de 2019, de forma retrospectiva. La Administración considera que la aplicación de estas enmiendas no generará impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

• Enmienda a NIC 28 "Participación a largo plazo en asociadas y negocios conjuntos".

Las enmiendas aclaran que la NIIF 9 es aplicable a inversiones a largo plazo que una entidad tiene en una asociada o negocio conjunto, para las cuales no aplique el método de la participación. Esta aclaración es relevante porque implica que el modelo de pérdida de crédito esperado, descrito en la NIIF 9, se aplica a estos intereses a largo plazo. Las entidades deben aplicar las enmiendas retrospectivamente, con ciertas excepciones.

La entrada en vigencia será a partir del 1 de enero de 2019. La Administración considera que la aplicación de estas enmiendas no generará impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

• Mejoras Anuales a las NIIF Ciclo 2015-2017 "NIIF 3, NIIF 11, NIC 12 y NIC 23".

NIIF 3, "Combinaciones de Negocios", y NIIF 11, "Acuerdos Conjuntos": Clarifica la contabilización de los incrementos en la participación en una operación conjunta que reúne la definición de un negocio. Si una parte mantiene (u obtiene) control conjunto, la participación mantenida previamente no se vuelve a medir. Si una parte obtiene el control, la transacción es una combinación de negocios por etapas y la parte adquirente vuelve a medir la participación mantenida previamente en los activos y pasivos de una operación conjunta, a valor razonable.

NIC 12, "Impuesto a la Renta": Las enmiendas aclaran que el impuesto a las ganancias de los dividendos generados por instrumentos financieros clasificados como patrimonio está vinculado más directamente a transacciones pasadas o eventos que generaron ganancias distribuibles que a distribuciones a los accionistas. Por lo tanto, una entidad reconoce el impuesto a las ganancias a los dividendos en resultados, otro resultado integral o patrimonio según donde la entidad originalmente reconoció esas transacciones o eventos pasados.

NIC 23,"Costos de Préstamos": Clarifica que los préstamos que estaban destinados específicamente a financiar activos calificados que ahora están listos para su uso o venta (o cualquier activo no calificado), pasan a formar parte de los préstamos generales de la entidad, a efectos del cálculo de la tasa de capitalización.

Las mejoras son efectivas a partir de los períodos de reporte anual que comienzan el, o después del, 1 de enero de 2019. La Administración considera que la aplicación de estas enmiendas no generará impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

• Enmienda a NIC 19 "modificación, reducción o liquidación de un plan".

Las enmiendas a IAS 19 Beneficios a los empleados, emitidas en febrero de 2018, abordan la contabilización cuando se produce una modificación, reducción o liquidación del plan durante un período de reporte.

Las enmiendas aclaran que una entidad primero determina cualquier costo de servicio pasado, o una ganancia o pérdida en la liquidación, sin considerar el efecto del techo del activo (asset ceiling). Este monto se reconoce en resultados. Luego, una entidad determina el efecto del techo del activo (asset ceiling) después de la modificación, reducción o liquidación del plan. Cualquier cambio en ese efecto, excluyendo los importes incluidos en el interés neto, se reconoce en otro resultado integral.

Esta aclaración establece que las entidades podrían tener que reconocer un costo de servicio pasado, o un resultado en la liquidación que reduzca un excedente que no se reconoció antes. Los cambios en el efecto del techo del activo (asset ceiling) no se compensan con dichos montos.

Las enmiendas se aplican a los cambios, reducciones o liquidaciones del plan que ocurran a partir del 1 de enero de 2019. La Administración considera que la aplicación de estas enmiendas no generará impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

• Enmiendas a NIIF 3 "Definición de un Negocio".

La NIIF 3 Combinaciones de Negocios fue modificada por el IASB en octubre de 2018, para aclarar la definición de Negocio, con el objetivo de ayudar a las entidades a determinar si una transacción debe contabilizarse como una combinación de negocios o como la adquisición de un activo. Para ser considerado un negocio, un conjunto adquirido de actividades y activos debe incluir, como mínimo, un insumo y un proceso sustantivo que juntos contribuyen de forma significativa a la capacidad de elaborar productos. La enmienda además añade guías y ejemplos ilustrativos para evaluar si se ha adquirido un proceso sustancial.

La enmienda es aplicable prospectivamente a las combinaciones de negocios y adquisiciones de activos cuya fecha de adquisición sea a partir del 1 de enero de 2020. Se permite su aplicación anticipada. La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros consolidados del Grupo.

• Enmiendas a NIC 1 y NIC 8 "Definición de Material o con Importancia Relativa".

En octubre de 2018 el IASB modifica la NIC 1 Presentación de estados financieros y la NIC 8 Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores, para mejorar la definición de Material y las explicaciones que acompañan a la definición. Las enmiendas aseguran que la definición de material sea coherente en todas las NIIF.

La información es material o tiene importancia relativa si su omisión, distorsión u ocultamiento puede influir razonablemente en las decisiones que los usuarios principales de los estados financieros de propósito general toman a partir de esos estados financieros, que proporcionan información financiera sobre una entidad que informa específica.

Las enmiendas son aplicables de forma prospectiva a los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2020. Se permite su aplicación anticipada. La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros consolidados del Grupo.

- Enmiendas a NIIF 10 y NIC 28 "Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjuntos".

Las enmiendas a NIIF 10 Estados Financieros Consolidados y NIC 28 Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos, emitidas en septiembre de 2014, abordan una inconsistencia reconocida entre los requerimientos de ambas normas en el tratamiento de la venta o la aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto. Las enmiendas, establecen que cuando la transacción involucra un negocio (tanto cuando se encuentra en una subsidiaria o no) se reconoce toda la ganancia o pérdida generada. Se reconoce una ganancia o pérdida parcial cuando la transacción involucra activos que no constituyen un negocio, incluso cuando los activos se encuentran en una subsidiaria.

La fecha de aplicación obligatoria de estas enmiendas está por determinar debido a que el IASB está a la espera de los resultados de su proyecto de investigación sobre la contabilización según el método de participación. Estas enmiendas deben ser aplicadas en forma retrospectiva y se permite la adopción anticipada, lo cual debe ser revelado. El Grupo aplicará estas enmiendas cuando sean efectivas.

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

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

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

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

- En un acuerdo de concesión de servicios, determinación de si un concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador, a quién y a qué precio, factores esenciales para la aplicación de CINIIF 12 Acuerdos de Concesión de Servicios (ver Nota 4.d.1).
- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro (ver Nota 4.e).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 4.h).
- La determinación de la moneda funcional del Grupo (Ver Notas 3 y 4.v)
- Aplicación del modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias previsto por la NIIF 15 (ver Nota 4.q)

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 4.e).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 4.m.1 y 26).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 4.a y 4.d).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 4.h y 23).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores (ver nota 4.q).
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver Anexo 2.2).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 4.m).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota 4.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, y otras estimaciones 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 4.p).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.

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

2.4 Sociedades subsidiarias

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

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

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

Las entidades subsidiarias son consolidadas por integración global, tal como se describe en la nota 2.7.

A continuación se detallan las entidades en las cuales el Grupo tiene la capacidad de ejercer control y por consiguiente forman parte de la consolidación de los presentes estados financieros consolidados:

				Participación al 31/12/2018			Participación al 31/12/2017		
Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	**Directo**	**Indirecto**	**Total**	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Real	-	99,73%	99,73%	-	99,64%	99,64%
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Real	-	99,75%	99,75%	-	99,75%	99,75%
Extranjero	Enel Generación Fortaleza S.A.	Brasil	Real	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Real	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Real	-	74,05%	74,05%	-	74,05%	74,05%
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Brasil	Real	100,00%	-	100,00%	97,67%	2,33%	100,00%
Extranjero	Enel X Brasil S.A.	Brasil	Real	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Real	-	99,93%	99,93%	-	99,93%	99,93%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Real		95,88%	95,88%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande)	Brasil	Real	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Ingendesa do Brasil Ltda.	Brasil	Real	1,00%	-	1,00%	1,00%	-	1,00%
Extranjero	Enel Brasil Investimento Sudeste S.A.	Brasil	Real	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Central Geradora Fotovoltaica Sao Francisco Ltda.	Brasil	Real	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Nuxer Trading S.A.	Brasil	Real	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Central Dock Sud, S.A.	Argentina	Peso Argentino	-	70,24%	70,24%	-	70,24%	70,24%
Extranjero	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Argentina	Peso Argentino	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Distrilec Inversora S.A.	Argentina	Peso Argentino	51,50%	-	51,50%	51,50%	-	51,50%
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Argentina	Peso Argentino	-	99,45%	99,45%	-	99,45%	99,45%
Extranjero	Enel Argentina S.A.	Argentina	Peso Argentino	99,92%	-	99,92%	99,88%	-	99,88%
Extranjero	Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Peso Argentino	55,00%	45,00%	100,00%	55,00%	45,00%	100,00%
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Peso Argentino	-	75,68%	75,68%	-	75,68%	75,68%
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Peso Argentino	-	67,67%	67,67%	-	67,67%	67,67%
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Peso Argentino	41,94%	54,76%	96,70%	41,94%	54,76%	96,70%
Extranjero	Inversora Dock Sud, S.A.	Argentina	Peso Argentino	57,14%	-	57,14%	57,14%	-	57,14%
Extranjero	Transportadora de Energía S.A.	Argentina	Peso Argentino	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Peso Colombiano	48,30%	-	48,30%	48,30%	-	48,30%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Peso Colombiano	48,48%	-	48,48%	48,48%	-	48,48%
Extranjero	Inversora Codensa S.A.S.	Colombia	Peso Colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Colombia	Peso Colombiano	-	99,85%	99,85%	-	99,85%	99,85%
Extranjero	Enel X Colombia S.A.S	Colombia	Peso Colombiano	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Perú S.A.C.	Perú	Nuevos Soles	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Nuevos Soles	-	80,00%	80,00%	-	80,00%	80,00%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Nuevos Soles	-	83,60%	83,60%	-	83,60%	83,60%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Nuevos Soles	-	83,15%	83,15%	-	83,18%	83,18%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Nuevos Soles	-	96,50%	96,50%	-	96,50%	96,50%
Extranjero	Compañía Energética Veracruz S.A.C.	Perú	Nuevos Soles	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%

2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación

- El 14 de febrero de 2017, nuestra subsidiaria Enel Brasil S.A. perfeccionó la compra de un total de 99,88% del capital social de Enel Distribución Goias S.A. (ex Celg Distribución S.A.). El impacto de esta operación en los estados financieros consolidados de Enel Américas, más otros antecedentes relacionados con esta adquisición, se detallan en la Nota 7.1.
- El 4 de octubre de 2017, Enel Brasil S.A. creó la Sociedad EGP Projeto I. El 30 de noviembre de 2017, la compañía ganó la concesión por 30 años de la central Volta Grande. (ver Nota 4.d.1 y Nota 10).
- El 7 de junio de 2018, nuestra subsidiaria Enel Brasil S.A. a través de su vehículo (100%) Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. (Enel Sudeste) concluyó exitosamente la adquisición, mediante Oferta Pública de Acciones voluntaria ("OPA" u "Oferta"), de la distribuidora de energía brasileña Enel Distribución Sao Paulo S.A. (ex Eletropaulo Metropolitana de Eletricidade de Sao Paulo S.A.). Para mayores antecedentes relacionados con esta adquisición ver Nota 7.2.
- Durante el último trimestre de 2018, el Grupo Enel Brasil S.A. adquirió la sociedad uruguaya Nuxer Trading S.A. y la sociedad Central Geradora Fotovoltaica Sao Francisco Ltda.. Ambas compañías fueron adquiridas con el objeto de desarrollar las líneas de negocio de Enel X Brasil en Uruguay y Brasil, respectivamente.

2.4.2 Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50%

Aunque el Grupo posee menos del 50% de participación económica en las sociedades Codensa y Emgesa en Colombia, en concreto 48,3% y 48,48% respectivamente, estas compañías tienen la consideración de "sociedades subsidiarias" ya que Enel Américas, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuencia de la estructura, composición y clases de accionariado, ejerce control sobre las mismas. A este respecto el Grupo posee un 57,15% y un 56,43% de las acciones con derecho de voto de Codensa y Emgesa, respectivamente.

2.5 Entidades asociadas

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

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

Las entidades asociadas se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la Nota 4.i.

El detalle de las sociedades que clasifican como asociadas es el siguiente:

				Participación al 31/12/2018			Participación al 31/12/2017		
Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	**Directo**	**Indirecto**	**Total**	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Sacme S.A.	Argentina	Peso Argentino	-	50,00%	50,00%	-	50,00%	50,00%
Extranjero	Yacylec S.A.	Argentina	Peso Argentino	22,22%	-	22,22%	22,22%	-	22,22%
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	Peso Argentino	-	25,60%	25,60%	-	25,60%	25,60%
Extranjero	Central Térmica San Martin	Argentina	Peso Argentino	-	25,60%	25,60%	-	25,60%	25,60%
Extranjero	Central Vuelta Obligada S.A.	Argentina	Peso Argentino	-	40,90%	40,90%	-	40,90%	40,90%

2.6 Acuerdos conjuntos

Se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las que el Grupo ejerce control mediante un acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos, es decir, cuando las decisiones sobre sus actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Dependiendo de los derechos y obligaciones de las partes, 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. Los negocios conjuntos se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la nota 4.i.
- 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. Las operaciones conjuntas se consolidan integrando proporcionalmente los activos y pasivos afectos a dicha operación.

Para determinar el tipo de acuerdo conjunto que se deriva de un acuerdo contractual, la Gerencia del Grupo evalúa la estructura y forma legal del acuerdo, los términos acordados por las partes, así como otros factores y circunstancias relevantes. En el caso de que se produzcan cambios en los elementos contractuales de un acuerdo conjunto, se reevalúan estos hechos y circunstancias relevantes.

Enel Américas actualmente no posee acuerdos conjuntos que califiquen como una operación conjunta.

2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

Las entidades subsidiarias 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 subsidiarias, 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 subsidiarias 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 subsidiaria 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 subsidiaria, 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 que ha considerado en el registro contable de la combinación de negocios. 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, como si la contabilización de la combinación de negocios hubiera sido completada en la fecha de adquisición, 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. La información comparativa presentada en los estados financieros de períodos anteriores se revisa, en la medida que sea necesario, lo que incluye la realización de cambios en la depreciación, amortización u otros efectos sobre el resultado reconocidos para completar la contabilización inicial.

   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 período.

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades subsidiarias 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 del Grupo con moneda funcional distinta del dólar estadounidense, que no operan en economías hiperinflacionarias, 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 27.2).

4. Los estados financieros de las subsidiarias cuya moneda funcional provenga de economías hiperinflacionarias, como es el caso de la economía Argentina (ver Nota 8), se ajustan primero por el efecto de la inflación, registrando cualquier ganancia o pérdida en la posición neta en resultados, para luego convertir todas la partidas (activos, pasivos, partidas de patrimonio, gastos e ingresos) al tipo de cambio de cierre correspondiente a la fecha de cierre del estado de situación financiera más reciente.

5. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.

6. Los cambios en la participación en las sociedades subsidiarias 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 subsidiaria. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

7. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método "pooling of interest". Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas.
Cualquier diferencia entre los activos y pasivos aportados a la consolidación y la contraprestación entregada, se registra directamente en el Patrimonio neto, como un cargo o abono a "Otras reservas". El Grupo no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.

Nota 3. Cambio de Moneda Funcional y Moneda de Presentación

Como resultado del proceso de reorganización societaria efectuada durante el año 2016, a contar del ejercicio 2017 el entorno económico primario y la generación y uso de sus flujos de efectivo de Enel Américas, están principalmente denominados en dólares estadounidenses. Por consiguiente, con fecha 1 de enero de 2017, Enel Américas cambió tanto su moneda funcional como la moneda de presentación de sus estados financieros consolidados, desde el Peso Chileno ("CLP") a dólares estadounidenses ("US$").

Enel Américas es una sociedad holding que no realiza ninguna actividad operativa material propia. Por lo tanto, los indicadores en la NIC 21.9 no son los factores más relevantes para determinar la moneda funcional de la Compañía.

En consideración a los indicadores referidos en NIC 21.10, la Compañía determinó que las nuevas actividades de financiamiento, capital emitido y el cambio en la moneda en la que es administrado el efectivo y equivalentes de efectivo fueron los factores preponderantes que indicaron que el peso chileno no será la moneda para reflejar el entorno económico principal en el que la Compañía generará y desembolsará su efectivo. En consecuencia, Enel Américas determinó que los eventos económicos, como también el resultado del proceso de reorganización corporativa realizado durante el año 2016, proporcionaron a juicio de la Administración, evidencia suficiente para respaldar que hubo un cambio en las transacciones subyacentes, eventos y condiciones para determinar la moneda funcional de la Compañía. En consecuencia, de acuerdo con NIC 21.36, la Compañía determinó que el dólar estadounidense (US$) es la nueva moneda funcional que reflejará con mayor fidelidad las transacciones, eventos y condiciones subyacentes relevantes para la el Grupo.

Según la NIC 21.35, cuando ocurre un cambio en la moneda funcional de una entidad, se deben aplicar los procedimientos de conversión prospectivamente a partir de la fecha del cambio. El Grupo, en base a su juicio y considerando que las transacciones, eventos y condiciones subyacentes que justificaron el cambio en la moneda funcional se han desarrollado gradualmente, siendo los de mayor relevancia realizados al término del año 2016 y el inicio del año 2017, se decidió entonces, por razones prácticas, aplicar los procedimientos de conversión aplicables a la nueva moneda funcional de manera prospectiva a partir del 1 de enero de 2017.

Este cambio en la moneda funcional fue contabilizado prospectivamente a contar del 1 de enero de 2017 mediante la conversión de todos los ítems del estado de situación financiera a la nueva moneda funcional, utilizando el tipo de cambio vigente de $669,47 CLP/US$ al 1 de enero de 2017.

El cambio en la moneda de presentación fue contabilizado como un cambio en política contable y aplicado retrospectivamente, como si la nueva moneda de presentación hubiese sido siempre la moneda de presentación de los estados financieros consolidados. Las cifras comparativas para los años anteriores al 1 de enero de 2017 fueron convertidas a la nueva moneda de presentación en conformidad con NIC 21 "Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de la Moneda Extranjera". Los estados de resultados integrales consolidados fueron convertidos a la moneda de presentación usando los tipos de cambio promedio mensuales. Los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2016 y 1 de enero de 2016 fueron han sido convertidos a US$ usando los tipos de cambio de cierre de $669,47 CLP/US$ y $710,16 CLP/US$, respectivamente. El capital emitido, las utilidades retenidas y otras reservas dentro del patrimonio han sido convertidos usando los tipos de cambio históricos vigentes a las correspondientes fechas de las transacciones patrimoniales.

Todas las diferencias de cambio resultantes han sido reconocidas en patrimonio en la reserva por diferencias de cambio por conversión.

El cambio de moneda funcional de Enel Américas S.A. fue aprobado en Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 27 de abril de 2017, modificando para ello el artículo quinto permanente de su estatuto social con el objeto de denominar el capital de la compañía en dólares estadounidenses.

Estado de Resultados Integrales por el año terminado el 31 de diciembre de 2016:

	31-12-2016	
Resultados Integrales	Como fue reportado M$	Re-expresado MUS$
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	**5.167.837.226**	**7.642.582**
Materias primas y consumibles utilizados	(2.615.650.061)	(3.868.218)
Margen de Contribución	**2.552.187.165**	**3.774.364**
Resultado de Explotación	**1.217.155.025**	**1.800.020**
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	**930.483.597**	**1.376.069**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(359.368.522)	(531.461)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**571.115.075**	**844.608**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	115.130.387	170.263
GANANCIA (PÉRDIDA)	**686.245.462**	**1.014.871**
OTROS RESULTADOS INTEGRALES	**133.302.988**	**197.139**
RESULTADO INTEGRAL TOTAL	**819.548.450**	**1.212.010**
Ganancia (pérdida) atribuible a		
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	383.059.534	566.497
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	303.185.928	448.374
GANANCIA (PÉRDIDA)	**686.245.462**	**1.014.871**
Resultado integral atribuible a		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	533.275.016	788.647
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	286.273.434	423.363
TOTAL RESULTADO INTEGRAL	**819.548.450**	**1.212.010**
Ganancia por acción básica y diluida		
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	6,13	0,00907
Ganancia (pérdidas por acción básica en operaciones discontinuadas	1,57	0,00232
Ganancia (pérdida) por acción básica	7,70	0,01139
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	49.768.783.340	49.768.783.340

Nota 4. Criterios Contables Aplicados

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

a) Propiedades, planta y equipo

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

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define período sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión (ver Nota 19.b.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 19.b.2).
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 25).

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

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

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

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

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

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

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	10 – 85
Planta y equipos	10 – 85
Equipamiento de tecnología de la información	3 – 15
Instalaciones fijas y accesorios	3 – 75
Vehículos de motor	5 – 20

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

	Intervalo de años de vida útil estimada
Plantas y equipos de generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	10 – 85
Equipo electromecánico	10 – 60
Centrales de Carbón/Fuel	10 – 40
Centrales Ciclo Combinado	10 – 50
Plantas y equipos de distribución:	
Red de alta tensión	15 – 50
Red de baja y media tensión	30 – 50
Equipos de medida y telecontrol	10 – 30
Subestaciones primarias	20 – 40

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

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

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur (Distribución)	Argentina	1992	95 años	69 años
Enel Generación El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	1993	30 años	5 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	69 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	69 años
EGP Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	9 años
Enel Generación Fortaleza S.A (Generación)	Brasil	2001	30 años	13 años
Enel CIEN S.A. (CIEN - Línea 1)	Brasil	2000	20 años	1 años
Enel CIEN S.A. (CIEN - Línea 2)	Brasil	2002	20 años	3 años

En la medida en que el Grupo reconoce los activos como Propiedades, plantas y equipos, éstos se amortizan durante el período menor entre la vida económica o plazo concesional, cuando el beneficio económico del activo se limita a su uso durante el período de concesión.

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

La administración del Grupo evaluó las casuísticas específicas de cada una de las concesiones descritas anteriormente, que varían unas de otras dependiendo el país, negocio y jurisprudencia legal, y concluyó que, con excepción de CIEN, no existen factores determinantes que indiquen que el concedente, que en todos los casos corresponde a un ente gubernamental, tiene el control sobre la infraestructura y, simultáneamente, puede determinar de forma permanente el precio del servicio. Estos requisitos son indispensables para aplicar la CINIIF 12 Acuerdos de Concesión de Servicios, interpretación que establece cómo registrar y valorizar cierto tipo de concesiones (las que son del alcance de esta norma se presentan en Nota 4.c.1).

El 19 de abril de 2011, la subsidiaria CIEN completó exitosamente el cambio en su modelo de negocios. Mediante el nuevo acuerdo, el Gobierno continúa controlando la infraestructura, pero CIEN obtiene una remuneración fija que la equipara a una concesión pública de transmisión (precio regulado). Bajo este esquema sus concesiones califican dentro del alcance de CINIIF 12, sin embargo, el inmovilizado no ha sido dado de baja en consideración a que CIEN no ha transferido, sustancialmente, los riesgos y beneficios significativos al Gobierno de Brasil.

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

b) Propiedad de inversión

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

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

Una propiedad de inversión 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 o retiros de propiedades de inversión, se reconocen como "Otras ganancias (pérdidas)" en el estado de resultados integrales y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

c) Plusvalía

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio), surgida en combinaciones de negocios y reflejada en la consolidación, representa el exceso de valor de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora, medida por su participación proporcional en los activos netos identificables de la adquirida; sobre el neto de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos, medidos a valor razonable en la fecha de adquisición de la subsidiaria. Durante el período de medición de la combinación de negocios, la plusvalía puede ser ajustada producto de cambios en los montos provisionales reconocidos de los activos adquiridos y pasivos asumidos (ver Nota 2.7.1).

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

Tras el reconocimiento inicial, la plusvalía no se amortiza, sino que, al cierre de cada ejercicio contable, o cuando existan indicios, se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al registro del deterioro en el resultado del período (ver Nota 4.e).

d) Activos intangibles distintos de la plusvalía

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

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, 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 períodos anteriores se explican en la letra e) 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 período y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

d.1) Concesiones

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

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

De cumplirse simultáneamente con las condiciones expuestas anteriormente, la contraprestación recibida por el Grupo por la construcción o mejora de la infraestructura se reconoce por el valor razonable de la misma como:

- un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio; o
- un activo financiero, en la medida en que exista un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero ya sea directamente del cedente o de un tercero.

Sin embargo, ambos tipos de contraprestación se clasifican como un activo del contrato durante el período de construcción o mejora, de acuerdo con la NIIF 15 (ver Nota 11).

Las obligaciones contractuales asumidas por el Grupo para el mantenimiento de la infraestructura durante su explotación, o por su devolución al cedente al final del acuerdo de concesión en las condiciones especificadas en el mismo, en la medida en que no suponga una actividad que genera ingresos, se reconoce siguiendo la política contable de provisiones (ver Nota 4.m).

Los gastos financieros se activan siguiendo los criterios establecidos en la letra a) de esta Nota, siempre y cuando el operador de la concesión tenga un derecho contractual para recibir un activo intangible.

Las subsidiarias de Enel Américas que han reconocido un activo intangible y/o un activo financiero por sus acuerdos de concesión son las siguientes:

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla) (Distribución) (*)	Brasil	1996	30 años	8 años
Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce) (Distribución) (*)	Brasil	1997	30 años	9 años
Enel Distribución Goias S.A. (Distribución) (*)	Brasil	2015	30 años	26 años
Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande) (**)	Brasil	2017	30 años	29 años
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (ex Eletropaulo) (Distribución) (*)	Brasil	1998	30 años	10 años

(*) Se ha reconocido un activo intangible y un activo financiero a valor razonable con cambios en resultados, dado que una parte de los derechos adquiridos por estas subsidiarias son incondicionales (ver Notas 4.g.1 y Nota 10).

(**) Considerando que todos los derechos adquiridos por esta filial son incondicionales, se ha reconocido únicamente un activo financiero a costo amortizado por esta concesión (ver Nota 2.4.1, Nota 4.g.1 y Nota 10).

Al final de cada período de concesión, esta puede ser renovada a discreción de la autoridad otorgante, de lo contrario todos los activos e instalaciones serán devueltos al Gobierno o a quien éste designe, una vez reembolsadas las inversiones realizadas pendientes de amortizar.

d.2) Gastos de investigación y desarrollo

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

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

d.3) Otros activos intangibles

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

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

e) Deterioro del valor de los activos no financieros

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

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

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

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

En general, estas proyecciones cubren 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 31 de diciembre de 2018, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones fueron las que a continuación se detallan:

		Tasas de crecimiento (g)
País	Moneda	31-12-2018
Argentina	Peso argentino	10,4%
Brasil	Real	4,2%
Perú	Sol	2,5%
Colombia	Peso colombiano	3,5%

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 a las proyecciones vigentes al 31 de diciembre de 2018, fueron las siguientes:

		31-12-2017	
País	Moneda	Mínimo	Máximo
Argentina	Peso argentino	22,9%	36,4%
Brasil	Real	9,1%	21,3%
Perú	Sol	7,2%	12,1%
Colombia	Peso colombiano	7,9%	12,9%

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

Las pérdidas por deterioro reconocidas en períodos anteriores para un activo, distinto de la plusvalía, son reversadas sí, y sólo si, se han producido cambios en las estimaciones utilizadas para determinar el valor del mismo. Si así fuera el caso,

se aumenta el valor del activo hasta su monto recuperable con abono a resultados, con el límite del valor en libros que el activo podría haber tenido (neto de amortización o depreciación) si no se hubiese reconocido la pérdida por deterioro en períodos anteriores. En el caso de las plusvalías, las pérdidas por deterioro de valor reconocidas no son reversadas en períodos posteriores.

La reexpresión de los estados financieros de las sociedades Argentinas por efecto del ajuste de inflación (ver Nota 8), dio origen al reconocimiento de una provisión por deterioro en nuestra subsidiaria Enel Generación Costanera S.A., producto de la diferencia negativa entre el valor recuperable de la compañía y el valor libro de sus activos reexpresados. La pérdida por deterioro, registrada al 1 de enero de 2018, ascendió a MUS$ 76.658. Al 31 de diciembre de 2018, las pruebas de deterioro realizadas dieron origen a un reverso de la pérdida por deterioro, por un monto de MUS$ 70.513, producto del aumento que experimentó el valor recuperable de la compañía.

f) Arrendamientos

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

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

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

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

g) Instrumentos financieros

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

g.1) Activos financieros no derivados

El Grupo clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Notas 4.i y 16) y los activos no corrientes mantenidos para la venta (Ver Nota 4.k), en tres categorías:

(i) Costo amortizado:

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones (i) el modelo de negocio que lo sustenta tiene como objetivo mantener los activos financieros para obtener los flujos de efectivo contractuales y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales de los activos financieros dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que son solamente pagos de principal e intereses (criterio SPPI).

Los activos financieros que cumplen con las condiciones establecidas en NIIF 9, para servalorizadas al costo amortizado en el Grupo son: equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar, y préstamos. Estos activos se registran a 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.

(ii) Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en otros resultados integrales:

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones: (i) se clasifican dentro de un modelo de negocio, cuyo objetivo es mantener los activos financieros tanto para cobrar los flujos de efectivo contractuales como para venderlos y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales cumplen con el criterio SPPI.

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

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

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

(iii) Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:

Se incluye en esta categoría la cartera de negociación, 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 y los activos financieros que no cumplen con las condiciones para ser clasificados en las dos categorías anteriores.

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.

g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

g.3) Deterioro de valor de los activos financieros

Siguiendo los requerimientos de NIIF 9, el Grupo aplica un modelo deterioro de valor que se basa en pérdidas crediticias esperadas. Este modelo se aplica a los activos financieros medidos a costo amortizado o medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral, excepto por las inversiones en instrumentos de patrimonio.

Las provisiones por deterioro se miden en base a:

- las pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses, o
- las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo, si en la fecha de presentación de los estados financieros se produjera un aumento significativo en el riesgo crediticio de un instrumento financiero, desde el reconocimiento inicial.

El Grupo aplica un enfoque simplificado para cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, de modo que el deterioro se registre siempre en referencia a las pérdidas esperadas durante toda la vida del activo.

Sobre la base del mercado de referencia y el contexto regulatorio del sector, así como las expectativas de recuperación después de 90 días, para tales cuentas por cobrar, el Grupo aplica principalmente una definición predeterminada de 180

días de vencimiento para determinar las pérdidas crediticias esperadas, ya que éste se considera un indicador efectivo de un aumento significativo en el riesgo de crédito. En consecuencia, los activos financieros que tienen más de 90 días de vencimiento generalmente no se consideran en incumplimiento.

g.4) Pasivos financieros excepto derivados

Los pasivos financieros se registran inicialmente a valor razonable, 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 4.g.1).

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

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 23, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, "deuda fija") y deuda a tasa de interés variable (en adelante, "deuda variable"). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada período en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

g.5) Derivados y operaciones de cobertura

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

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

Los cambios en el valor razonable se registran directamente en resultados, salvo en el caso de que el derivado haya sido designado contablemente como instrumento de cobertura y se den todas las condiciones establecidas por las NIIF para aplicar contabilidad de cobertura, 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.

La contabilidad de coberturas se discontinua sólo cuando la relación de cobertura (o una parte de la relación) deja de cumplir con los criterios requeridos, después de realizar cualquier reequilibrio de la relación de cobertura, si es aplicable. En caso de no ser posible continuar con la relación de cobertura, incluyendo cuando el instrumento de cobertura expira, se vende, resuelve o ejerce, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio hasta que la transacción proyectada afecte al estado de resultados. Cuando se espere que ya no se produzca una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados.

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

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

- La única finalidad del contrato es el uso propio, entendiendo por tal, en el caso de los contratos de compras de combustible su uso para la generación de electricidad, en los de compra de electricidad para comercialización, su venta a

clientes finales y en los de venta de electricidad, la venta al cliente final.
- Las proyecciones futuras del Grupo justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.

- La experiencia pasada de los contratos demuestra que se han utilizado para uso propio, excepto en aquellos casos esporádicos en que haya sido necesario otro uso por motivos excepcionales o asociados con la gestión logística fuera del control y de la proyección del Grupo.

- El contrato no estipule su liquidación por diferencia, ni haya habido una práctica de liquidar por diferencias contratos similares en el pasado.

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

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

g.6) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

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

Las transacciones en las que el Grupo retiene de manera sustancial todos los riesgos y beneficios, que son inherentes a la propiedad de un activo financiero cedido, se registran como un pasivo de la contraprestación recibida. Los gastos de la transacción se registran en resultados siguiendo el método de la tasa de interés efectiva (ver 4.g.1).

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

g.7) Compensación de activos y pasivos financieros

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

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

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

g.8) Contratos de garantías financieras

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

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

- el valor del pasivo determinado de acuerdo con la política contable de provisiones de la Nota 4.m; y
- el valor del activo inicialmente reconocido menos, cuando proceda, la amortización acumulada registrada de acuerdo con política de reconocimientos de ingresos (ver Nota 4.q).

h) Medición del valor razonable

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

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

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

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

Nivel 1: Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos.
Nivel 2: Inputs diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de nivel 2, por clase de activos financieros o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas (como por ejemplo "Bloomberg").
Nivel 3: Inputs para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (inputs no observables).

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

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

Los activos y pasivos registrados a valor razonable se presentan en Nota 23.3.

i) Inversiones contabilizadas por el método de participación

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

Según el método de participación, la inversión en una asociada o negocio conjunto se registra inicialmente al costo. A partir de la fecha de adquisición, se registra la inversión en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio total, que representa la participación del Grupo en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones

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

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

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

Las Sociedades clasificadas como "Asociadas y Negocios Conjuntos" (ver Nota 2.5 y 2.6 respectivamente) de los presentes estados financieros consolidados son valorizadas por este método.

j) Inventarios

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

Los costos incluyen el precio de compra más los costos incurridos necesarios para darles su condición y ubicación actuales, netos de descuentos comerciales y otras rebajas.

k) 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

Los activos no corrientes, incluyendo las propiedades, planta y equipo, activos intangibles, inversiones en asociadas y negocios conjuntos, y los grupos de activos para su disposición (grupo de activos que se van a enajenar o distribuir junto con sus pasivos directamente asociados) se clasifican como:

- Mantenidos para la venta si su valor en libros se recuperará fundamentalmente a través de una transacción de venta en lugar de por su uso continuado; o

- Mantenidos para distribuir a los propietarios cuando la entidad se compromete a distribuir los activos (o grupo de activos para su disposición) a los propietarios.

Para la clasificación anterior, los activos deben estar disponibles para la venta o distribución inmediata en sus condiciones actuales y la venta o distribución debe ser altamente probable. Para que la transacción se considere altamente probable la Gerencia debe estar comprometida con un plan de venta o distribución y debe haberse iniciado las acciones necesarias para completar dicho plan. Así mismo debe esperarse que la venta o distribución estén finalizadas en un año a partir de la fecha de clasificación.

Las actividades requeridas para completar el plan la venta o distribución deben indicar que es improbable que puedan realizarse cambios significativos en el plan, o que el mismo vaya a ser cancelado. La probabilidad de aprobación por los accionistas (si se requiere en la jurisdicción) debe considerarse como parte de la evaluación de si la venta o distribución es altamente probable.

Los activos o grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios se miden al menor valor entre su valor en libros o su valor razonable menos los costos de venta o distribución.

La depreciación y amortización de estos activos cesan cuando se cumplen los criterios para ser clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios.

Los activos que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios, o dejen de formar parte de un grupo de activos para su disposición, son valorados al menor de su valor en libros 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 que se reclasifican como activos no corrientes.

Los activos no corrientes y los componentes de grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o 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 respectivos pasivos en una única línea denominada "Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios".

Una operación discontinuada es un componente del Grupo que ha sido dispuesto, 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 subsidiaria 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) de operaciones discontinuadas", así como también la ganancia o pérdida reconocida por la medición a valor razonable menos los costos de venta o por la disposición de los activos o grupos para su disposición que constituyan la operación discontinuada.

l) Acciones propias en cartera

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

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran directamente en el Patrimonio Total: "Ganancias (pérdida) acumuladas", sin afectar la ganancia o pérdida del período.

m) 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.

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

Algunas de las empresas del Grupo tienen contraídos compromisos por pensiones y otros similares con sus trabajadores. Dichos compromisos, tanto de prestación definida como de aportación definida, están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones, excepto en lo relativo a determinadas prestaciones en especie, fundamentalmente los com-

promisos de suministro de energía eléctrica, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

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

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

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

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

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

n) Conversión de saldos en moneda extranjera

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

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

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

o) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

p) Impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio, se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades del Grupo y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del ejercicio, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y

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

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

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

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

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

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

q) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos de actividades ordinarias se reconocen cuando (o a medida que) se transfiere el control sobre un bien o servicio al cliente. Los ingresos se miden en base a la contraprestación a la que se espera tener derecho por dicha transferencia de control, excluyendo los montos recaudados en nombre de terceros.

El Grupo analiza y toma en consideración todos los hechos y circunstancias relevantes para el reconocimiento de ingresos, aplicando el modelo de cinco pasos establecido por la NIIF 15: 1) Identificación del contrato con el cliente; 2) Identificación de las obligaciones de desempeño; 3) Determinación del precio de la transacción; 4) Asignación del precio de la transacción; y 5) Reconocimiento del ingreso.

A continuación se detallan los criterios de reconocimiento de ingresos por tipo de bien o servicio prestado por el Grupo:

- Suministro de electricidad (venta y transporte): corresponde a una obligación de desempeño única que transfiere al cliente una serie de bienes/servicios distintos que son sustancialmente iguales y que tiene el mismo patrón de transferencia. Dado que el cliente recibe y consume de manera simultánea los beneficios proporcionados por la compañía, se considera una obligación de desempeño satisfecha a lo largo del tiempo. En estos casos, Enel Américas aplica un

método de producto para reconocer los ingresos en la cantidad a la que tiene derecho a facturar por la electricidad suministrada hasta la fecha.

- Generación: 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 de la energía y potencia, según se trate de clientes libres, clientes regulados o comercialización de energía en el mercado spot, respectivamente.

- Distribución: los ingresos se registran en función de las cantidades de energía suministrada a los clientes durante el período, a los precios establecidos en los respectivos contratos o a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente, según se trate de clientes libres o clientes regulados, respectivamente.

Estos ingresos incluyen una estimación del servicio suministrado y no facturado, hasta la fecha de cierre de los estados financieros (ver Nota 2.3 y Nota 28).

- **Otros servicios:** principalmente prestación de servicios complementarios al negocio eléctrico, construcción de obras y servicios de ingeniería y consultoría. Los clientes controlan los activos comprometidos a medida que se crean o se mejoran, por lo tanto la compañía reconoce estos ingresos a lo largo del tiempo en función del grado de avance, midiendo el progreso a través de métodos de producto (desempeño completado a la fecha, hitos alcanzados, etc.) o métodos de recursos (recursos consumidos, horas de mano de obra gastadas, etc.), según sea apropiado en cada caso.
- **Venta de bienes:** los ingresos por venta de bienes son reconocidos en un determinado momento, cuando los riesgos y beneficios significativos de la propiedad de los bienes han sido traspasados al comprador, lo cual ocurre generalmente en el momento de la entrega física de los bienes. Los ingresos son medidos al precio de venta independientes de cada bien, asignando cualquier tipo de contraprestación variable que corresponda.

En contratos en los que se identifican múltiples bienes y servicios comprometidos, los criterios de reconocimiento serán de aplicación a cada obligación de desempeño identificable de la transacción, en función del patrón de transferencia de control de cada bien o servicio que es distinto y del precio de venta independiente asignado a cada uno de ellos, o a dos o más transacciones conjuntamente, cuando estas están vinculadas a contratos con clientes que se negocian con un objetivo comercial único, los bienes y servicios comprometidos representan una obligación de desempeño única y sus precios de venta no son independiente.

Enel Américas determina la existencia de componentes de financiación significativos en sus contratos, ajustando el valor de la contraprestación si corresponde, para reflejar los efectos del valor temporal del dinero. Sin embargo, el Grupo aplica la solución práctica provista por la NIIF 15, y no ajustará el valor de la contraprestación comprometida por los efectos de un componente de financiación significativo si la compañía espera, al comienzo del contrato, que el período transcurrido entre el pago y la transferencia de bienes o servicio al cliente es de un año o menos.

El Grupo excluye de la cifra de ingresos de actividades ordinarias aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos el pago o comisión a la que espera tener derecho.

Dado que la compañía reconoce principalmente ingresos por el monto al que tiene derecho a facturar, ha decidido aplicar la solución práctica de divulgación prevista en la NIIF 15, mediante la cual no se requiere revelar el monto agregado del precio de la transacción asignado a las obligaciones de desempeño no satisfechas (o parcialmente no satisfechas) al final del período sobre el que se informa.

Además, el Grupo evalúa la existencia de costos incrementales de la obtención de un contrato y costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato. Estos costos se reconocen como un activo si se espera su recuperación y se amortizan de manera congruente con la transferencia de los bienes o servicios relacionados. Los costos incrementales de la obtención de un contrato se reconocen como gasto si el período de amortización del activo que se hubiese reconocido es de un año o menos. Los costos que no califiquen para su activación, se reconocen como gasto en el momento en que se incurran, a menos que sean explícitamente imputables al cliente.

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

r) Ganancia (pérdida) por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del período atribuible a la Sociedad Matriz y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período, sin

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

s) Dividendos

El artículo N° 79 de la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas de Chile establece que, salvo acuerdo diferente adoptado en la junta respectiva, por la unanimidad de las acciones emitidas, las sociedades anónimas abiertas deberán distribuir anualmente como dividendo en dinero a sus accionistas, a prorrata de sus acciones o en la proporción que establezcan los estatutos si hubiere acciones preferidas, a lo menos el 30% de las utilidades líquidas de cada ejercicio, excepto cuando corresponda absorber pérdidas acumuladas provenientes de ejercicios anteriores.

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

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

t) Gastos de emisión y colocación de acciones

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

u) Estado de flujos de efectivo

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

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

v) Moneda funcional

La administración de la Sociedad ha concluido que la moneda del entorno económico principal en el que opera es el dólar de los Estados Unidos (US$), tomando éste como su moneda funcional.

Dicha conclusión se basa en que el US$ es la moneda que influye fundamentalmente en las actividades de financiamiento, emisiones de capital y flujos de efectivos y sus equivalentes. Debido a lo anterior, el US$ refleja las transacciones, hechos y condiciones que subyacen y son relevantes para la el Grupo.

Toda la información presentada en dólares americanos, ha sido redondeada a la unidad de mil (MUS$) o de millón (MMUS$) más cercana, excepto cuando se indique de otra manera.

Nota 5. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

a) Marco regulatorio:

Argentina

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

Sin embargo, después de la crisis de 2002, la autoridad modificó el criterio de fijación del precio interviniendo el sistema marginalista. Primero, mediante el cálculo del precio marginal sin considerar restricciones de gas. En efecto, a pesar de que el despacho de generación todavía se basa en los combustibles reales utilizados, la Resolución SE 240/2003 establece que para el cálculo del precio marginal se deben considerar todas las unidades de generación como si no tuvieran las restricciones vigentes de suministro de gas natural. Además, el valor del agua no se considera si su costo de oportunidad es más alto que el costo de la generación con gas natural. Y segundo, mediante el establecimiento de un límite en el precio spot de Arg$120 por 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 US$10 a Arg$10 por MWhrp. Posteriormente, el pago por capacidad ha aumentado ligeramente a Arg$12.

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

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

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

En mayo de 2013, las generadoras del Grupo (Enel Generación Costanera, Enel Generación El Chocón, y Dock Sud) adhirieron a los términos de la Resolución N° 95/2013.

La citada Resolución marca el final del concepto marginalista como sistema de remuneración en el mercado de generación de electricidad argentino y definió, 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 determinan en función de la energía generada). Parte de la remuneración adicional se consolida en un fideicomiso para inversiones futuras.

La gestión comercial y el despacho de combustible se centralizan 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 ("SE") a través de la Nota SE 1807/13 abrió la posibilidad de que las generadoras 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 Enel Generación Costanera, están vigentes los Contratos de Disponibilidad firmados en 2012, de los Ciclos Combinados (hasta el año 2015 y se logró su extensión para el año 2016) y

de las Unidades Turbo vapor (hasta el año 2019), que permitirán a la empresa implementar un plan de inversiones en las unidades de generación de la Central Costanera, a efectos de optimizar la confiabilidad y disponibilidad de dicho equipamiento. Los acuerdos también contemplan el pago de las obligaciones del contrato de mantenimiento (Long Term Service Agreement "LTSA") de los ciclos combinados de la central.

Los valores de la Resolución SE N° 95/2013 fueron actualizados anualmente por las Resoluciones SE N° 529/2014, N° 482/2015 y Resolución SEE N° 22/2016. La Res. SE N° 529/2014 crea una remuneración para mantenimientos no recurrentes para las centrales térmicas, y la Res. SE N° 482/2015 otorga una remuneración para mantenimientos no recurrentes también a las centrales hidroeléctricas. Adicionalmente, la Res. 482/2015 crea un nuevo cargo, de 15,8 $/MWh para centrales térmicas y 6,3 $/MWh para centrales hidráulicas, con el objetivo de financiar inversiones, con aplicación de febrero de 2015 hasta diciembre de 2018 solo para aquellos generadores que participen en los proyectos.

Por otro lado, el 22 de marzo de 2016, la SE emitió la Resolución SEE N°21/16, la cual convocó a ofertar nueva capacidad de generación térmica para los períodos verano 2016/17; invierno 2017 y verano 2017/18. Dentro de los requerimientos, no podían ofertarse unidades preexistentes a la fecha de publicación de la resolución; que ya estuviesen interconectadas al Sistema Argentino de Interconexión ("SADI"); o que la potencia ofrecida ya estuviese comprometida en otros acuerdos con principio de ejecución. El contrato será con CAMMESA en representación de los agentes del MEM y su vigencia será por un período entre 5 a 10 años, con una remuneración denominada en US$ por MW por mes para la potencia, y en US$ por MWh para la energía eléctrica generada con cada combustible, siendo la prioridad de pago equivalente a la del pago de los combustibles líquidos. El suministro y el reconocimiento del costo de los combustibles se realizarán conforme la normativa vigente en cada momento. La capacidad mínima en cada punto de conexión no puede ser inferior a los 40 MW y debe contar preferentemente con capacidad dual de consumo de combustible, y con consumo específico máximo menor a 2.500 kcal/kWh. CAMMESA informará a título indicativo posibles localizaciones para generación entre 50 MW y 150MW. El orden de mérito de las ofertas será en función de los costos crecientes debiendo estar las fórmulas de evaluación disponibles para los oferentes.

El 14 de septiembre de 2016, se publicó en el Boletín Oficial el resultado de la Licitación de Nueva Generación Térmica, adjudicándose un total de 1.915 MW (de una oferta de más de 6000 MW). Cuatro ofertas propusieron entregar la nueva energía (545 MW de potencia) al Sistema Interconectado Nacional en el mes de diciembre de 2016; diez ofertas (685 MW) plantearon hacerlo en el primer trimestre de 2017, y cuatro ofertas (229 MW) en el segundo trimestre del año próximo. Además, unas 26 ofertas se comprometieron a entrar en servicio en el segundo semestre de 2017, y otras cinco durante 2018. Así mismo, mediante Nota SEE N° 355 se instruyó a CAMMESA a invitar a una mejora de los precios a cada una de las empresas cuyas ofertas se consideraron admisibles y no resultaron finalmente adjudicadas. Como resultado de esta ampliación se adjudicaron 956 MW adicionales en siete ofertas los que serían incorporados entre el 30 de enero y el 1 de diciembre de 2017. Por último, el 28 de octubre de 2016, mediante Resolución SEE 387/E/2016 la Secretaría de Energía Eléctrica instruyó a CAMMESA a suscribir dos proyectos adicionales por un total de 234 MW. Ninguna de las entidades del Grupo Enel Américas participó de la Licitación.

El 16 de noviembre de 2016, mediante Resoluciones SEE N° 420-16 y N° 455-16, la SE convocó a aquellas entidades interesadas en desarrollar proyectos de infraestructura que contribuyan a la reducción de costos en el Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM") y al aumento de la confiabilidad en el Sistema Eléctrico Argentino, a manifestar su interés, considerando particularmente el aporte de los anteproyectos que se presenten con responsabilidad en el suministro de combustibles para la generación de energía eléctrica. El Grupo Enel ha presentado dos proyectos mutuamente excluyentes ubicados en el predio de Enel Generación Costanera, uno por 350 MW y otro por 415 MW. Se estima que el pliego para nuevos ciclos combinados sea emitido en los próximos meses, para cerrar la licitación en la primavera 2017. Por otro lado, mediante la Resolución SEE N° 287 - E/2017 del 10 de mayo de 2017, la Secretaría de Energía Eléctrica instruyó a CAMMESA a convocar a interesados a ofertar (Etapa I) nueva generación térmica de tecnología (a) cierre de ciclo combinado o (b) cogeneración, con compromiso de estar disponible para satisfacer la demanda en el MEM, adjuntando a la misma el Pliego de Bases y Condiciones correspondiente. Se presentaron 40 proyectos por un total de 4.597 MW. El día 25 de septiembre de 2017 se publica la Resolución SEE N° 820 adjudica 506 MW con un precio promedio de 17.769 US$/MW-mes e instruye a CAMMESA a invitar a las restantes ofertas admitidas técnicamente a realizar una mejora en la oferta, con fecha límite de presentación el 06 de octubre y adjudicación el 13 de octubre de 2017 para que CAMMESA eleve su análisis a la Secretaría de Energía Eléctrica.

El 2 de febrero de 2017, se publicó la Resolución N°19/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica ("SEE") la cual reemplaza a la Resolución SEE N° 22/2016 y establece los lineamientos para la remuneración de las centrales de generación existentes. La Resolución N° 19/2017 define una remuneración mínima de potencia por tecnología y escala, adicionalmente para las unidades térmicas se establece la posibilidad de ofrecer compromisos de disponibilidad con una remuneración diferencial igual para todas las tecnologías. El generador térmico podrá declarar en cada período de verano, el valor de potencia

firme a comprometer por cada unidad durante el lapso de tres años, pudiendo discriminar por período verano e invierno (se podrán hacer ajustes en el mismo período). Como excepción y para el año 2017, se habilita la declaración de "Compromisos de Disponibilidad Garantizada" junto con la información requerida para la Programación Estacional de Invierno, siendo su vigencia desde el 1 de mayo hasta el 31 de octubre de 2017. El generador firmará un contrato de Compromiso de Disponibilidad Garantizada cuya contraparte será CAMMESA, pero que podrá cederlo a la demanda conforme lo defina la SEE. La remuneración que recibirá una unidad con compromiso de potencia será proporcional a su cumplimiento, siendo el valor mínimo calculado en base al precio mínimo. Por otro lado, el generador térmico podrá ofrecer disponibilidad de potencia adicional para períodos bimestrales, que se podrán a subasta con un precio máximo.

Respecto a las centrales hidroeléctricas, se define un nuevo esquema para evaluar la potencia, basado en la potencia real disponible (implica un mayor valor de potencia a remunerar respecto a la normativa anterior). Asimismo, presentan un valor de potencia base, y uno adicional discriminado de mayo a octubre 2017, y otro a partir de noviembre 2017.

Los valores remunerativos de la Resolución N°19/2017 están denominados en dólares, y se convertirán a tipo de cambio publicado por el Banco Central de la República Argentina correspondiente al último día hábil, siendo los plazos de vencimiento aquellos establecidos en los procedimientos de CAMMESA. Posteriormente por nota del SEE, se establece que la conversión a pesos, se realizará al día anterior a la fecha de vencimiento, a partir de noviembre de 2017.

La resolución SEE N°1085/17, modifica, a partir del 1° de diciembre de 2017, la forma en que los agentes pagan por el uso del sistema de transporte (la remuneración del transportista no cambia porque fue fijada en su respectiva RTI), sintéticamente establece:

- Los costos asociados a la remuneración del transporte se repartirán en forma proporcional a la demanda.
- Los Agentes Generadores pagarán solo los cargos de conexión directos.
- Instruye a CAMMESA a que en 90 días proponga las modificaciones necesarias a los procedimientos comprendidos (normativa del MEM).

El miércoles 1 de agosto de 2018, se publicó la Resol ME N° 46, por medio de la cual se tomó la decisión de reducir de 5,20 a 4,20 dólares por MMBTU (en promedio) el precio del gas que se destina al segmento de generación eléctrica.

Asimismo se instruye a la SSEE a implementar un mecanismo competitivo para la provisión de gas para generación al precio máximo definido.

En ese sentido, la SSEE instruyó a CAMMESA a realizar las adquisiciones de gas natural en condiciones firmes e interrumpibles a través del Mercado Electrónico de Gas (MEGSA) para abastecimiento de la generación térmica.

Finalmente se licitó la modalidad de contratos interrumpibles para el período septiembre-diciembre de este año. El precio promedio de las ofertas fue de US$ 3,69 por MMBTU, un 13% más barato que el precio de la Resol ME N° 46.

El miércoles 7 de Noviembre se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 2018-70-APN-SGE, mediante la cual se habilita a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM a procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica.

Inicialmente, la norma funcionara para Gas Natural y permite a los generadores obtener un margen adicional al producir con combustible propio, solo si el de Precio de compra de Gas es menor al de Precio reconocido por CAMMESA.

Con esta resolución los generadores cobran el Costo Variable de Producción (CVP) según los precios reconocidos. Quedando en CAMMESA la responsabilidad de seguir proveyendo a los demás generadores que no compren su combustible.

De un total de 60 empresas habilitadas para declarar, se registró declaración de 22 de ellas, de las cuales 6 se corresponden con Generación bajo 100% de Resolución 19/17.

En diciembre 2018, las autoridades permitieron la exportación de gas natural, estableciendo un nuevo procedimiento para autorizar exportaciones. El excedente se genera a partir de la disponibilidad de gas resultante de una mayor producción de Vaca Muerta.

Las exportaciones autorizadas se destinaron a Chile y Brasil, con un volumen total de 479.250.000 m3, en condiciones de interrupción, y por el período hasta junio de 2020 hacia Chile y unos 600 MW de electricidad a Brasil

Brasil

Las legislaciones en 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 conduzcan a 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 (Operador Nacional del Sistema – ONS) coordina el despacho de carga centralizado basado en costos variables de producción y busca garantizar el abastecimiento de la demanda a mínimo costo para el sistema. El precio al cual se liquidan las transacciones del mercado spot se denomina Precio de Liquidación de las Diferencias (PLD).

Las entidades generadoras están habilitadas 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 está dirigido al segmento de grandes usuarios, con límite 3.000 kW (este límite cambiará para 2.500 kW a partir del 1º de julio de 2019, y para 2.000 kW a partir del 1º de enero de 2020) o 500 si compran Energía Renovable No Convencional ("ERNC").
En el mercado libre, las condiciones para la compra de energía son negociables entre los proveedores y sus clientes. En cambio, en el mercado regulado, donde operan las empresas de distribución, la compra de energía debe llevarse a cabo en virtud de un proceso de licitación coordinado por la entidad gubernamental Agência Nacional de Energia Elétrica ("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. Las licitaciones de energía nueva 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 existente 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 ANEEL 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.

Los mecanismos regulatorios aseguran la creación de activos/pasivos regulatorios, cuya recomposición tarifaria para los déficits en 2014, ocurrirá a partir de los reajustes tarifarios en 2015 (marzo para Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla) y abril para Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce)). Dicho mecanismo existe desde 2001, y se llama Cuenta de Compensación de Valores de la Parcela A (CVA) cuyo 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 Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A., firmaron una adenda 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 a través de las tarifas. Así, en conformidad con NIIF, se permiten la contabilización de dichos activos regulatorios (ver Nota 4.d.1).

En 2014, Brasil mostró condiciones severas de sequía. En noviembre de 2014, el sistema alcanzó el máximo riesgo de racionamiento de energía. Los niveles promedios de los embalses fueron de un 1% por debajo del último racionamiento. Sin embargo, el Gobierno confirmó la no existencia de riesgo en el suministro.

Para cubrir el sobrecosto de energía, el gobierno creó la cuenta ACR a través de préstamos bancarios los que serían cancelados dentro de dos años por medio de la tarifa. Hasta el 31 de diciembre de 2014, los distribuidores utilizaron un monto aproximado de R$18.000 millones (aproximadamente Ch$3,7 billones) 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, y una extensión del plazo de pago de todos los préstamos a 54 meses a partir de noviembre 2015.

En función de los descalces entre los costos reconocidos en la tarifa y los costos reales ajenos a la gestión de la distribuidora, e intensificados por los costos implícitos de la sequía, la ANEEL, en enero de 2015, comenzó la aplicación de un Sistema Tarifario denominado "Banderas Tarifarias" que aplica un cobro mensual adicional sobre la tarifa de los consumidores,

siempre que el costo marginal del sistema sea superior al estándar reglamentario. El objetivo de la ANEEL es indicarle al consumidor una el costo de la generación del mes subsecuente, y anticipándole al Distribuidor un monto que solamente obtendría en el próximo proceso de ajuste tarifario.

El Sistema de Banderas Tarifarias está compuesto por tres niveles de colores de banderas: Rojo, Amarillo y Verde, de acuerdo a lo siguiente.

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

Desde enero de 2015 hasta la fecha de reporte de estos estados financieros, los valores han estado cambiando en función de nuevas expectativas de costos futuro de la generación.

En resumen, con este sistema tarifario 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. Es decir, los consumidores notarán un menor reajuste a sus tarifas, puesto que ya están pagando un mayor valor tarifario durante el mes. En resumen, el Sistema de Banderas establecido por la ANEEL, señala con precisión el costo real de la energía generada, lo que permite a los consumidores el uso consciente de la energía eléctrica.

A partir del 1 de febrero de 2016, la bandera Roja se separó en dos niveles: R$3,00 y R$4,50 aplicados a 100 kWh consumidos. También la bandera amarilla se redujo del valor de R$2,50 a R$1,50, aplicado a 100 kWh (y fracciones). La evolución positiva de la temporada de lluvias durante el año 2016, ha mejorado las condiciones hidrológicas, combinado con la reducción de la demanda y la adición de nuevas plantas para el sistema eléctrico brasileño, permitieron el cambio de color de banderas tarifarias en los últimos meses, en marzo y noviembre de 2016 la bandera fue de color amarillo y los otros meses de 2016 han sido de color verde.

A partir de 2017, los valores de las banderas son:
- Bandera tarifa verde: condiciones favorables de generación
- Bandera Tarifa amarilla: R$2,00 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 1: R$3,00 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 2: R$3,50 por100 (kWh)
- Bandera tarifa verde: se activará en los próximos meses cuando el valor de la última planta de CVU para ser enviados es inferior a R $211.28 / MWh;

Tarifa Bandera amarilla: se activará en los próximos meses cuando el valor de la última planta de CVU a comprobar es igual o superior a R$211.28 / MWh e inferior a R$422.56 / MWh; y

Tarifa señal de alerta: se activará en los próximos meses cuando el valor de la última planta de CVU a comprobar es igual o superior a R$422.56 / MWh, según los siguientes niveles de aplicación:

Nivel 1: se activará en los próximos meses cuando el valor del costo unitario variable - CVU última planta a comprobar es igual o superior a R$422.56 / MWh e inferior a R$610 / MWh; y

Nivel 2: se disparará en los próximos meses cuando el valor de la variable de costo unitario - CVU última planta a comprobar es igual o mayor que el límite de R$610 / MWh.

Hubo una alteración metodológica en la propuesta relativa a la métrica de accionamiento. Ahora el accionamiento de las banderas tiene en cuenta la definición de costo del riesgo hidrológico, donde hay relación indirecta entre la profundidad del déficit de generación hidráulica y el precio de la energía eléctrica de corto plazo. La composición de esas dos variables en sistema de gatillo hace que la recaudación prevista, con los valores propuestos, se acerque más a los costes incurridos.

A partir de noviembre de 2017, los valores de las banderas son:
- Bandera tarifa verde: condiciones favorables de generación
- Bandera Tarifa amarilla: R$1,00 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 1: R$3,00 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 2: R$5 por100 (kWh)

Subastas de energía de los últimos años

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

- 01 subasta A-1: 1.954 MW-medios, asignados a Hidro (94%), Biomasa (4%) y Gas (2%); desde 1 a 3 años de suministro de energía.
- 04 subastas A-3 y reserva:
  - 97 MW-medios, asignados a las Eólicas (30%) y Biomasa (70%), a un precio promedio R$200 MWh;
  - 233 MW-medios, asignados al Solar a un precio promedio R$301,8 MWh;
  - 314,3 MW-medios, asignados a las Eólicas (72%), Hidro (15%), Gas (7%) y Biomasa (6%) a un precio promedio R$189 MWh.
  - 508 MW-medios, asignados a las Eólicas (52%) y Solar (48%), a un precio promedio R$249 MWh.
- 01 subasta A-5: con 1.147 MW-medios, asignados a Gas (76%), Hidro (18%) y Biomasa (7%) a un precio promedio R$259,2 MWh.

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

En 2016, hubo dos subastas con el siguiente resultado:

- 01 subasta A-5: 202 MW-medios, asignados a Gas (2%), Hidro (58%) y Biomasa (40%) a un precio promedio R$198,59 MWh.
- 01 subasta A-1: 21 MW-medios a un precio promedio de R$118,15 MWh.

En 2017, hubo cuatro subastas: (i) A-4, el 18/12/2017, se subastó 2.202 MW de energía a un precio promedio de R $ 144.51 por MWh (3% hidroeléctrica, 4% termoeléctrica, 16% viento y 77% solar); (ii) A-6, el 20/12/2017, con la subasta de 27,366 MW de energía a un precio promedio de R $ 189,45 por MWh (3% hidroeléctrica, 72% termoeléctrica, 25% eólica); (iii) A-1 y A-2, el 22/12/2017, en la A-1 fueron 288 MW de energía promedio comercializada a un precio promedio de R $ 177,46 por MWh y en la A-2 fueron 423 MW de energía operado a un precio promedio de R $ 174.52 por MWh.

En 2018, hubo tres subastas con el siguiente resultado:

- 01 subasta A-4: 356,19 MW-medios, asignados a Hidro (6,6%), Biomasa (9,7%), Eólica (16,2%) y Solar (67,5%) a un precio promedio R$124,75 MWh.
- 01 subasta A-6: 1.228,59 MW-medios, asignados a Gas (26,6%), Hidro (18,9%), Biomasa (0,9%) y Eólica (53,6%) a un precio promedio R$140,87 MWh.
- 01 subasta A-1 y A-2, el 07/12/2018, en la A-1 fueron 4 MW de energía promedio comercializada a un precio promedio de R $142,99 por MWh y en la A-2 fueron 359 MW de energía operado a un precio promedio de R $ 161,35 por MWh

Prorrateo por temas judiciales

A finales de septiembre de 2016, ANEEL, en función de algunas decisiones judiciales referente a la suspensión de cobro de parte del cargo CDE hacia algunos industriales (miembros de la Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres - ABRACE), tuvo que recalcular el prorrateo entre los demás consumidores. A pesar de tener el traspaso de ítems de la Parcela A, el déficit generado por las pérdidas de los ingresos será incluido en el próximo reajuste de tarifas de las distribuidoras.

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

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

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

Generación Distribuida

En mayo de 2015, el regulador inició un proceso de Audiencia Pública con la sociedad para cambiar la normativa referente

a la micro/mini generación distribuida con el objetivo de hacerla más viable. Lo relevante es que se permite que se instalen sistemas de generación (de cualquier fuente renovable, hasta 3MW para hidrología y 5MW para otras fuentes) en locales distintos de donde está la carga.

El 24 de noviembre de 2015, ANEEL mediante Resolución N°687/15 aprobó la regulación de la micro-generación y mini-generación distribuida vía un mecanismo de compensación de energía.

A contar del 27 de octubre de 2017, se permite el uso de cualquier fuente de energía renovable, así como la cogeneración calificada, llamando micro-generación distribuida, la planta de generación con una potencia instalada de hasta 75 kilovatios (kW) y mini-generación distribuida con potencia por encima de 75 kW y menor o igual a 5 MW, conectado a la red de distribución a través de las instalaciones de unidades de consumo. En la misma fecha la reglamentación prohíbe el encuadramiento como micro-generación distribuida de las centrales generadoras que ya hayan sido objeto de registro, concesión, permiso o autorización, o hayan entrado en operación comercial o hayan tenido su energía eléctrica contabilizada en el ámbito de la CCEE o comprometida directamente con concesionaria o permisionaria de distribución de energía eléctrica, debiendo la distribuidora identificar esos casos.

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

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

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

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

En 2018 ANEEL hizo una Consulta Pública, CP 10/2018 para discutir la modernización de las reglas aplicables a micro y minigeneración distribuida - Resolução Normativa nº 482/2012 donde busca evaluar alternativas para reducir la pérdida de recepta de las distribuidoras.

Resolución 771

La Audiencia Pública nº 81/2016 resultó en el mejoramiento relacionado con la facturación de las pérdidas técnicas de la acometida de las unidades consumidoras, en los casos de medición externa (SMC - Sistema de medición centralizada) ubicada en postes u otras estructuras de propiedad de la Distribuidora.

Se estableció forma de cálculo para descontar en la factura del consumidor las pérdidas ocurridas en los ramales de conexión en el caso de sistemas de medición externa;

Resolución 237

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

Medida Provisional N° 735

La Medida Provisional N° 735, del 22 de junio de 2016, determinó los siguientes cambios:

1) Encargos Sectoriales:

- El 1 de enero de 2017, la Cámara de Comercialización de Electricidad ("CCEE") reemplazará a Eletrobrás como la encargada de realizar las actividades de cobro de las cuotas de Reserva Global de Reversión ("RGR"), Cuenta de Desarrollo Energético ("CDE") y Cuenta de Consumo de Combustible ("CCC"), así como en la gestión de los fondos para el pago de los montos relativos a la administración y el funcionamiento de estos fondos sectoriales.
- A partir del 1 de enero de 2030, el reparto de las cuotas anuales de la CDE será proporcional al mercado consumidor de energía eléctrica atendido por las distribuidoras y por los concesionarios de distribución y transmisión, expresado en MWh. No se tendrá más en cuenta la región geográfica en que se encuentra la concesión. Entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2029, se definirá una reducción gradual y uniforme hasta la eliminación de la proporción actual (4,53 para las cuotas de las regiones Sur, Sureste y las cuotas de las regiones Norte y Noreste).
- A partir del 1 enero de 2030, el costo por MWh de las cuotas anuales de CDE pagados por los consumidores será prorrateado de acuerdo con su nivel de tensión en la siguiente proporción:
  - Alta Tensión = 1/3 x costo de Baja Tensión
  - Media Tensión = 2/3 x coste de Baja Tensión
- Entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2029, el costo por MWh de las cuotas anuales de la CDE tendrá un ajuste gradual y uniforme para llegar a las proporciones expuestas anteriormente.

2) Tasa de Itaipú

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

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

A partir del 1 de enero de 2016, según el Artículo N°6 de la medida Provisional N° 735, se estableció una nueva tasa de traspaso de energía de Itaipú la que será incluida en la tarifa en el costo total del factor multiplicador de 15,3 sobre el costo de cesión de energía que se refiere el Acuerdo entre Brasil y Paraguay sobre la base financiera del Anexo C del Tratado de Itaipú.

3) Subastas

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

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

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

- Para los proyectos de energía hidroeléctrica con una potencia igual o inferior a 3.000 kW y los basados en energía solar, eólica, biomasa y cogeneración calificada, cuya potencia inyectada en los sistemas de transporte o distribución es inferior o igual a 30.000 kW, ANEEL deberá establecer el porcentaje de reducción no inferior al 50%, el cual se aplicará a las tarifas TUSD/TUST, centrándose en la producción y consumo de energía:
  i) Comercializados por las explotaciones; y
  ii) Dirigido a la auto-producción, para las empresas que entrarán en operación comercial a contar del 1 de enero de 2016.

- Para proyectos basados en energía solar, eólica, biomasa y cogeneración calificada, ANEEL deberá establecer un porcentaje de reducción no inferior al 50% el que se aplicará a las tarifas TUSD/TUST, centrándose en la producción y el consumo de energía de este tipo de iniciativas, comercializados o destinados a ser auto-producción, cuya potencia inyectada en los sistemas de transporte o distribución sea superior a 30.000 kW y menor o igual a 300.000 kW y cumplir con cualquiera de los siguientes criterios:

  i) Sean proyectos originados como resultado de la subasta de compra de energía del 1 de enero de 2016; o
  ii) Sean proyectos cuya autorización para entrar en operación comercial es a contar del 1 de enero de 2016.

Para la regulación de la Ley, ANEEL estableció la Audiencia Pública N°38 (que remplazará la Resolución N°77/2004). A medida que estos descuentos den como resultado un aumento significativo en los valores que están subvencionados por el CDE (descuentos de tarifas) implicará un aumento en las tarifas de los consumidores de Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A., ANEEL propone un porcentaje fijo del 50% para el descuento para estos nuevos desarrollos (el mínimo estipulado por la ley).

Tarifa Blanca

El 12 de septiembre de 2016, la ANEEL aprobó la Resolución Normativa N° 733/2016, que establece las condiciones para la aplicación de tarifa horaria para baja tensión (BT), la "tarifa blanca".

La "tarifa blanca" es una nueva opción de tarifa que muestra a los consumidores la variación del valor de la energía en el día y en la hora de su consumo. Se ofrecerá a los consumidores que se conectan en baja tensión (127, 220, 380 o 440 V, grupo B) y los pertenecientes al grupo A (alta tensión) que pueden optar por la tarifa de baja tensión.

La Resolución N° 733/2016 establece lo siguiente con respecto a la Tarifa Blanca:

- Empieza la aplicación en enero de 2018 para los consumidores que ya están conectados con un consumo superior a 500 kWh / mes (media de 12 ciclos) y nuevas conexiones;
- Empieza la aplicación en enero de 2019 para los consumidores que ya están conectados con un consumo superior a 250 kWh / mes (media de 12 ciclos);
- Después de enero de 2020 para cualquier consumidor;
- El costo de la energía, en esta opción de tarifas, se obtiene en períodos hora de pico, intermedio y de menor actividad y son aprobados por la ANEEL en las revisiones periódicas de las distribuidoras.
- No pueden hacer la elección para la "tarifa blanca" los consumidores de bajos ingresos (según reglamentación especifica de la ANEEL) y el alumbrado público.
- El costo del medidor es asumido por el Distribuidor, excepto el medidor con funciones adicionales;
- Una posible adaptación de las instalaciones de la unidad de consumo será costeada por su propietario.

Reajuste Tarifario para Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla)

Enel Distribución Río S.A. firmó, el 14 de marzo de 2017, el Nuevo Contrato de Concesión (Sexta modificación) como resultado de las audiencias públicas N° 095 y N° 058. En estas audiencias se discutieron los reglamentos y la aplicación de procedimientos de tarifas para los distribuidores que se inscriben, por elección, para la aplicación de modificaciones en las reglas del contrato de concesión, de acuerdo con el Decreto N° 2194/2016.

Estas nuevas reglas fueron aplicadas para la determinación de este reajuste de 2017, las que incluyen, entre otros cambios, el uso del índice IPCA en remplazo del índice general de precios de mercado ("IGP-M"), se trasladó la parte de los ingresos irrecuperable de la Parcela B a la Parcela A y se aplicaron nuevos índices de pérdidas regulatorias. Como resultado, ANEEL aprobó un reajuste promedio de -6,51% para Enel Distribución Río S.A. Para los consumidores de baja tensión, sobre todo residencial, el reajuste promedio a aplicar será de -6,24%. En cuanto a los clientes de media y alta tensión, el reajuste promedio a aplicar será de -7,12%.

Transferencia de Otras Instalaciones de Transmisión (Demais Instalações de Transmissão – DIT) para las compañías de distribución

En 13 de febrero de 2017, ANEEL emitió la Resolución No. 758/2017 estableciendo las condiciones generales para la incorporación de instalaciones de voltaje por debajo de 230 kV (Red Básica) (denominadas "DIT") pertenecientes a compañías transmisoras de energía eléctrica a las propiedades, plantas y equipos de las concesionarias que prestan servicios de distribución de energía eléctrica.

Las siguientes DIT serán transferidas a Enel Distribución Río S.A. en su primera revisión tarifaria ordinaria después de 1 de enero de año 2019. Enel Distribución Ceará S.A. no recibirá ninguna DIT.

Otras Instalaciones de Trasmisión (DIT)	Km	Clasificación	Situación Operacional	Distribuidora Responsable	Trasmisora Propietaria
IMBARIE	-	SE DIT	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas
IRIRI	-	SE DIT	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas
Línea de Transmisión 138 KV ADRIANOPOLIS/MAGE RJ	48	LD	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas
Línea de Trasmisión 138 KV CAMPOS/IRIRI RJ	98	LD	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas
Línea de Transmisión 138 KV IMBARIE/ARIANOPOLIS RJ	15	LD	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas
Línea de Transmisión 138 KV IRIRI/ROCHA LEAO RJ	12	LD	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas
Línea de Transmisión 138 KV ROCHA LEAGO /MGE RJ	108	LD	En operación	Enel Distribución Río S.A.	Furnas

ANEEL considera que esta medida mejorará la eficiencia operativa del sistema eléctrico. La incorporación de las DIT a las compañías distribuidoras se realizará en la primera revisión de las tarifas que tendrá lugar a partir del 1 enero de 2019. De acuerdo a regulación vigente, en ese momento, estas líneas de transmisión y subestaciones serán parte de las propiedades plantas y equipos de la compañía distribuidora, y consideradas para el propósito del cálculo de las tarifas. Se realizará el pago de una indemnización a las compañías distribuidores equivalente al valor de los activos no depreciados transferidos, dentro de los 30 días posteriores a la revisión tarifaria del distribuidor que recibe las DIT.

Ajuste en la tarifa de energía de todas las distribuidoras para devolver en el mes de abril el costo del Encargo de Energía de Reserva (EER) incluido el mayor en los reajustes.

ANEEL a través de la Resolución N° 2.214 / 2017 publicó de nuevo las tarifas de todas las distribuidoras del sector eléctrico para devolver en el mes de abril los valores más altos de costo de Angra III incluido en las tarifas.

En el período del 1 al 30 de abril, la tarifa de energía de Enel Distribución Rio, de Enel Distribución Ceará y de Enel Distribución Goias fue reducida para devolver en un mes los valores referentes a los costos de Angra III. El objetivo es revertir los efectos de la inclusión de la parcela del Encargo de Energía de Reserva ("EER") correspondiente a la contratación de la planta de Angra III de una sola vez. Recordando que, por el proceso natural del reajuste tarifario de las distribuidoras, esos valores serían devueltos a los consumidores en 12 meses.

El procedimiento se dividió en dos etapas: en la primera, durante el mes de abril, la tarifa será reducida para revertir los valores de Angra III incluidos desde el proceso tarifario anterior y, al mismo tiempo, dejará de considerar el costo futuro del EER de esa usina. En la segunda etapa, que comienza en el 1° / 5 y permanece hasta el próximo proceso tarifario de cada distribuidora, la tarifa dejará de incluir el (i) costo futuro del EER de Angra III y (ii) para las distribuidoras que ya pasaron por el reajuste en 2017, como es el caso de Enel Distribución Rio, los valores de devolución en 12 meses que ya estaban incluidos en la tarifa.

Cambio de la fecha de revisión de Enel Distribución Goias de octubre 2017 a octubre 2018

En Reunión Pública, ANEEL aprobó el pedido de la ENEL de cambiar la fecha de Revisión tarifaria de la Enel Distribución Goias para 2018, tras discusión del tema en Audiencia Pública. Con la decisión, la revisión se realizará en oct / 2018 y cada 5 años a partir de ahí, siendo la nueva fecha de corte para inversiones 30 / abr / 2018. En sustitución, en oct / 2017 ocurrirá un reajuste ordinario.

Además de trabajar en la calidad de la información, la postergación nos permitirá recuperar dentro de la Base de Remuneración costos del pasado asignados como OPEX (capitalización de costos adicionales) y reconocer de inmediato las inversiones realizadas en el primer año de actuación de ENEL en la empresa, desde que inmovilizados hasta abr / 2018.

Reajuste Enel Distribución Goias

El 17 de octubre de 2017, ANEEL homologó el reajuste tarifario de Enel Distribución Goias por medio de la Resolución N° 2.317. El reajuste tarifario anual de Enel Distribución Goias conduce a un efecto medio en las tarifas a percibir por los consumidores del 14,65%, siendo del 12,03% en promedio, para los consumidores conectados en la Alta Tensión y del 15,89% para los consumidores conectados en la Baja Tensión.

Resultado Audiencia Pública 066/17- WACC

En 06/03/18, Aneel aprobó el resultado de la AP066, instituida para revisión del costo medio ponderado de capital regulatorio del segmento de distribución referente al Submódulo 2.4 de los Procedimientos de Regulación Arancelaria - Proret.

El Directorio, por unanimidad, decidió revocar la previsión de actualización del costo ponderado de capital en el año 2018 y aprobar nueva versión del Submódulo 2.4 de los Procedimientos de Regulación Arancelaria - PRORET, que establece la anticipación de la revisión metodológica para el año 2019, con aplicación a partir de enero de 2020.

Resultado Audiencia Pública 052/17 – Costo Operacional

En 06/03/18, Aneel aprobó el resultado de la AP052 con actualización de los parámetros relacionados a la definición de los Costos Operativos Regulatorios - Submódulo 2.2 y 2.2A de los Procedimientos de Regulación Arancelaria - Proret. La eficiencia de Enel Ceará se mantuvo inalterada en un 100%, permaneciendo a empresas como una de las distribuidoras más eficientes en gestión de costos operativos de Brasil según Aneel.

Índice de Eficiencia de Costo Operativo

Enel Ceará	100%
Enel Goias	78,37%
Enel Rio	59,50%

Reajuste Enel Distribución Rio

En 13/03/18, Aneel homologó el resultado provisional de la Cuarta Revisión Tarifaria Periódica de Enel Distribución Rio, a partir del 15 de marzo de 2018, consolidada tras la evaluación de las contribuciones aportadas en la Audiencia Pública nº 078/2017.

El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de 21,04 %, siendo del 19,94% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y del 21,46% para los conectados en Baja Tensión – BT. Fijó el componente T del Factor X en el 0,00% y las pérdidas técnicas en el 9,1%.

Reajuste Tarifario para Enel Distribución Ceará S.A.

En 17/04/18, Aneel homologó el resultado provisional del reajuste de Enel Distribución Ceará, a partir del 22/04/2018.

El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de 4,96 %, siendo del 7,96% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y del 3,8% para los conectados en Baja Tensión – BT.

Revisión Tarifaria para Enel Distribución Goiás S.A.

El 16/10/18, Aneel homologó el resultado de la revisión de Enel Distribución Goias, a partir del 22/10/2018.

El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de 18,54%, siendo del 26,52% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y del 15,31% para los conectados en Baja Tensión – BT.

Reajuste Tarifario Enel Distribución São Paulo (ex Eletropaulo)

El 04/07/18, Aneel homologó las tarifas aplicables para los consumidores. El resultado de este proceso incurrió en un índice de reajuste tarifario de +16,4%, compuesto por reajuste económico de +10,5% y reajuste financiero de +5,9%. Retirándose el reajuste financiero del año anterior (0,6%), el efecto medio para el consumidor fue de +15,8%, siendo más grande para los consumidores conectados en Alta Tensión (+17,7%) mientras aquellos conectados en la baja tensión percibieron un incremento reducido, de 15,1%.

Reajuste Enel CIEN

La resolución nº 2408, de 22 de octubre, estableció los ingresos anuales permitidos (RAP) para las concesionarias de servicio público de transmisión de energía eléctrica, por la disponibilidad de las instalaciones de transmisión bajo su responsabilidad.

Los valores de Enel CIEN son: Garabi I (RAP: 172.667.795,35 y PA ajustado: R$ - 6,579,727.76) y Garabi II (RAP: R$ 179,367,079,58 y PA ajustado: R$ - 6.834.803,35).

Recarga de vehículos eléctricos

Por medio de la Resolución Normativa nº 819 de 2018, Aneel estableció los procedimientos para las actividades de recarga de vehículos eléctricos.

La distribuidora puede, a su criterio, instalar estaciones de recarga en su área de concesión destinadas a la recarga pública de vehículos eléctricos, debiendo ser clasificadas en la subclase estación de recarga de vehículos eléctricos de la clase consumo propio (Tarifas de Grupo A - MT y AT o Tarifa B3 - BT).

En el caso de que se produzca un ingreso en la estación de recarga de la distribuidora, ésta puede darse a precios libremente negociados, aplicando a la actividad los procedimientos y las condiciones para la prestación de actividades accesorias, en los términos de la Res. 581/2013 (reversión parcial a modicidad tarifaria y contabilización separado);
La prestación de actividades recarga de vehículos eléctricos por la distribuidora se da por su cuenta y riesgo, y los activos que componen la infraestructura de las estaciones de recarga no compondrán su base de activos;

Se permite la recarga de vehículos eléctricos de propiedad distinta del titular de la unidad consumidora, incluso para fines de explotación comercial a precios libremente negociados;

La instalación de estación de recarga deberá ser comunicada previamente a la distribuidora, en caso de instalación, resulte en la necesidad de creación o alteración de la unidad consumidora;

Las informaciones de las estaciones de recarga deben ser enviadas por la distribuidora a Aneel, cada seis meses y de forma consolidada (enero y julio);
En caso de que sea necesaria la adecuación en la red eléctrica y del sistema de medición, los costos seguirán los criterios dispuestos en la reglamentación vigente;

Cualquier consumidor interesado podrá registrar junto a Aneel, por medio de formulario propio, la estación de recarga en unidad consumidora de su titularidad;

Los equipos de recarga públicos deben ser compatibles con protocolos abiertos de dominio público para la comunicación y la supervisión y control remoto.

Los equipos de recarga de vehículos eléctricos deberán observar las normas y los estándares establecidos por la distribuidora, así como las demás normas aplicables expedidas por los órganos oficiales competentes, incluyendo la reglamentación de Aneel;

Se prohíbe la inyección de energía eléctrica en la red de distribución a partir de los vehículos eléctricos, así como la participación en el Sistema de compensación de energía (Res. 482);

Se aplican integralmente las reglas de resarcimiento de daños eléctricos a las instalaciones de recarga de vehículos eléctricos, pudiendo la distribuidora establecer normas específicas de seguridad eléctrica para las instalaciones (sólo BT);

Enel Generación Fortaleza

La Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza (en adelante CGTF), planta térmica del grupo Enel en Brasil movida a gas natural, está sin suministro de combustible por la rescisión unilateral del contrato de suministro por Petrobras. La planta fue construida bajo las directrices del Programa Prioritario de Termoelectricidad (PPT), programa de gobierno establecido durante el período de racionamiento de energía que ocurrió en el país en 2001 que pretendía estimular la construcción de plantas termoeléctricas en el sistema. Para ello, el gobierno aseguró el financiamiento de los proyectos por el BNDES, así como el suministro de combustible por Petrobrás por hasta 20 años. La fórmula de reajuste del precio de gas de los contratos de combustible era regulada y definida a través de Portaria publicada por el Ministerio de Minas y Energía.

En ese contexto, Enel accionó la justicia contra Petrobras con miras a reestablecer el suministro de gas a la usina, alegando que Petrobras no puede rescindir unilateralmente el contrato una vez que éste era garantizado por la Unión a través de un programa de gobierno, el PPT. Nosotros conseguimos una liminar que determinaba a Petrobras el suministro de gas para la planta, que fue rechazada el 02/07/2018. Enel recurrió a la decisión y en la instancia judicial, la Corte Especial del Tribunal Regional Federal (TRF) ha concedido una nueva liminar para obligar la Petrobras a retornar el suministro del gas a la CGTF

en las condiciones del contrato firmado en el ámbito del PPT. El 11 de diciembre de 2018, Petrobras fue notificada de la decisión, la cual seguirá vigente hasta el juzgamiento del recurso de apelación. Petrobras puede presentar recurso ante el Superior Tribunal de Justicia, en Brasília.

Cabe destacar que, durante los últimos meses, Enel Brasil ha trabajado con el Gobierno y parlamentarios para encontrar la mejor solución a los problemas relacionados con el sector eléctrico antes mencionados, y con el rechazo del PLC Nº 77/2018 (antiguo PL10.332), actuaremos institucionalmente junto a los Ministerios para buscar la publicación de una reglamentación interministerial que atienda la solución del suministro de gas en el marco del PPT y junto a las asesorías de los Presidenciables para definir encaminamiento de los temas consensuados que no fueron aprobados en el PLC 77/18.

Además, en 03 de agosto de 2018, CGTF ingresó con requerimiento junto al Regulador ANEEL de efecto suspensivo las obligaciones contractuales donde se requiere: (i) determinación del suministro de gas o determinación que Petrobras entregue energía para CGTF bajo sanción de exposición del mercado de corto plazo asociada a falta de suministro de gas; (ii) reconocimiento de excluyente de responsabilidad de CGTF por Ato de Poder Público por rompimiento del Programa de Estado ("PPT") entre el período del 01.07.2018 hasta la fecha de inicio de la operación, en las condiciones establecidas por la solución excepcional de MME, alejando la aplicación de cualquier penalidad y obligaciones contractuales, comerciales y regulatorias incidentes sobre CGTF.

Hasta el momento no hubo decisión final por Aneel, pues en las últimas reuniones del Directorio en que el proceso fue deliberado, hubo pedidos de vista por otros Directores. Así, seguimos trabajando junto al Directorio de Aneel para una solución positiva.

Propuesta de solución para la falta de liquidez del mercado a corto plazo

El mercado a corto plazo brasileño está sin liquidez desde 2015, año en que varios límites en la justicia se concedieron a los generadores hidráulicos por su asunción de riesgos no hidrológicos. Esto porque el despacho térmico realizado fuera del orden de mérito de costo, la importación de energía sin garantía física y el impacto de las usinas estructurantes (usinas Belo Monte, Jirau y Santo Antonio) desplazaron su generación y las expusieron al mercado a corto plazo por cuenta de factores no gerenciables y ajenos al riesgo hidrológico. De esta forma, las liminares eximían a los generadores hidráulicos a pagar sus deudas en el mercado a corto plazo, valor que hoy llega a R $ 6,95 mil millones y representa cerca de 70% del valor contabilizado total del mercado.

En sustitución al PLC 77/2018 que ha sido rechazado, se presentó una enmienda al PLS 209/2015 que calcula el impacto de los riesgos no hidrológicos asumidos por las usinas hidráulicas y las resarce a través de la extensión de su plazo de otorgamiento, con la condición de la desistencia de los procesos judiciales y del pago de sus deudas. Esta solución tiene como objetivo solucionar el impasse de los generadores hidráulicos y restablecer la liquidez del mercado a corto plazo brasileño. Además de la solución legislativa, está en discusión en Aneel un acuerdo con base en la Ley 13.203/2015 que reconoce el resarcimiento de los impactos del año de 2015 como activo regulatorio a ser recibido a través de extensión del plazo de otorga. También hay la condición de desistencia de los procesos judiciales y pago de sus deudas.

Consulta Pública Aneel- Nº 15

Aneel abrió una consulta pública para obtener subsidios acerca de la metodología y actualización de la WACC para los segmentos de distribución, transmisión y generación (cotistas).

Propone tres alternativas de metodologías:

Alternativa A
- Mantenimiento de la metodología actual (WACC / CAPM)
- Sustitución de algunas series ulteriores en el cálculo
- Compatibilización de las ventanas de datos utilizadas en Dx / Tx / Gx

Alternativa B
- Mantenimiento de la metodología actual (WACC / CAPM)
- "Nacionalización" del cálculo de la WACC
- Compatibilización de las ventanas de datos utilizadas en Dx / Tx / Gx

Alternativa C
- Adopción de una metodología alternativa para definir la WACC a ser adoptada

Los agentes tuvieron hasta el 30/09/18 para contribuir. En resumen, Enel contribuyó con los siguientes elementos:

1- con el objetivo de obtener parámetros coherentes para el cálculo del WACC, entiende que son herramientas que el regulador debe disponer al calcular el WACC:
   a) Tratamiento estadístico adecuado a las series de datos utilizados, con la utilización de la media como medida de tendencia central para todas las series y con la retirada de eventuales outliers, a fin de traer mayor consistencia y robustez a los resultados;
   b) La correcta selección de las series de datos para reflejar correctamente los reales riesgos que enfrentan los distribuidores de distribución, especialmente para el parámetro beta.
   c) En el caso del parámetro del activo libre de riesgo, el uso de otros criterios para elegir las series (como Convexity), que no exclusivamente la duración como modelo de evaluación de la sensibilidad de un flujo de capital al tiempo de la duración en función de cambios en las tasas de interés.

2- La reducción verificada en el cálculo del parámetro beta con base en el mercado americano no guarda coherencia con el actual riesgo del negocio del segmento de distribución en Brasil
3- corrobora la actual metodología de cálculo del costo de capital de terceros y refuta la sustitución de su cálculo a partir de datos del mercado secundario de debentures

Audiencia Pública nº 61/2018

Las Superintendencias de ANEEL están trabajando en conjunto para componer la base de Datos Geográficos de la Transmisión (BDGT) que será utilizada en el futuro para diversas finalidades, tales como, levantamiento de los activos y atributos de las instalaciones de transmisión, soporte a los procesos de revisión del ingreso anual y análisis técnicos de los apagones en el sistema de transmisión.

En este contexto, ANEEL ha compuesto la lista de los activos y sus atributos para componer la base de datos. La creación de la BDGT acarreará en la publicación de una Resolución Normativa específica, que definirá las principales cuestiones relacionadas con las obligaciones y plazos.

La propuesta es que la regulación de la BDGT entre en vigor en la cierra de publicación de la norma. Con relación a la parte contable en la BDGT el plazo será en hasta 6 (seis) meses después de la ANEEL crear la rutina de carga y de estos datos.

El período de contribución es de 20/12/2018 a 17/02/2019.

Audiencia Pública nº 60/2018

La ANEEL decidió por la apertura de la Audiencia Pública, con miras a recoger subsidios e informaciones adicionales para el perfeccionamiento de la reglamentación de conformidad de tensión.

En resumen, el problema a tratar está relacionado con el perfeccionamiento de las etapas de control del proceso de medición de muestras, en particular la etapa de instalación de la medición, extracción y tratamiento de los datos. Según el regulador, se verifica actualmente una baja capacidad de fiscalización en estas etapas del proceso, en que se detecta reducida trazabilidad.

Por lo tanto, el problema analizado en el Análisis del Impacto Regulatorio se centró en el refuerzo de la capacidad de fiscalización y en la reducción de asimetría de la información, en las etapas de instalación de las mediciones y tratamiento de los datos de esas mediciones. El plazo establecido por el regulador para la recepción de las contribuciones cierra el 18/02/2019.

Audiencia Pública nº 56/2018

Fue instaurada por la ANEEL la Audiencia Pública para recoger subsidios e informaciones adicionales para perfeccionamiento de la propuesta de adecuación del artículo 24 de la Resolución Normativa nº 414/2010, que trata de la atribución impuesta al Observatorio Nacional de realización de estudios referentes al tiempo necesario de utilización de iluminación pública y de iluminación en vías internas de condominios en consideración a las especificidades de cada localidad.

El artículo 24 de la REN 414/2010 prevé la realización de estudios por el Observatorio Nacional (ON) para alteración del tiempo a ser considerado para consumo de la energía eléctrica en iluminación pública y en vías internas de condominios. Sin embargo, el ON solicitó a ANEEL la exclusión de esta asignación, pues no posee elementos suficientes para la realización de los estudios en comento.

La ANEEL presenta 4 alternativas para resolver el problema anterior: siendo:

- Mantener la actual reglamentación.
- Sólo retirar la realización de los estudios por el ON y mantener la posibilidad de realizar estudios por los interesados.
- Cambiar la reglamentación, retirando la realización de estudios por el ON y realizando estudios a través de herramientas ya existentes (por la ANEEL), manteniendo la posibilidad de realización de estudios por los interesados.
- Cambiar la reglamentación, retirando la realización de estudios por el ON y promoviendo una licitación (por la ANEEL) para contratar los estudios para el cálculo del tiempo de iluminación artificial por Municipio, manteniendo la posibilidad de realización de estudios por los interesados.
- Cambiar la reglamentación, retirando la realización de estudios por el ON y obligando a las distribuidoras a realizar los estudios para todos los municipios de su área de actuación en un determinado plazo (1 año).

Audiencia Pública nº 28/2018

Fue instaurada por la ANEEL segunda fase de la Audiencia Pública para recabar subsidios e informaciones adicionales para perfeccionar la propuesta de revisión del Módulo 5 de los Procedimientos de Distribución - PRODIST y del perfeccionamiento del proceso de lectura constante en la Resolución Normativa nº 414/2010.

Entre las propuestas presentadas por la ANEEL, se destacan:

- Impedimento de acceso: La alternativa propuesta en la primera fase de la AP nº 28/2018 fue la distribuidora ofrecer una lista mínima de soluciones al consumidor, obligatoria en los casos del impedimento de acceso y opcional, para los demás. Ahora, ANEEL propone que las distribuidoras ofrezcan soluciones a su criterio, considerando su realidad operacional y la de la localidad de las unidades consumidoras.
- Impedimento de acceso - Instrumentos que comprueben la visita del lector: La propuesta inicial consideraba que la distribuidora debía presentar comprobación de que estuvo en la unidad consumidora con impedimento de acceso. Como algunas distribuidoras, informaron que ya hacen uso de técnicas de georreferenciación y de fotografías para la comprobación del impedimento, la ANEEL entendió que es necesaria la adecuación de las demás distribuidoras.
- Impedimento de acceso - Cobro por la lectura frustrada: La ANEEL mantuvo la propuesta inicial de mantener la reglamentación vigente, es decir, no permitir que la distribuidora cubra al consumidor cuando hay un intento frustrado de lectura, incluso por su responsabilidad.
- Impedimento de acceso – Facturación: valor a ser facturado, mientras persista el impedimento: La ANEEL optó por realizar la facturación considerando la media aritmética de los últimos doce meses. Criterio para el ajuste de la facturación, después de la regularización de la lectura: Limitación de cobro retroactivo, con período de limitación con la aplicación de lo dispuesto en el artículo 113 de la REN 414/2010.
- La propuesta de ANEEL prevé que la auto-lectura será una prerrogativa de la distribuidora, que puede evaluar los beneficios y los riesgos de delegar esa actividad al consumidor. Por lo tanto, los problemas derivados de la auto-lectura deberán ser tratados de forma equivalente a las fallas derivadas de los lectores contratados por las distribuidoras, o sea, habiendo facturación incorrecta, por motivo de la auto-lectura, se debe considerar la aplicación del artículo 113 de la Resolución Normativa nº 414, de 2010.
- Lectura Plurimensal: La ANEEL propone mantener la reglamentación vigente, permitiendo esa modalidad sólo para consumidores ubicados en áreas rurales.
- A las unidades consumidoras facturadas por estimación (artículos 72 y 91 de la REN 414/2010) por la no obligación de la instalación de la medición, a ejemplo de la iluminación pública, semáforos y otros, se evaluó no ser razonable que la facturación no ocurra en el mes civil como si hubiera un calendario ficticio de lectura. Así, la agencia propone que, en esas situaciones, la facturación corresponda obligatoriamente al mes civil, para mejorar la comprensión del consumidor en relación a los días facturados y evitar la proporcionalidad de las banderas arancelarias.
- Sobre la posibilidad de postergar la recepción de facturas de bajo valor, la ANEEL entendió ser una práctica oportuna. Así la propuesta es permitir tal procedimiento, siempre que la acumulación de las facturas no ocurra por más de tres ciclos y que el consumidor pueda, en cualquier momento, optar por no tener sus facturas acumuladas.

La ANEEL pretende definir la vigencia de los cambios a partir del inicio del año 2020.

Audiencia Pública nº 46/2018

En el período de 04 de octubre al 03 de diciembre, fue instaurada por la ANEEL la Audiencia Pública nº 46/2018, con el objetivo de recoger subsidios e informaciones adicionales para el perfeccionamiento referente a la revisión de la reglamentación de la continuidad del suministro de energía eléctrica.

Se trata de la primera fase del proceso de perfeccionamiento, en el que se discutirán las alternativas presentadas en el Análisis de Impacto Regulatorio.

El objetivo es incentivar la mejora de la calidad del servicio, abordando los siguientes temas: foco de las compensaciones por la violación de los indicadores individuales de continuidad, formulación de las compensaciones, repases tarifarios y estructura de los indicadores de continuidad. En cuanto a la compensación, la propuesta es actualizar los límites establecidos para garantizar la mejora de la calidad para los consumidores con niveles de servicio por debajo de lo esperado, a partir de valores compensados más elevados.

La formulación de la compensación se simplificará, con exclusión de los límites trimestrales y anuales. Se propone modificar la base de cálculo del valor a ser compensado, que retira de las compensaciones ítems no manejables por las distribuidoras, como la compra de energía y los gastos sectoriales.

Otra propuesta es que las interrupciones de origen externo no sean consideradas en las compensaciones. Así, las distribuidoras serán responsabilizadas sólo por eventos que ocurran en su área de actuación, alineando la regulación brasileña a la práctica internacional. El cálculo de los indicadores, sin embargo, continuará contabilizando todas las parcelas que impactan en los consumidores.

El período de contribución concluyó el 03/12/2018 y la segunda fase de la audiencia pública se abrió en el primer semestre de 2019.

Decreto N ° 9.642, de 27 de diciembre de 2018

La ANEEL, en el uso de sus atribuciones regimentales, vedó la aplicación acumulativa de los descuentos arancelarios, prevaleciendo aquel que otorgue el mayor beneficio al consumidor.

Despacho N ° 18, de 4 de enero de 2019

La ANEEL, en el uso de sus atribuciones regimentales, recibió la decisión liminar judicial determinando la suspensión del inciso II del artículo 113 de la Resolución 414/2010, ordenando que, cuando ocurra un error de facturación por motivos atribuibles a la distribuidora, el límite de retroceso de la devolución a los consumidores será de 10 años en lugar de 36 meses, según determina la resolución.

Colombia

En 1994, se publicaron la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142) y la Ley Eléctrica (Ley 143), mediante las cuales se definieron los criterios generales y las políticas que rigen la prestación de los servicios públicos domiciliarios en Colombia, 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 un ambiente de mercado y competencia, fortalece el sector y delimita la intervención del Estado. Teniendo en cuenta las características de cada una de las actividades o negocios, se estableció como lineamiento general para el desarrollo del marco regulatorio, la creación e implementación de reglas que permitieran la libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad, en tanto que la directriz para los negocios de transmisión y distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios, buscando en todo caso condiciones de competencia donde esta fuera posible.

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

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

Perú

Las normas principales que integran el marco regulatorio para las actividades eléctricas en Perú son:

- Ley de Concesiones Eléctricas (DL 25844) y su Reglamento (DS 009-93-EM),
- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28.832), y sus Reglamentos, DS N° 019-2007-EM (Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los usuarios regulados del SEIN), DS N° 027-2007-EM (Reglamento de transmisión), DS N° 052-2007-EM (Reglamento de licitación de suministro de electricidad), DS N° 022-2009-EM (Reglamento de usuarios libres de electricidad) y DS N° 026-2016-EM (Reglamento de Mercado Mayorista de Electricidad),
- Decreto Legislativo de promoción de generación con fuentes renovables no convencionales en el Perú (DL 1002) y su Reglamento (DS 050-2008-EM).
- Decreto Legislativo que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú (DL 1221) y su Reglamento (DS 018-2016-EM).
- Decreto Legislativo que modifica diversas normas del marco normativo eléctrico del Peru (DL 1041) y su Reglamento (DS 001-2010-EM).
- Ley que Afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País (Ley 29970) y su Reglamento (DS 038-2013-EM),
- Ley Antimonopolio y Oligopolio del Sector Eléctrico (Ley 26876) y su Reglamento (DS 017-98-ITINCI)
- Ley de Creación del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería "OSINERGMIN" (Ley 26734) y su Reglamento (DS 054-2001-EM)
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (DS 020-97-EM)
- Reglamento de Conservación del Medio Ambiente en las Actividades Eléctricas (DS 029-94-EM) y Actividades de hidrocarburos (DS 015-2006-EM).
- Ley Marco sobre el Cambio Climático (Ley 30754)

La Ley 25844, indica que el sector eléctrico peruano está dividido en tres grandes segmentos: generación, transmisión y distribución, de forma tal que más de una actividad no pueda ser desarrollada por una misma empresa. El sistema eléctrico peruano está conformado por un solo sistema eléctrico denominado Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), además de algunos sistemas eléctricos aislados.

De acuerdo con la Ley antes mencionada, la operación de las empresas de generación se sujetará a las disposiciones del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES, con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. El COES administra las transferencias de potencia y de energía entre las generadoras considerando las inyecciones y retiros de contratos, y valoriza mensualmente dichas transferencias, así como las compensaciones a los titulares de los sistemas de transmisión y compensaciones a otras generadoras conforme a la regulación establecida por OSINERGMIN al respecto.

La Ley 28832 tiene como sus principales objetivos i) asegurar la suficiencia de generación eléctrica eficiente, que reduzca la exposición del sistema eléctrico a la volatilidad de precios y al riesgo de racionamiento por falta de energía; y asegurar al consumidor una tarifa eléctrica competitiva; ii) reducir la intervención administrativa en la determinación de precios de generación mediante soluciones de mercado; y iii) propiciar competencia efectiva en el mercado de generación.

Los principales cambios introducidos por la Ley, están referidos a la participación en el mercado de corto plazo de las empresas de generación, las empresas de distribución y los grandes clientes libres, incluyéndose por tanto a distribuidores y clientes libres como integrantes del COES, modificándose la estructura de este organismo. Adicionalmente, se introdujo el mecanismo de licitaciones que deberán seguir las empresas distribuidoras de electricidad para efectos de celebrar contratos de suministro de electricidad con empresas generadoras destinados a abastecer el servicio público de electricidad y optativamente para el caso de usuarios libres.

La venta de energía que efectúen los generadores a distribuidores que estén destinadas al servicio público de electricidad, se realizará a Precios de Nivel de Generación que se calculan como el promedio ponderado de Contratos sin Licitación y Contratos resultantes de Licitaciones. Tal disposición tiene por finalidad establecer un mecanismo que promueva las inversiones en nueva capacidad de generación a través de contratos de suministro de electricidad de largo plazo y precios firmes con empresas distribuidoras.

Mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM se aprueba el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (Reglamento MME). Entre los principales aspectos del Reglamento MME destacan: incorpora la definición "MME" que está

conformado por el mercado de corto plazo ("MCP") y los mecanismos de asignación de servicios complementarios, inflexibilidades operativas y asignación de rentas de congestión. Los participantes autorizados a comprar en el MCP son: los generadores para atender sus contratos de suministro; los distribuidores para atender a sus usuarios libres, hasta por un 10% de la máxima demanda; y, los grandes usuarios, para atender hasta por un 10% de su máxima demanda. El COES calculará los costos marginales de energía y costos marginales de congestión, valorizará diariamente con carácter provisional las transacciones en el MME y los resultados se pondrán a disposición de los participantes en el portal web del COES. Las Rentas por Congestión se asignarán entre los Participantes conforme a lo establecido en el Procedimiento respectivo. Los participantes deberán contar con garantías de pago de sus obligaciones en el MME, además se incorporan las acciones por parte del COES ante el incumplimiento de las obligaciones de pago por parte de un participante.

El Decreto Legislativo 1002, crea un régimen promocional para fuentes de energía renovables no convencionales "RER" mediante subastas para tecnologías específicas con un mecanismo de ingresos garantizados pagado por la demanda mediante un cargo tarifario en el peaje de conexión. Tiene como objetivo incorporar hasta un equivalente del 5% de la demanda de energía eléctrica mediante recursos de energía renovable.

El Decreto Legislativo 1221, modifica varios artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas DL N° 25844, introduciendo principalmente los siguientes cambios en el ámbito de la distribución:

- El Ministerio de Energía y Minas determinará para cada concesionario de distribución una Zona de Responsabilidad Técnica con la posibilidad de ampliar su actual zona de concesión asumiendo zonas rurales aledañas, cuyas obras pueden ser financiadas por el Estado y recibidas por los concesionarios con reconocimiento de costos de Operación y Mantenimiento reales auditados.
- Establece la realización de estudios y fijación de Valor Agregado de Distribución (VAD) individualmente para cada concesionario de distribución que preste el servicio a más de 50,000 suministros, de acuerdo al procedimiento que fije el Reglamento.
- El reconocimiento de un cargo adicional para los proyectos de Innovación tecnológica previamente aprobados por el OSINERGMIN, equivalente a un porcentaje máximo de los ingresos anuales.
- Incentivos por mejora de calidad de servicio partiendo de la calidad real hasta alcanzar el valor meta objetivo.

Mediante Decreto Supremo N° 018-2016-EM se modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, las principales modificaciones son: incorpora la posibilidad de instalar suministros con medición inteligente, la propiedad del dichas instalaciones serán de la distribuidora y sus costos de inversión, O&M serán considerados en el VAD; se pre-publicarán las Zonas de Responsabilidad Técnica (ZRT) propuestas; los proyectos de innovación tecnológica estarán comprendidos en el VAD y se compensarán mediante un cargo por potencia. Asimismo, con relación a los clientes que pueden optar por pertenecer al mercado regulado o libre, el Decreto Supremo N° 018-2016 mantuvo las siguientes disposiciones:

- El rango para los clientes que pueden optar por ser regulados o libres se mantuvo entre 200 y 2500 kW.
- El cambio de condición debe notificarse al suministrador actual al menos con un año de antelación. El usuario debe mantenerse en la nueva condición al menos por 3 años.
- Los clientes cuya máxima demanda sea mayor a 2 500 kW son necesariamente clientes libres.

El Decreto Legislativo No.1041, modifico diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas (DL N° 25844) y la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832).

Mediante Decreto Supremo N° 001-2010-EM se reglamentó el DL 1041, donde se modifica el marco normativo eléctrico, para el despacho de gas natural y la remuneración de potencia y energía. Adicionalmente, se crea un régimen especial remunerativo para la reserva fría que sería licitada por PROINVERSION, para evitar racionamiento por déficit de generación. En cuanto al régimen de transmisión, finalmente se modificó la responsabilidad de pago de la base tarifaria del Sistema Garantizado de Transmisión para asignarla exclusivamente a los usuarios.

La Ley 29970 extiende el mecanismo de ingresos garantizados de la Ley N° 27133 a proyectos de seguridad energética y promueve participación de empresas del Estado dichos en proyectos. Crea un sistema de compensación de costos de gas natural en el norte y sur con cargo al peaje de transmisión. Esta ley crea un mecanismo de subsidio a ser pagado por la demanda eléctrica para financiar infraestructura de gas natural (transporte, almacenamiento, respaldo y otros) y de generación con gas natural, que resulte de los procesos de planificación y adjudicación conducidos por el Estado. En este marco se licitó el Proyecto Gasoducto Sur Peruano (GSP), contrato que fue finalizado en febrero 2017 debido a que el concesionario no cumplió con el cierre financiero dentro del plazo contractual establecido.

Mediante Ley N° 30754, se promulgó la Ley Marco Sobre el Cambio Climático. Se rige bajo los principios de la Ley 28611, Ley General del Ambiente; la Ley 28245, Ley Marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental, la Política Nacional del

Ambiente, y la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Permitirá al Estado emitir normas relacionadas con el desarrollo de generación RER, vehículo eléctrico e inversiones sostenibles en consistencia con el Acuerdo de París.

Mediante Decreto Legislativo N° 1394 se modifican artículos de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental SEIA, y la Ley de creación del SENACE. El objetivo es fortalecer el funcionamiento de las autoridades competentes, con la finalidad de modernizar y asegurar una oportuna y eficiente evaluación de los instrumentos de gestión ambiental.

Mediante Decreto Legislativo 1451 se modificó el artículo 122 de la Ley de Concesiones Eléctricas, el cual define los criterios de restricción a la integración vertical u horizontal en el sector. La modificación incorpora disposiciones para aquellos casos de integración vertical que no califiquen como actos de concentración conforme a la normatividad de la materia.

Mediante Decreto Supremo N°033-2017-EM, se dispone que el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, aprobado mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM entra en vigencia a partir del 1 de Enero del 2018.

Mediante Decreto Supremo N°040-2017-EM, se modifican los artículos 95 y 96 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, relacionados con la operación del sistema en casos de Situación Excepcional y con la información de las unidades de generación entregada por los agentes que impliquen inflexibilidades operativas; se modifica el artículo 7 del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad respecto de la asignación de costos para Inflexibilidades Operativas; y se modifica la Décimo Sexta Disposición Final de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos respecto a que en los periodos de Situación Excepcional no se aplica sanciones y/o compensaciones.

Mediante Decreto Supremo N°043-2017-EM, se modifica el artículo 5 del Decreto Supremo 016-2000-EM, estableciendo que las generadoras que usen gas natural como combustible deben declarar el precio único de gas una vez al año con vigencia desde el primero de julio, salvo el primer periodo de declaración. El COES verifica que el valor declarado sea como mínimo el resultado de aplicar una fórmula que considera la Cantidad Diaria Contractual, el consumo especifico, contratos take or pay y el precio de suministro de gas natural sin incluir transporte y distribución.

Mediante Decreto Supremo N° 005-2018-EM, se modifica diversos artículos del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, aprobado por Decreto Supremo N° 026-2016-EM, con el objeto de precisar aspectos relacionados con la participación, garantía, incumplimiento, baja o exclusión de los participantes en el MME.

Mediante Decreto Supremo N° 017-2018-EM, se establece el Mecanismo de Racionamiento ante situaciones que pongan en Emergencia el abastecimiento de gas natural, entiéndase como Emergencia el desabastecimiento total o parcial de gas natural en el mercado interno, debidamente calificada por el Ministerio de Energía y Minas.

Mediante Decreto Supremo N° 022-2018-EM (modificado por D.S. N° 026-2018-EM), se modifica el Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad, aprobado por Decreto Supremo N° 052-2007-EM, con la finalidad de establecer disposiciones sobre el procedimiento de evaluación de las propuestas de modificación de los Contratos resultantes de Licitaciones.

Energías renovables no convencionales

- En Brasil, ANEEL realiza subastas por tecnología teniendo en consideración el plan de expansión fijado por la Empresa de Pesquisa Energética ("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 2014 se promulgó la Ley N° 1.715, creando un marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, donde se establecieron lineamientos sobre declaratoria de utilidad pública, incentivos tributarios, arancelarios y contables. Como parte de la reglamentación, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto N° 2.469 de 2014, el cual estableció los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración. En 2014, la CREG publicó la resolución No. 132 mediante la cual se define la metodología para determinar la energía firme de plantas geotérmicas para acceder al Cargo por Confiabilidad. Así mismo, la CREG publicó la Resolución N° 24 de 2015, que regula la actividad de autogeneración a gran escala, y la UPME publicó la Resolución N° 281 de 2015 que define el límite de autogeneración a pequeña escala igual a 1MW.

Adicionalmente, la CREG expidió las resoluciones 11 y 212 de 2015, que promueven mecanismos de respuesta de la demanda. Así mismo, la autoridad regulatoria publicó la resolución 61 de 2015 para determinar la metodología para calcular la energía firme de plantas eólicas con el fin de permitir su participación en el esquema de Cargo por Confiabilidad, la cual fue recientemente modificada por la resolución No.167 de 2017. El Ministerio de Minas y Energía publicó en 2015 el Decreto

N° 1.623, que reglamenta las políticas de expansión de cobertura, y el Decreto N° 2.143 que define los lineamientos para la aplicación de los incentivos fiscales y tributarios establecidos en la Ley N° 1.715. En 2016, la UPME publicó la Resolución N° 45, que define los procedimientos para solicitar los certificados que avalan los proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía ("FNCE") y la lista de bienes y servicios exentos de arancel o de impuesto al valor agregado ("IVA").

Durante el año 2017, la CREG publicó el Documento 161 mediante el cual planteó cuatro alternativas para la integración de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) al parque generador, entre las que se encuentran: i) Prima verde, ii) Contratos de largo plazo pague lo generado, iii) Contratos de largo plazo de energía media y iv) Contratos de largo plazo pague lo contratado.

Por su parte, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible ("MADS"), publicó el 3 de agosto de 2016, la Resolución N° 1.283 de 2016, por la cual se establece el procedimiento y requisitos para la expedición de la certificación de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energías renovables ("FNCER") y gestión eficiente de la energía, para obtener los beneficios tributarios que tratan los artículos 11, 12, 13 y 14 de la antes mencionada Ley N° 1.715 de 2014. Así mismo, el MADS publicó el 11 de agosto de 2016, la Resolución N° 1.312, la cual adopta los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental, requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de fuentes de energía eólica continental, así como la Resolución 1.670 del 15 de agosto de 2017 mediante la cual adoptó los términos de referencia para la elaboración del Estudio de impacto Ambiental - EIA, requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de energía solar fotovoltaica

Por último, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, mediante Decreto 2.462 del 28 de diciembre de 2018 establece que solo requerirán de Diagnóstico Ambiental de Alternativas – DAA, los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa que provienen de biomasa para generación de energía con capacidad instalada superior a 10 MW, excluyendo las fuentes de energía solar, eólica, geotérmica y mareomotriz.

En febrero 2017, la Comisión de Regulación de Energía y Gas expidió a través de la Resolución N° 243 de 2016 la metodología para el cálculo de la Energía Firme de las plantas solares fotovoltaicas, necesaria para la participación de esta tecnología en las asignaciones del Cargo por Confiabilidad. Dicha resolución fue recientemente modificada por la resolución No.201 de 2017.

En septiembre 2017, el Ministerio de Minas y Energía emitió el decreto 1543, por el cual se reglamente el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía – FENOGE, cuyo objetivo es financiar programas de FNCE y gestión eficiente de la energía, a través de su fomento, promoción, estímulo e incentivo, a través del patrimonio autónomo. Se podrán financiar parcial o totalmente, entre otros, programas y proyectos dirigidos al sector residencial de estratos 1, 2 y 3, tanto para la implementación de soluciones de autogeneración a pequeña escala, como para la mejora de eficiencia energética mediante la promoción de buenas prácticas, equipos de uso final de energía, adecuación de instalaciones internas y remodelaciones arquitectónicas.

El Manual Operativo del FENOGE, que contiene aspectos relacionados con: fuentes de financiación, destinación de los recursos, estructura organizacional, metodología de presentación y selección de proyectos y el proceso de ejecución, fue publicado recientemente mediante la Resolución MME 41407 de 2017.

En febrero se expidió la Resolución CREG 030 de 2018 con los procedimientos simplificados para autorizar la conexión de Autogeneradores Distribuidos de Pequeña Escala (menores a 1 MW), Autogeneradores de Gran Escala hasta 5 MW y Generadores Distribuidos (definidos hasta 0,1 MW) que emplean Fuentes de Energías Renovables No Convencionales (FNCER). En el caso de recursos menores a 100 kW se definió un procedimiento mediante un formulario de registro ante el Distribuidor, sin necesidad de estudios de conexión que supone plazos muy cortos de revisión de la solicitud (5 días), así como de pruebas y conexión (2 días), que exige en todo caso condiciones técnicas mínimas en materia de protecciones y seguridad eléctrica.

En marzo se expide el Decreto del Ministerio de Minas y Energía N° 0570 de 2018, por el cual se dictan los lineamientos de política pública para la contratación de Energía de Largo Plazo. Los objetivos del Decreto son: fortalecer la resiliencia de la matriz de generación a través de la diversificación del riesgo, promover la competencia y la eficiencia en la formación de precios a través de proyectos nuevos y existentes, mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático, a través del aprovechamiento de los recursos renovables disponibles, fortalecer la seguridad energética nacional y reducir las emisiones de GEI, de acuerdo con compromisos COP 21. El Ministerio de Minas y Energía, la CREG, la UPME, y demás entidades competentes, tienen un plazo de 12 meses a partir de la entrada en vigencia del Decreto para actualizar la normatividad vigente que permita, el planeamiento, conexión, operación, y medición para la integración de los proyectos de generación de energía eléctrica que se desarrollen a partir de la aplicación del mecanismo.

Dando continuidad al citado Decreto, el Ministerio de Minas y Energía expide las Resoluciones 40791 y 40795 de agosto de 2018, finalizando el ciclo de construcción de la política pública que permitirá cumplir con los objetivos de fortalecer, complementar y diversificar la matriz energética del país y marcando un hito histórico como lo es el lanzamiento de la primera subasta de energía eléctrica a largo plazo en el país. Como elemento fundamental de la expedición de estas resoluciones, se crea una subasta de energía de largo plazo que permitirá, entre otros, la mayor incorporación de energías renovables al sistema energético nacional.
A través de las resoluciones 41307 y 41314 de 2018 de diciembre de 2018, el Ministerio de Minas y Energía convocó oficialmente a la primera subasta de energía eléctrica de contratación a largo plazo, que se llevará a cabo el 26 de febrero de 2019 y busca diversificar, complementar e impulsar la competitividad de la matriz energética, haciéndola más resiliente a la variabilidad climática, aportando a la reducción de emisiones de dióxido de carbono y garantizando la seguridad energética del país.

Este proceso adjudicará 1.183.000 megavatios-hora año, a través de contratos de energía media anual a largo plazo con una vigencia de 12 años. La fecha de inicio de las obligaciones de los proyectos de generación que sean asignados será el 1 de diciembre de 2021.

La subasta solo tendrá en cuenta proyectos de generación de energía cuya fecha inicial de operación sea posterior al 31 de diciembre de 2017, los cuales serán evaluados con base en cuatro criterios: resiliencia, complementariedad de los recursos, seguridad energética regional y reducción de emisiones de CO2.

El Ministerio de Minas y Energía publicará la minuta del contrato a más tardar la primera semana de enero de 2019, mientras que la Unidad de Planeación Minero-Energética UPME, entidad responsable de la administración del mecanismo, revelará los pliegos de bases y condiciones específicas para la subasta en la misma fecha.

- En Perú, existe un porcentaje objetivo de hasta el 5% de participación de Energías Renovables No Convencionales ("ERNC") en la matriz energética del país. Es un objetivo no vinculante y la autoridad regulatoria, el OSINERGMIN, realiza subastas con cuotas diferenciadas por tecnología y con precios límites para cumplirlo.

  En el 2016, se llevó a cabo la Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables (RER), habiéndose adjudicado a trece proyectos entre los cuales tenemos dos Centrales de Biomasa, dos Centrales Solares, tres Centrales Eólicas y seis Centrales Hidroeléctricas. Con estas centrales de generación se incorporarán 430,1 MW al SEIN. La fecha referencial de la puesta en operación comercial de los proyectos de generación RER de esta subasta es hasta el 2020. Las tarifas medias por MWH de adjudicación fueron; Biomasa US$77, Eólica US$37, Solar US$48 e Hidráulica US$46.

- En Argentina, el 21 de octubre de 2015, se publicó la nueva Ley 27.191 de Energías Renovables en la Argentina, modificando a la ley vigente Ley N° 26.190. La nueva regulación pospone para el 31 de diciembre de 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 para el año 2025, fijando objetivos intermedios del 12%, 16% y 18% para finales de los años 2019, 2021 y 2023. La Ley 27.191, 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 de diciembre de 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 US$113 por MWh, y fijando penalidades a quienes no cumplan con los objetivos.

El Decreto N° 531/16, publicado el 30 de marzo de 2016, reglamenta a la Ley 27.191 y a la modificada Ley 26.190, en ciertas formalidades, a saber:

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

El MEyM, CAMMESA, y un Comité Ejecutivo, estarán a cargo de la definición de metodología de determinación de multas, cumplimiento de objetivos, uso del FODER y el pliego de licitaciones.

Las Resoluciones MEyM 71/2016 y 72/2016, ambas publicadas el 17 de mayo de 2016, continuando con la Ley 27.191 y su Decreto Reglamentario N° 531/16, dieron inicio al Proceso de Convocatoria Abierta para la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista de energía renovables con un requerimiento total de 1.000 MW bajo el denominado "Programa Renovar-Ronda 1" divididos de la siguiente manera: 600 MW Eólico; 300 MW Solar; 65 MW Biomas; 20 MW Mini-Hidro; y 15 MW Biogas.

La subasta está organizada en base a sobre cerrado con precio máximo por tecnología definido por el gobierno. CAMMESA es el comprador de la energía con precios en US$ por MW (sin indexación) y con contratos por un plazo de 20 años. Se presentaron 123 ofertas por un total de 6.366 MW, de las cuales calificaron 105 (42 para energía eólica por 2.870 MW, 50 para energía solar por 2.305 MW, 8 por Biomasa y Biogas por 23 MW y 5 para Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos por 11 MW). El 30 de septiembre de 2016, se realizó la apertura de las ofertas económicas quedando la mayor parte de las ofertas ubicadas por debajo del Precio Máximo de Adjudicación estipulado por el Ministerio: para la energía eólica el precio mínimo fue de 49 US$/MWh y para la solar de 59 US$/MWh. Finalmente, mediante la Ronda 1 del Programa RenovAr se adjudicaron 29 proyectos por un total de 1.142 MW.

Posteriormente se realizó una nueva ronda del Programa (Ronda 1.5) en la que se adjudicaron 30 proyectos por un total de 1281,5 MW y un precio promedio de 54 US$/MWh (765,4 MW eólico y 516,2 MW solar).

El Programa RenovAr (Ronda 1+ Ronda 1.5) adjudicó un total de 59 proyectos por 2.423,5 MW, con un precio ponderado de 57,44 US$/MWh. Todos los proyectos de la Ronda 1 ya firmaron sus contratos, y posteriormente se realizará lo mismo con los contratos de la Ronda 1.5.

El 17 de agosto de 2017, por medio de la Resolución MEyM 275-E/2017 se realiza la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional a interesados en ofertar la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación en el marco del "Programa RenovAr (Ronda 2)". Mediante el mismo se pretende adjudicar 1200 MW (550 MW eólica y 450 MW solar). La fecha para la presentación de ofertas es el 19 de octubre y la adjudicación se realizará el 29 de noviembre.

Posteriormente vía la Resolución 473/2017, se invitó a los proyectos calificados, pero no adjudicados, siguiendo la orden de mérito original hasta agotar un cupo adicional del 50% de la convocatoria original.

En total, por la Ronda 2 del Programa RevovAr se adjudicaron 88 proyectos por 2.043 MW en 18 provincias a un precio promedio de 51,5 USD/MWh.

Por otro lado, el 18 de agosto de 2017, se publicó la Resolución MEyM 281/2017 que establece el régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable. Posteriormente mediante disposición N°1/18 de la subsecretaría de energía renovable se regula diversos aspectos administrativos.

En septiembre 2018 la subsecretaria de Energías Renovables presentó la Ronda 3 del programa RenovAr, conocida como MiniRen, que tiene como principal característica el aprovechamiento de las capacidades disponibles en redes de media tensión y el fomento del desarrollo regional de nuestro país.

El programa RenovAr MiniRen ofrece 400 MW de potencia en todo el país, para ser conectados en redes de media tensión de 13,2 kV, 33 kV y 66 kV. La potencia máxima permitida por proyecto es de 10 MW, mientras que la mínima de 0,5 MW.

En cuanto a la parte contractual, los proyectos adjudicados firmarán un contrato de abastecimiento de energía eléctrica (PPA) con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), del mismo modo que en las rondas anteriores, y un acuerdo de adhesión al FODER para garantizar 3 meses de facturación de los proyectos contratados.

El cronograma de la Ronda 3 comenzó en octubre con la publicación de los pliegos, y continuará a partir de marzo 2019 con el período de presentación de ofertas, el proceso de calificación, adjudicación y firma de contratos que finalizará en julio del 2019.

Por otro lado, de la Ronda 2 se firmaron un total de 82 proyectos por 1.969,1 MW sobre 88 proyectos adjudicados. La Secretaría de Energía del Ministerio de Hacienda informo que finalizó el plazo de firma de contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable.

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 de tipo vertical u horizontal en el sector por encima de límites establecidos, están sujetas a autorización del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual ("INDECOPI"), autoridad antitrust, que puede imponer condiciones de conducta comerciales. En Colombia, ninguna empresa podrá tener directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización de electricidad, por otro lado para la actividad de generación se establecen dos criterios, uno que revisa los límites de participación en función de la concentración del mercado (índice HHI) y el tamaño de los agentes según su Energía Firme, y otro que revisa condiciones de pivotalidad en el mercado según la disponibilidad de los recursos frente a la demanda del sistema. Adicionalmente, en Colombia aquellas empresas creadas con posterioridad a la Ley de Servicios Públicos de 1994, únicamente pueden desarrollar actividades complementarias de generación-comercialización y distribución-comercialización. Finalmente, en el caso de Brasil, con los cambios en el sector eléctrico derivados de la Ley N° 10.848/2004 y del Decreto N° 5.163/2004, la ANEEL fue gradualmente perfeccionando el reglamento, eliminando los límites a la concentración, por no ser más compatible con el entorno regulatorio vigente. En el caso de consolidaciones o fusiones entre agentes de un mismo segmento, la normativa exige contar con la autorización del regulador.

Mercado de clientes no regulados

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

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

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

(2): Se estableció en el DS 018-2016-EM que:

- La demanda de los clientes que pueden optar entre mercado regulado o libre (aquellos cuya demanda está entre 200 y 2.500 kW) se mide por cada punto de suministro.
- Los clientes regulados cuya demanda supere a 2.500 kW, permanecerán como regulados durante 1 año.
- Los clientes cuya demanda por cada punto de suministro sea mayor a 2.500 kW necesariamente son clientes libres.

b) Revisiones tarifarias:

Aspectos Generales

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

Argentina

En Argentina, la primera revisión de tarifas de Edesur prevista para el año 2001 fue suspendida por la autoridad por la crisis económico-financiera del país, lo que significó que las tarifas estuvieron congeladas a partir de ese año. La recomposición tarifaria para Edesur comenzó con la entrada en vigencia del Acta Acuerdo en 2007. En 2008, se efectuó hasta la fecha el último reajuste tarifario (efecto positivo en valor agregado de distribución, VAD) por inflación (aplicación del mecanismo de monitoreo de costos, MMC, previsto en el Acta de Acuerdo).

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

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

Posteriormente, la Resolución SE N° 250/13 fue complementada y extendida hasta diciembre 2014, por las notas SE N° 6852, N° 4012, N°486 y N° 1136. Los efectos contables de dichas compensaciones afectan positivamente los resultados financieros de la compañía. Sin embargo, a la fecha se mantiene aún pendiente la Revisión Tarifaria Integral ("RTI") contemplada en el Acta Acuerdo de Renegociación a fin de adecuar los ingresos a los costos y obligaciones de Edesur.

Con fecha 11 de marzo de 2015, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 32/2015, que entre los puntos más importantes, estableció lo siguiente: (i) aprobar un aumento transitorio para 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), 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 Ente Nacional Regulador de la Electricidad ("ENRE"), que no se trasladará a tarifa sino que fue cubierto mediante transferencias de CAMMESA con fondos del Gobierno Nacional; (ii) considerar a partir del 1° de febrero de 2015 los fondos del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE) como parte de los ingresos de Edesur, también a cuenta de la RTI; (iii) reiterar el procedimiento del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) hasta el 31 de enero de 2015; e (iv) instruir a CAMMESA a emitir LVFVD por los montos que hubiere determinado el E.N.R.E. 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, permite la cancelación de saldos remanentes a favor del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) mediante un plan de pagos a definir. Asimismo, instruyó al E.N.R.E. a iniciar las acciones previas del proceso de la RTI. Como consecuencia de la Resolución N° 32/2015, se reconocieron ingresos por Ch$352.108 millones, los cuales se presentaron en el estado de resultados integrales consolidados como sigue: Ch$264.987 millones por el ítem (i) clasificados como "Otros ingresos, por naturaleza" y Ch$644 millones en la línea "Ingresos financieros"; Ch$33.972 por el ítem (ii) clasificados como "Ingresos de actividades de la operación" (Ventas de Energía); Ch$11.551 millones por el ítem (iii) clasificados como "Otros ingresos, por naturaleza"; y Ch$40.953 millones por el ítem (iv) clasificados como "Otros ingresos, por naturaleza.

Si bien la Resolución SE N° 32/2015 representó un primer paso hacia la mejora de la situación económica de Edesur, 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 el año 2008.

El 16 de diciembre de 2015, mediante el Decreto N° 134/2015 el gobierno argentino declaró la emergencia para el Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017, instruyendo al recién creado Ministerio De Energía y Minería (MEyM) a elaborar, poner en vigencia, e implementar en el programa de acciones que sean necesarias en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas.

En cumplimiento de estas instrucciones, el día 27 de enero de 2016, se publicó la Resolución MEyM N° 6/2016 la cual aprueba la Reprogramación Trimestral de Verano (período febrero 2016 - abril 2017) para el Mercado Eléctrico Mayorista

("MEM"), calculada según "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios", sincerado de los costos de la energía eléctrica, a través de una reducción en los subsidios y la creación de esquemas de precios diferenciales para los clientes residenciales que ahorren y una nueva Tarifa Social. La resolución es un paso importante hacia la reconstrucción de la cadena de pago del mercado eléctrico.

En coordinación con la anterior, el día 28 de enero de 2016, se publicó la Resolución MEyM N° 7 del dirigida específicamente a las distribuidoras Edesur S.A. y Edenor S.A., la cual resuelve instruir al ENRE para que efectúe, a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), un ajuste del valor agregado de distribución ("VAD") en los cuadros tarifarios de estas distribuidoras, aplicando para ello el Régimen Tarifario de Transición. Adicionalmente, instruyó dejar sin efecto el PUREE y a aplicar una Tarifa Social al universo de usuarios que resulten de la aplicación de los criterios definidos por la norma, y finalmente, a que se lleve a cabo la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de estas distribuidoras, la que deberá entrar en vigencia antes del 31 de diciembre de 2016.

Por otra parte, reflejando la intención de la nueva administración del gobierno de volver a los fundamentos de la Ley 24.065 publicada en 1992, y de lograr una normalización del sector eléctrico, con fecha 29 de enero de 2016, el ENRE emitió las resoluciones N° 1 y 2. La Resolución N°1/2016 contiene el nuevo cuadro tarifario que se debe aplicar a cada categoría de clientes a partir del 1 de febrero de 2016 según los lineamientos de la Resolución MEyM N°7/2016, así como también el cambio en el reglamento de suministro a fin de adecuarlo a la facturación mensual. Por su parte, la Resolución N°2/2016, establece la finalización del Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución Eléctrica ("FOCEDE"), establece un nuevo mecanismo para los fondos cobrados por la Resolución ENRE N°347 del año 2012, dejando de ser depositados los mismos en un fideicomiso para pasar a una cuenta corriente en alguna entidad bancaria reconocida por el Banco Central de la República Argentina.

Avanzando con el proceso, el día martes 5 de abril de 2016, el ENRE publicó las Resoluciones N° 54 y N° 55. La Resolución N° 54 resolvió llevar adelante el procedimiento tendiente a la contratación de los servicios de consultoría para la realización de la RTI de Edesur, y aprueba el pliego de bases y condiciones particulares al efecto. Por su parte, la Resolución N° 55 aprobó el el programa para la RTI en el año 2016, definiendo los criterios y metodología a los que deberá sujetarse Edesur para realizar los estudios tarifarios en dicho proceso, como asimismo el plan de trabajo. Para la elaboración de las propuestas tarifarias, el ENRE informó los parámetros de calidad objetivo y los criterios de gestión que deberán ser contemplados por Edesur, así como también la tasa de rentabilidad que se deberá tener en cuenta para el cálculo del costo propio de distribución.

EL 8 de agosto de 2016, continuando con el proceso de renegociación tarifaria, el ENRE emitió la Resolución N° 463/16, la cual detalla los parámetros de calidad de servicio técnico y calidad y valores de costo de energía no suministrada requeridos para la realización de la RTI.

En forma similar, el 29 de agosto de 2016, a través de la Resolución ENRE 492/16, fueron definidos los Parámetros de Calidad de Servicio Comercial y Producto Técnico. La mencionada resolución contiene señales económicas hacia el cumplimiento de plazos y reducciones de tiempos de reposición del suministro.

Por otra parte, con fecha 30 de agosto de 2016, el ENRE procedió a informar que el valor de Tasa de Rentabilidad sería de 12,46% antes de Impuestos y 8,10% después de Impuestos.

Edesur hizo la entrega formal de los informes solicitados por la Resolución ENRE N° 55/16. El 1 de septiembre de 2016, en cumplimiento del cronograma establecido,, los informes de Red Ideal y Plan de Inversiones Plurianuales, y el 6 de septiembre de 2016, los informes relacionados con los fundamentos y criterios de la propuesta en cuanto a (i) los costos de explotación; (ii) el requerimiento de ingresos y calculo tarifario, (iii) la estructura tarifaria y traslado de costos a consumidores mayoristas; (iv) El mecanismo de actualización del costo propio de distribución; y (v) el resultado y modelo económico financiero.

El día 28 de septiembre de 2016, el ENRE a través de la Resolución N° 522/2016, resolvió convocar el 28 de octubre de 2016 a una Audiencia Pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones sobre las Propuestas Tarifarias presentadas por las empresas distribuidoras para el próximo período quinquenal; ello dentro del Proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) y con carácter previo a definir las tarifas a aplicar por las distribuidoras en dicho quinquenio.

El día 30 de diciembre de 2016, el ENRE publicó la Resolución N° 626, aprobando el documento denominado "Resolución Final Audiencia Pública" con el objeto de poner en conocimiento y responder las opiniones vertidas sobre las Propuestas Tarifarias presentadas por las empresas y con carácter previo a definir las tarifas a aplicar, y trasladar a consideración de la Subsecretaría de Coordinación de Política Tarifaria del Ministerio de Energía y Minería aquellos temas planteados en la misma, que no son competencia de dicho organismo.

Las comunicaciones resolutorias conteniendo el nuevo Cuadro Tarifario y Régimen Tarifario se realizaron durante el mes de febrero de 2017.

El 1 de febrero 2017, el ENRE publicó la Resolución N° 64, la cual cierra el proceso de la RTI y que como resultado de la misma establece la remuneración anual reconocida a EDESUR S.A. en la suma de Arg$14.539.836.941 (MUS$944.448).

Con relación a la aplicación de la nueva estructura y cargos tarifarios, el MEyM entendió oportuno y conveniente instruir al ENRE a limitar el incremento del VAD surgido como resultado del proceso de RTI a aplicar a partir del 1 de febrero de 2017, a un máximo de 42% con respecto al VAD actualmente vigente, debiendo completar la aplicación del remanente del valor del nuevo VAD, en dos etapas: la primera en noviembre de 2017 y la segunda, en febrero de 2018.

Además, dispuso que el ENRE debe reconocer a Edesur S.A. y a Edenor S.A., la diferencia del VAD que se produce por la aplicación de la gradualidad del incremento tarifario reconocido en la RTI, en 48 cuotas a partir del 1 de febrero de 2018, las cuales se incorporarán al valor del VAD resultante a esa fecha.

La nueva normativa también fija la forma de actualización de los ingresos de la distribuidora por efecto de variación de los precios de la economía y todas las demás cuestiones relacionadas con la calidad de la prestación de servicio y el reglamento de suministro.

Una vez establecidos los cuadros tarifarios de distribución, incluyendo la instrucción impartida por el MEyM, y lo establecido en la Resolución SEE N° 20/2017 sobre los precios estacionales con vigencia a partir de la facturación correspondiente al 1 de febrero de 2017, se encuentra superada la etapa de transición tarifaria de Edesur y el Acta Acuerdo, pasando Edesur a regirse por lo establecido en su contrato de concesión.

En cumplimiento de lo requerido por el Articulo N° 29 de la Resolución ENRE N° 64/17 (Seguimiento físico del plan de obras) el día 20 de marzo EDESUR envió una nota Ratificando el Plan de Inversiones oportunamente Informado para la RTI (en términos físicos), En la misma se indicó en la misma la posibilidad de adecuar el mismo en el futuro ante cambios en la demanda. Y la necesidad de la pronta resolución de los Pasivos y Activos a fin de facilitar el acceso a financiación para su cumplimiento.

Asimismo, conforme a la Ley de Procedimientos Administrativos, el día 20 de marzo de 2017, Edesur S.A. presentó formalmente un recurso ante el ENRE conteniendo sus cuestionamientos sobre la resolución ENRE N° 64/17, los que básicamente se centran en el tratamiento de las servidumbres, algunos criterios de optimización en la definición de la base de capital, el tratamiento dado para el reconocimiento de ciertas cargas impositivas y objeciones al régimen de calidad. Destacamos el hecho de que las observaciones y pedidos de aclaratoria presentados sean aceptadas o rechazadas por el regulador no alterarían en forma significativa el resultado de la RTI.

Con fecha 26 de julio de 2017, el ENRE emitió su Resolución N° 329/2017, la cual define el procedimiento para la facturación de los ingresos diferidos establecidos por la Resolución ENRE N° 64/2017 (Artículo 4°). Indicando que "La acreencia correspondiente a cada categoría tarifaria, será la suma de los valores mensuales devengados, reconocidos por categoría tarifaria"; estableciendo la certeza de cobro al recalcular cada año la acreencia no recuperada sustrayendo lo realmente percibido de la acreencia inicial, y recalculando las cuotas restantes de modo de cubrir la acreencia remanente; y el mecanismo para la actualización de la misma ". Los cargos así calculados serán ajustados, en tanto componentes del CPD, de acuerdo a lo establecido en la "cláusula gatillo" y en el "Mecanismo de Ajuste".

Con fecha 17 de mayo de 2017 se sancionó la Ley 27351 de ELECTRODEPENDIENTES, la cual establece la gratuidad y continuidad del suministro eléctrico, conjuntamente con la prioridad de atención, para aquellas personas que por cuestiones de salud requieran de un suministro eléctrico constante y en niveles de tensión adecuados para poder alimentar el equipamiento médico prescrito por un médico matriculado y que resulte necesario para evitar riesgos en su vida o su salud. En este marco el día 26 de julio de 2017 mediante la Resolución ENRE 292, dicho organismo regulador, estableció la gratuidad del servicio y del costo de conexión para esta categoría de usuarios de las empresas EDENOR y EDESUR. En esta misma línea, el día 25 de septiembre el Ministerio de Salud mediante la Resolución 1538-E creó el "Registro de Electrodependientes por Cuestiones de Salud". Restando a la fecha la reglamentación de las cuestiones operativas en cuanto a garantizar la continuidad del suministro, al resarcimiento a las empresas distribuidoras (Ley 27351 ARTÍCULO 11.- El Poder Ejecutivo designará la autoridad de aplicación de la presente ley y asignará las partidas presupuestarias necesarias para el cumplimiento de sus fines.) y los límites de responsabilidad de cada uno de los actores involucrados.

Con fecha 1 de noviembre de 2017 el ENRE publicó la Resolución 525 haciendo lugar parcialmente al Recurso de Reconsideración interpuesto por EDESUR contra la Resolución ENRE 64/2017, aceptando su planteo en cuanto al tratamiento de

las servidumbre y solicitándole a la empresa que en el término de 60 días de notificada la presente, remita el plan anual de regularización de las servidumbres a desarrollar durante el periodo 2017/2021, de igual forma en cuanto a los reconocimientos de gastos CAMMESA, tasas y otros que deben estar presentes en los futuros ajustes ex–post y modificaciones menores al régimen de calidad y otros reconocimientos.

En un hecho inédito el día 27 de octubre de 2017 el ENRE, en cumplimiento de la resolución del Ministerio de Energía y Minería N° 403 del 26 de octubre de 2017, mediante las resoluciones 526 y 527 convocó a Audiencia Pública para 17 de noviembre de 2017 en el Palacio de las Aguas. En la cual se tratarían en primer lugar los nuevos precios de referencia de la potencia y energía y los de referencia de la potencia y estabilizados de referencia de la energía para distribuidores en el nodo equivalente a cada uno de ellos correspondientes al Período Estacional de Verano 2017-2018; Plan estímulo al ahorro de energía eléctrica; tarifa social y metodología de distribución, entre la demanda del MEM, del costo que representa la remuneración del transporte de energía eléctrica en extra alta tensión y, entre la demanda de la respectiva región, la correspondiente al transporte por distribución troncal. Y en segundo lugar informar el impacto que tendrán en la factura de los usuarios de las empresas distribuidoras las medidas que el Ministerio de Energía y Minería ha de implementar como resultado de la Audiencia Pública que dicho Ministerio ha convocado por Resolución MEyM 403/2017, en relación a los precios del Mercado Eléctrico Mayorista, al retiro de subsidios del transporte de energía eléctrica, y a los criterios de reparto entre los usuarios del transporte de la remuneración de los Transportistas que este Ente resolviera en oportunidad de la Revisión Tarifaria Integral de Transporte de Energía Eléctrica.

Como resultado de la misma el día 1° de diciembre mediante la Resolución 602 el ENRE resolvió aprobar los nuevos valores del Costo Propio de Distribución de EDESUR, mediante la aplicación de los mecanismos previstos en la RTI. Conjuntamente emitió los Cuadros Tarifarios que reflejan los Precios Estacionales (generación y transporte) contenidos en la resolución de Secretaría de Energía Eléctrica 1091 del año 2017. Así, como también los nuevos esquemas de subsidio por Tarifa Social y bonificación por ahorro de consumo para usuarios residenciales.

Como continuación del mismo hecho, el día 31 de enero de 2018, el ENRE aprobó los nuevos valores con vigencia a partir del 1° de Febrero de 2018. Estos cuadros incluyen una nueva reducción de subsidios del precio mayorista, llevándolo hasta un valor del 90% del precio estacional operado en 2017. Además, mantienen los subsidios a la tarifa social y una bonificación del plan estímulo, por reducción del consumo eléctrico de menor alcance.

En cuanto a la componente del Valor Agregado de Distribución, se incorporó a este cuadro tarifario, la tercera cuota del aumento del Costo Propio de Distribución correspondiente a la RTI, la parte proporcional del ingreso diferido producido por dicho escalonamiento, el Mecanismo de Monitoreo de Costos correspondiente al período y la aplicación del Factor de Eficiencia. Reflejando, este último, el cumplimiento por parte de EDESUR del Plan de Inversión comprometido en la RTI toda vez que se alcanzó el valor previsto.

De esta forma la tarifa de EDESUR alcanza los 2,2828 $/kWh sin impuestos a partir del 1° de febrero de 2018.

Paralelamente y con el objeto de retomar las condiciones estructurales de normalidad, el Gobierno Nacional Argentino decidió no prorrogar la vigencia de la Ley de Emergencia Eléctrica (vigente hasta el 31 de diciembre de 2017) y la de Emergencia Económica (vigente hasta el 6 de enero de 2018).

Por otra parte, con fecha 17 de abril de 2017, el MINEM emitió una nota mediante la cual instruye a la Secretaría de Energía Eléctrica (SEE) a determinar en un plazo de 120 días hábiles si existen obligaciones pendientes del Acta Acuerdo y el tratamiento a otorgarse, y a emitir durante los 30 días subsiguientes un informe de resolución final. A estos efectos, la SEE solicitó a Edesur, ENRE y CAMMESA la información pertinente.

Durante el mes de diciembre de 2017 el Ministerio de Energía y Minería (MINEM) presentó su propuesta y criterios para considerar el tratamiento de los pasivos regulatorios. En dicha propuesta, el MINEM aclara que acepta condonar la deuda comercial por compra de energía a Cammesa, las multas con destino al Estado y la diferencia de las sanciones por ajustes aplicados según interpretación del ENRE. Mientras que las sanciones con destino a los usuarios son aplicadas a inversiones adicionales con fondos provenientes del Estado y la deuda con CAMMESA por los préstamos de mutuo y las sanciones preexistentes al Acta Acuerdo destinado a usuarios, las debería pagar la empresa.

En el marco del procedimiento iniciado, con fecha 28 de diciembre de 2017, el MINEM emitió otra nota mediante la cual comunica a CAMMESA que con relación a las acreencias que pudieran corresponderle a la distribuidora respecto del Estado Nacional en virtud de lo previsto en las Actas Acuerdo por hechos y omisiones que hubieren ocurrido hasta la entrada en vigencia de los cuadros tarifarios resultantes de la RTI, descontadas las obligaciones a cargo de las concesionarias que se determinen pendientes de cumplimiento originadas en dicho período, el Estado Nacional toma a su cargo las obligaciones que Edesur mantiene con CAMMESA por la compra de energía eléctrica en el MEM. Lo anterior, en ejercicios de

la facultad prevista por el artículo 15 de la Ley N° 27.341 y en base a lo establecido en dicho artículo en relación con las obligaciones de las empresas distribuidoras a las que no se les hubiera reconocido ingresos. Con fecha 29 de diciembre de 2017, Edesur prestó conformidad a los términos de esta nota. Asimismo, la Sociedad deberá prestar conformidad a la determinación que el MINEM efectuará de las obligaciones pendientes de cumplimiento en relación con el Acta Acuerdo y de las condiciones y modalidades contempladas para la compensación de dichas obligaciones y de las obligaciones mencionadas en este párrafo, previo desistimiento de cualquier reclamo administrativo, arbitral o judicial contra el Estado Nacional relacionado con la aplicación del Acta Acuerdo. De no prestarse tal conformidad, la cesión de deuda quedará sin efecto.

A la fecha se han intercambiado borradores con el Ministerio de Energía y Minería (MINEM), obteniéndose mejoras en cuanto a plazos y tasas quedando elementos a consideración final del mismo. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, dicho proceso no ha finalizado.

El día 7 de marzo, mediante el Decreto PEN 187/18 el Poder Ejecutivo Nacional publicó el nuevo organigrama del Ministerio de Minería y Energía. Y, con posterioridad, mediante la resolución 64/2018 del Ministerio de Energía y Minería las funciones de la Secretaria de Energía Eléctrica fueron trasferidas a la nueva Sub Secretaria Energía Eléctrica.

Continuando con lo informado anteriormente el día 20 de abril se procedió a la Inicialización del Acuerdo para la solución del Activo y Pasivo Regulatorio en los términos previamente negociados. Siendo los próximos pasos su envío por parte de las Autoridades a la Procuración y SIGEN para su validación.

En otro orden de cosas el día 25 de abril el ENRE emitió la resolución 119 la cual, haciendo uso de la figura de "Afectación Extraordinaria de la Prestación del Servicio" establecida en la RTI, instruyó a EDESUR a abonar un resarcimiento a los usuarios residenciales (tarifa T1R) por las interrupciones entre el 1 y el 6 de marzo de 2017 (seis -6- días) y en el comprendido entre el 14 y el 20 de julio de 2017 (siete -7- días), cuyas interrupciones fuesen de duración mayor o igual a 20 horas. Ascendiendo, dicho resarcimiento, a 49 millones de pesos.

Durante el pasado mes de mayo se debatió La Ley sobre Razonabilidad en las Tarifas de Servicios Públicos buscando retrotraer las mismas al valor que tenían en noviembre de 2017 y que su actualización no sea mayor que la variación salarial. El proyecto fue aprobado por las Cámaras de Diputados y Senadores y luego vetada el día viernes 1 de junio (publicada B.O.) por el Presidente Ing. Macri.

Por otra parte, el día 31 de mayo el organismo de control emitió la Resolución ENRE 0170 la cual resuelve aprobar el régimen sancionatorio por apartamiento del Plan de Inversiones presentados por las empresas distribuidoras al momento de la RTI. Resolución que se está recurriendo en vista de que la misma introduce una modificación al Contrato de Concesión vigente.

Finalmente, el día sábado 16 de junio el gobierno nacional anunció el recambio de los ministros de Producción y Energía. Nombrando Dante Sica como Ministro de Producción y Minería y a Javier Iguacel como Ministro de Energía. El cual se desempeñaba como titular de la agencia de Vialidad Nacional. Nacido en 1974, es un ingeniero en petróleo egresado del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA) con una larga trayectoria en la industria petrolera.

Estos cambios se suman a la salida del jueves 14 de junio del presidente del Banco Central Federico Sturzenegger, reemplazado por Luis Caputo, y de la eliminación del Ministerio de Finanzas incorporándolo al Ministerio de Hacienda.

El 19 de julio de 2018 pasado el organismo de control emitió la Resolución ENRE 0199, la que eleva el control de calidad del actual Comuna/Partido a Alimentador MT. Penaliza desvíos de 2, 3 ó más veces por sobre los indicadores teóricos que le corresponderían a cada alimentador para cumplir el nivel de calidad objetivo de la RTI. Aplica cuando hay afectación de 100 ó más clientes, por valores de 300 kWh y 600 kWh por usuario. Con vigencia a partir del Semestre 45 (septiembre 2018-febrero 2019). A la fecha, la nueva normativa fue analizada en forma conjunta con las áreas legales y técnicas procediéndose a presentar un recurso sobre la misma.

El día 30 de julio de 2018, y en el marco de la intención del Ministerio de Energía de dotar de mayor gradualidad a los aumentos tarifarios se firmó un compromiso entre el MINE y EDESUR por el cual EDESUR recibirá el 50% del aumento que correspondiente al mecanismo de ajuste previsto en la tarifa a partir del 1° de agosto, recibiendo el 50% restante en 6 cuotas ajustadas a partir del 1° de febrero de 2018 y manteniendo el Plan de Inversión Acordado en la RTI. El mismo compromiso fue también firmado por la empresa EDENOR en forma simultánea.

Como contrapartida el MINE se comprometió formalmente a impulsar la Aprobación (por parte de la Procuraduría de la Nación y la SIGEN) y la posterior firma del Acuerdo inicializado el 20 de abril por la Solución al Activo y Pasivo Regulatorio co-

rrespondiente al período de Transición Contractual. También se comprometió a avanzar con la firma de una nueva Addenda al Acuerdo Marco (suministros colectivos de barrios carenciados) atendiendo a las propuestas realizadas por EDESUR. Adicionalmente, en forma verbal, se comprometió a reanudar las gestiones para la aprobación de la Resolución asociada a la Remuneración de la Subtransmisión brindada por EDESUR (PAFTT) y pendiente de la RTI.

En virtud del compromiso acordado, el 1° de agosto de 2018 se aplicó el 50% (7,925%) del aumento correspondiente a la aplicación del MMC de agosto de 2018 al Valor Agregado de Distribución. Conjuntamente con dicho aumento se reanudó la senda de eliminación de subsidios al precio mayorista de la energía, que había quedado retrasado por la devaluación de junio y julio. Con un aumento cercano al 50%, el cual llevó al precio de las Grandes Usuarios de las Distribuidoras (demanda mayor a 300 kW-mes) a ≈ 2.700 $/MWh y al resto de la demanda de las distribuidoras a ≈1400 $/MWh. Adicionalmente se aplicaron los ajustes ex–post correspondientes a la devolución de los costos de Transporte AT del Cuadro Tarifario anterior (modificación de normativa) y a los montos reconocido como compensación del impuesto a Débitos/Créditos y de las Tasas de Seguridad e Higiene.
Por otra parte, el MINE aprovecho la oportunidad para modificar los TOPES a la Tarifa Social (máximo % de facturación respecto a un cliente residencial normal), disminuyendo de esta forma los subsidios a esta tarifa y las distorsiones provocadas en este concepto a las Distribuidoras que aún se encuentran pendientes de solución y en análisis por parte del ENRE. Independientemente de lo cual se procedió a recurrir la resolución el día 13 de agosto.

El 23 de agosto de 2018, el ENRE, mediante la resolución 222, rechazó el recurso interpuesto por EDESUR contra el régimen sancionatorio por el apartamiento del Plan de Inversiones presentado en la RTI y publicado el 31 de mayo de 2018. A su vez el 5 de septiembre, EDESUR presentó un nuevo Recurso de Alzada en Subsidio contra dicha resolución.

En cuanto al Acuerdo para la solución del Activo y Pasivo Regulatorio, más allá del retraso en los plazos, se continúan cumpliendo los avances administrativos para la firma definitiva del acuerdo. Habiendo la Subsecretaria de Energía Eléctrica solicitado, la última semana de septiembre, tanto al ENRE como a las empresas involucradas la información conducente y necesaria para su elevación a la Procuraduría de la Nación y la SIGEN.

En otro orden de cosas, el día 18 de septiembre ingresó al Congreso el Proyecto de Ley de Presupuesto 2019 con déficit primario cero previsto para dicho año. Y el día 25 de septiembre el economista Guido Sandleris fue nombrado presidente del Banco Central en reemplazo de Luis Caputo.

Por otra parte, el pasado 1 de noviembre, el Poder Ejecutivo Nacional publicó el Decreto 986/2018 que busca alcanzar la instalación de un total de 1.000 MW de potencia dentro del plazo de 12 años. Para la obtención de la autorización de conexión, el usuario deberá cumplir con una serie de requisitos que establecerá la Autoridad de Aplicación, la que además establecerá los requisitos para la evaluación técnica y de seguridad que el Distribuidor deberá realizar sobre la red de distribución, los Equipos de Generación Distribuida y elementos asociados.

Volviendo al ámbito de la distribución eléctrica, el 10 de diciembre, el ENRE publicó la resolución 318/2018 en la que aprobó la metodología y actualizó los valores de remuneración por el servicio de sub-transmisión (PAFTT) que se brindan entre las distribuidoras EDESUR, EDENOR y EDELAP con vigencia desde el 6 de marzo de 2017. Lo anterior había quedado pendiente en la Revisión Tarifaria Integral. Este mecanismo permite remunerar los costos de operación y mantenimiento, además del reconocimiento de las pérdidas correspondientes y el traslado a la tarifa, de los costos que devengue EDESUR por dicho concepto. El neto acumulado a la fecha representa para Edesur ingresos aproximados de 60 millones de pesos argentinos (~1,5 MUSD).

Adicionalmente, mediante la Resolución de Secretaría de Gobierno de Energía N° 366 del 27 de diciembre de 2018 informó nuevo costo de abastecimiento es de aproximadamente de 68 u$s/MWh, el que resulta ser un 13% inferior al fijado en agosto de 2018 en virtud de las mejoras en los contratos de gas obtenida por CAMMESA y la baja del precio internacional del petróleo. Por su parte los futuros Precios Estacionales a ser transferidos a la tarifa de los usuarios finales continuando con el sendero de reducción de subsidios previsto por las autoridades pasando de alrededor del 30% en febrero a 15% de subsidio en agosto de 2019. Sin embargo, dichos precios traducidos en moneda local significan un aumento inicial del 26% en febrero de 2019 y posteriores aumentos del 6% en mayo y agosto de 2019.

Es intención del Gobierno informar todas las modificaciones tarifarias durante el mes de enero con el fin de evitar que el tema se filtre en la campaña electoral para la elección presidencial de octubre.

Por su parte, para EDESUR se espera que los aumentos de VAD se otorguen en marzo y en diciembre de 2019, en forma similar a lo ocurrido en el año 2017 también electoral. Al igual que en dicha oportunidad todos los diferimientos serán reconocidos y actualizados a la fecha de aplicación.

Adicionalmente, el día 7 de enero de 2019 mediante el decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 28 se oficializó al Licenciado Gustavo Sebastián LOPETEGUI en el cargo de Secretario de Gobierno de Energía en virtud de la renuncia Ingeniero Javier Alfredo IGUACEL en forma posterior a la conferencia de prensa que comunicó los aumentos de tarifas previstos.

El día 4 de diciembre de 2018 se aprobó la Ley 27.467 de Presupuesto 2019, la cual en su artículo N° 124, y como parte de las negociaciones para su aprobación, incluyó la transferencia administrativa del control y de las erogaciones en materia de subsidios a la Tarifa Social desde el Estado Nacional a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y Provincia de Buenos Aires a partir del 1° de enero de 2019. A la fecha de los presentes estados contables continúan pendiente esta situación.

Brasil

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

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

ANEEL finalizó en abril de 2014, el proceso de revisión periódica de tarifas de Enel Distribución Río S.A. para el período 2014-2019, con efecto retroactivo a contar del 15 de marzo de 2014.

El 1 de marzo de 2015, a través de la Resolución N °1858/2015, Enel Distribución Ceará S.A. tuvo una revisión extraordinaria, incrementándose su tarifa un 10,28% para hacer frente a los aumentos en los cargos por concepto de la Cuenta de Desarrollo Energético) y los costos de compra de energía.

La última revisión tarifaria periódica de Enel Distribución Ceará S.A. se realizó en 2015 (la primera de nuestras empresas distribuidoras en usar la nueva metodología del cuarto ciclo tarifario) para el período 2015-2019, y ha sido 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 el aprobado en 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.

Enel Distribución Ceará S.A. empezará a usar la metodología del cuarto ciclo tarifario para su revisión tarifaria en marzo de 2019, pero en marzo de 2015 tuvo un incremento promedio anual ordinario final del 37,3% (Resolución 1869/2015), esencialmente debido a incrementos en la Parte A.

Finalmente, todavía en el ámbito del Cuarto Ciclo, se aprobó, el 17 de noviembre de 2015, el módulo 2.3 de los Procedimientos de Revisión Tarifaria, referente al cálculo de la Base de Remuneración, en el cual se crea un Banco de Precios de Referencia para valoración de algunas partidas de la base de remuneración en las siguientes revisiones tarifarias.

Con respecto a Enel Cien, la ANEEL aprobó el resultado de la primera revisión periódica, que se aplicó a contar del 1 de julio de 2015, con una disminución de un 7.49% en las tasas, según el aprobado en la Resolución N° 1.902/2015.

En Sesión de Directorio celebrada el 8 de marzo de 2016, la ANEEL homologó el reajuste tarifario de Enel Distribución Río a partir del 15 de marzo de 2016. El reajuste fue un aumento promedio de 7,38% para todos los clientes de Enel Distribución Río (7,15% para los consumidores de baja tensión y 7,89% para los consumidores de alta tensión).

El 12 de abril de 2016, la ANEEL a través de la Resolución N° 2061, aprobó los resultados definitivos de la cuarta revisión tarifaria periódica ("RTP") de Enel Distribución Ceará S.A., cuyos efectos fueron incluidos en el reajuste tarifario de 2016.

El 19 de abril de 2016, la ANEEL mediante la Resolución N° 2.065 estableció las tarifas de energía de Enel Distribución Ceará S.A. resultante del proceso de reajuste anual de tarifas 2016, donde el aumento medio percibido por los consumidores fue de un 12,97%.

Colombia

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) define la metodología de remuneración de las redes de distribución. Los cargos de distribución se revisan cada cinco años y se actualizan mensualmente de acuerdo con el Índice de Precios al Productor (IPP). Estos cargos incluyen el valor nuevo de remplazo de todos los activos en funcionamiento; el gasto de administración, operación y mantenimiento (AOM), así como los activos no eléctricos utilizados en el negocio de distribución.

Los cargos de distribución vigentes para Codensa fueron publicados por la CREG en octubre de 2009.

La revisión actual de los cargos de distribución regulados se inició en el año 2013 con la publicación de las bases de la metodología de remuneración propuestas por la CREG en la Resolución N° 43 de 2013. Dichas bases fueron complementadas con el desarrollo de los Propósitos y Lineamientos para la Remuneración de la Actividad Distribución para el período 2015-2019 contenidos en la Resolución CREG N° 079 de 2014.

La Comisión de Regulación emitió la Resolución CREG N° 95 de 2015 donde se define la metodología para el cálculo de la tasa de remuneración regulada (WACC) para las actividades de distribución y transmisión eléctrica, así como para la distribución y transporte de gas natural.

En febrero de 2018 la Comisión de Regulación publicó la Resolución CREG 015 de 2018 que decide de manera definitiva la Metodología de Remuneración de Distribución para el nuevo periodo tarifario, en la que se determinan la remuneración de la base de activos existente, la presentación de planes de inversiones, la remuneración de gastos de operación y mantenimiento y se define sendas de mejoramiento de pérdidas y calidad del servicio
Posteriormente producto de los comentarios enviados por los agentes en julio de 2018 se expidió la resolución CREG 085 de 2018 mediante la cual se aclaran y corrigen algunas disposiciones de la resolución CREG 015. Se espera que para el año 2019, según agenda indicativa de la CREG se aprueben los nuevos cargos que fueron solicitados al regulador de acuerdo con la metodología anteriormente mencionada.

En septiembre la Comisión publicó la Resolución CREG 114 de 2018, por la cual se determinan los principios y condiciones generales que deben cumplir los mecanismos para la comercialización de energía eléctrica para que sus precios sean reconocidos en el componente de costos de compras de energía al usuario regulado.

Perú

En Perú, el proceso para la determinación de la tarifa de distribución se lleva a cabo cada 4 años, y se denomina "Fijación del Valor Agregado de Distribución" ("VAD"). Excepcionalmente, el último proceso tuvo una duración de 5 años, dado que se requería de un año para implementar las últimas reformas aprobadas en 2015 mediante Decreto Legislativo 1221.

En tal sentido, en el mes de noviembre de 2017 se aprobaron los Términos de Referencia para los estudios de costos que las empresas de distribución presentan al regulador a fin de iniciar el proceso de fijación del VAD del periodo 2018-2022. Al respecto, durante el año 2018, el regulador revisó los estudios de costos propuestos, efectuó observaciones, y las empresas de distribución sustentaron técnicamente sus propuestas.

A lo largo del 2018, se llevó a cabo el proceso de determinación del VAD para Enel Distribución correspondiente al periodo 2018-2022. Al final de dicho proceso tarifario, en general, se mantienen los ingresos anuales que percibía la empresa antes del inicio del proceso, los cuales correspondían al periodo tarifario 2013-2017.

Cabe señalar que la regulación peruana, sigue la teoría de la empresa modelo eficiente, de manera que en cada periodo regulatorio se establecen los costos de inversión eficientes, y de operación y mantenimiento estándar que serán reconocidos a cada empresa de distribución bajo los parámetros y criterios definidos por el Osinergmin (Organismo Regulador). Antes de la reforma aprobada por D.L. N° 1221 la empresa modelo se fijaba por sectores de distribución típicos, que en la práctica significaba agrupar las empresas que en algunos casos contaban con características distintas; mientras que a partir este periodo regulatorio, la empresa modelo eficiente se construye individualmente para cada distribuidora con más de 50 000 clientes.

Nota 6. Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta o Mantenidos para Distribuir a los Propietarios y Operaciones Discontinuadas

6.1.- Proceso de reorganización societaria.

I. Antecedentes Generales

Con fecha 28 de Abril de 2015, la Sociedad informó a la SVS (actualmente CMF) mediante un hecho esencial que el Directorio de la compañía resolvió, por la unanimidad de sus miembros, iniciar un análisis de reorganización societaria ("reorganización") tendiente a la separación de las actividades de generación y distribución de energía en Chile del resto de las actividades desarrolladas fuera de Chile, cuyo objetivo es resolver ciertas duplicidades y redundancias que derivan de su compleja estructura societaria existente a esa fecha y la generación de valor para todos sus accionistas, manteniendo los beneficios derivados de la pertenencia al Grupo Enel SpA.

La fase de "División" del proceso de reorganización se llevó a cabo como sigue:

La reorganización comenzó con la división de Enersis, y sus subsidiarias Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("Endesa Chile") y Chilectra S.A. ("Chilectra").

Endesa Chile y Chilectra realizaron las divisiones de sus negocios fuera de Chile y sus activos y pasivos relacionados, resultando en la creación de Chilectra Américas S.A. ("Chilectra Américas") como una nueva sociedad de la división de Chilectra y la creación de Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas") como una nueva sociedad de la división de Endesa Chile. A estas dos nuevas se les asignaron las participaciones (fundamentalmente, participaciones accionariales en sociedades domiciliadas en Argentina, Brasil, Colombia y Perú) y los correspondientes activos y pasivos de los negocios fuera de Chile de Chilectra y Endesa Chile. Después de las divisiones, cada una de las sociedades continuadora, Endesa Chile y Chilectra, retuvieron las participaciones y los correspondientes activos y pasivos de los negocios que actualmente desarrollan en Chile.

Siguiendo las divisiones de Endesa Chile y Chilectra, Enersis realizó la división de sus negocios en Chile y los correspondientes activos y pasivos, resultando en la creación de una nueva sociedad denominada Enersis Chile S.A., ("Enersis Chile"), a la cual le fueron asignados las participaciones y correspondientes activos y pasivos de los negocios de Enersis en Chile, incluyendo las participaciones en Endesa Chile y Chilectra (después de las divisiones de estas sociedades como se describió previamente). Después de la división, la sociedad continuadora de la división, Enersis cuyo nombre fue modificado a "Enersis Américas S.A.", se le asignaron las participaciones e inversiones en las sociedades Endesa Américas y Chilectra Américas, y eventuales pasivos que se asignarían al negocio escindido.

Con fecha 1 de marzo de 2016, habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Enersis, Endesa Chile y Chilectra. De esta manera, la nueva sociedad Enersis Chile es la sociedad holding del negocio chileno radicado en Endesa Chile y Chilectra, y la sociedad continuadora Enersis Américas conservó la calidad de sociedad holding del negocio internacional comprendiendo la participación en Endesa Américas y Chilectra Américas.
El 4 de octubre de 2016, las juntas extraordinarias de accionistas de Enersis Chile, Endesa Chile y Chilectra aprobaron el cambio de razón social de estas sociedades por Enel Chile S.A., Enel Generación Chile S.A. y Enel Distribución Chile S.A., respectivamente. El cambio de nombre se concretó finalmente el 18 de octubre de 2016, a través de la modificación de los estatutos de cada una de estas sociedades.

La fase de "Fusión" del proceso de reorganización se llevó a cabo como sigue:

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 28 de septiembre de 2016, los respectivos accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, votaron y aprobaron con más de dos tercios de las acciones con derecho a voto de cada una de las entidades, la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas con y en Enersis Américas, siendo Enersis Américas la sociedad continuadora, bajo el nuevo nombre de "Enel Américas". Con fecha 1 de diciembre de 2016, se materializó la Fusión, incorporándose en Enersis Américas la totalidad del patrimonio de Endesa Américas y de Chilectra Américas, sucediendo la primera en todos sus derechos y obligaciones a las segundas, las que se disolvieron de pleno derecho sin necesidad de liquidación.

Enel Américas continuará transando sus acciones públicamente en las Bolsas de Valores en Chile y sus ADS en la Bolsa de Valores de Nueva York ("NYSE"). En la fusión, las acciones y ADS de Endesa Américas y las acciones de Chilectra Américas fueron convertidas en acciones y ADS de Enersis Américas, como fuere aplicable, y Endesa Américas y Chilectra Américas dejaron de transar en las Bolsas de Valores en Chile y Endesa Américas dejó de transar en la Bolsa de Valores de Nueva York.

Para información detallada con respecto al proceso de fusión y sus efectos en el capital emitido y otros ítems de patrimonio referirse a Nota 27.1.1.

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 realizaron los siguientes registros contables:

(i) Activos y pasivos

Todos los activos y pasivos relacionados con el negocio de generación y distribución en Chile fueron considerados 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 corresponda, habiéndose procedido a reclasificar sus saldos de acuerdo a lo indicado en la nota 4.k.

(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, fueron los siguientes:

Reservas generadas por	01-03-2016 MUS$	01-01-2016 MUS$
Diferencias de cambio por conversión	(17.187)	19.155
Coberturas de flujo de caja	190.388	(203.776)
Ganancias o perdidas sobre activos financieros a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(25)	25
Otras reservas	934	13.082
Total	**174.110**	**(171.514)**

(iii) Ingresos y gastos

Todos los ingresos y gastos correspondientes a los negocios de generación y distribución en Chile, objeto de distribución a los propietarios, generados hasta la fecha de materialización de la división de Enersis Américas fueron considerados como operaciones discontinuadas y se presentan en el rubro "Ganancias (pérdidas) procedentes de operaciones discontinuadas" del estado de resultados integrales consolidado.

A continuación, se presenta el desglose por naturaleza del rubro "Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas" al 29 de febrero de 2016:

ESTADO DE RESULTADOS Ganancia (pérdida)	29-02-2016 MUS$
Ingresos de actividades ordinarias	595.706
Otros ingresos, por naturaleza	3.788
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	**599.494**
Materias primas y consumibles utilizados	(350.008)
Margen de Contribución	**249.486**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	4.980
Gastos por beneficios a los empleados	(23.808)
Gasto por depreciación y amortización	-
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(1.433)
Otros gastos por naturaleza	(24.536)
Resultado de Explotación	**204.689**
Otras ganancias (pérdidas)	-
Ingresos financieros	3.791
Costos financieros	(12.743)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	1.913
Diferencias de cambio	(31)
Resultado por unidades de reajuste	393
Ganancia (pérdida) antes de impuestos, operaciones discontinuadas	**198.012**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones discontinuadas	(27.749)
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS	**170.263**
Ganancia (Pérdida) operaciones discontinuadas atribuibles a:	
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a los propietarios de la controladora	115.174
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a participaciones no controladoras	55.089
TOTAL RESULTADO INTEGRAL OPERACIONES DISCONTINUADAS	**170.263**

Con la clasificación de las actividades de generación y distribución de energía en Chile como operaciones discontinuadas, estas líneas de negocio no se desglosan en la Nota 35 "Información por segmento".

A continuación, se presenta el desglose por naturaleza de los resultados integrales totales procedentes de operaciones discontinuadas" al 29 de febrero de 2016, dichos resultados forman parte de los Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza por el período terminado el 30 de marzo de 2016:

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	29-02-2016 MUS$
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS	**170.263**
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, neto de impuestos	
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	-
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, neto de impuestos	
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión	(2.773)
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medibles a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	-
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	(20.441)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	18.712
Total Otro Resultado Integral de Operaciones Discontinuadas	**(4.502)**
RESULTADO INTEGRAL TOTAL OPERACIONES DISCONTINUADAS	**165.761**
Resultado integral de operaciones discontinuadas atribuible a:	
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	112.481
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	53.280
TOTAL RESULTADO INTEGRAL OPERACIONES DISCONTINUADAS	**165.761**

(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 al 29 de febrero de 2016:

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO RESUMIDOS	29-02-2016 MUS$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	224.787
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(68.237)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(130.432)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	**26.118**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	2.701
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	**28.819**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	203.140
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	**231.959**

6.2. Operación Central Rio Negro (CODENSA).

En el mes de octubre de 2018 la Junta Directiva de Codensa aprobó iniciar el proceso de venta de la Pequeña Central Hidroeléctrica PCH Rio Negro.

La PCH Rio Negro se recibió producto de la fusión con la Empresa de Energía de Cundinamarca - EEC en el año 2016. Considerando que CODENSA fue constituida después del año 1992 le es aplicable la restricción de integración vertical y por lo tanto no puede operar ni representar comercialmente ningún activo de generación, por lo tanto, a la fecha se ha iniciado el proceso de venta con la asesoría de la banca de inversión.

El plan de venta se está llevando a cabo con la banca de inversión Bancolombia, basados en un cronograma que finaliza dicha venta en el año 2019.

Teniendo en cuenta el proceso de venta y lo establecido en la NIIF 5 "Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuadas" previo a la clasificación como activo no corriente mantenido para la venta, la PCH Rio Negro ha sido registrada al valor razonable; lo anterior implicó reconocer una pérdida por deterioro de MUS$5.234, (ver Nota 31), la cual ha sido determinada de acuerdo con la valoración realizada.

A continuación, se presentan los activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta al 31 de diciembre de 2018.

	31-12-2018 MUS$
Propiedades, planta y equipo	5.825
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	**5.825**
Otros pasivos no financieros no corrientes	3.835
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	**3.835**

Nota 7. Combinaciones de Negocios y Adquisiciones

7.1 Adquisición de Enel Distribuciòn Goiàs (ex CELG Distribuição S.A.)

Con fecha 14 de febrero de 2017, nuestra filial Enel Brasil S.A., y previa obtención de las autorizaciones pertinentes por parte de la autoridad antitrust, el Conselho Administrativo de Defensa Econômica ("CADE") y del regulador sectorial, la Agência Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), procedió a la firma del respectivo contrato de compraventa, pago y transferencia de acciones por el 99,88% del capital social de Enel Distribución Goias, por un monto total de R$2.269 millones (aproximadamente US$720 millones), fecha desde la cual aplica la contabilización de compra establecida en NIIF 3, Combinaciones de Negocios.

Establecida en 1956 y con sus oficinas principales en Goiania, Enel Distribución Goias opera en un territorio que cubre más de 337 mil kilómetros cuadrados, con una concesión vigente hasta el año 2045 y una base de 2.828.459 de clientes.

La compra de Enel Distribución Goias fue financiada completamente con fondos recaudados en el aumento de capital de Enel Américas aprobado a fines del año 2012. Esta adquisición incrementa el número de clientes en 2.828.459 de Enel Brasil llegando a un total de 9.817.668 (el total de clientes antes de la incorporación correspondía a 6.989.209).

La moneda funcional de Enel Distribución Goia es el Real Brasileño (R$). Enel Américas ha convertido los efectos iniciales de la combinación de negocios a su moneda de presentación usando el tipo de cambio vigente a la fecha de la adquisición. Al cierre de cada período de reporte los estados financieros de Enel Distribución Goias son convertidos siguiendo el criterio contable detallado en la nota 2.7.3.

A partir de la fecha de adquisición, Enel Distribución Goias contribuyó ingresos de actividades ordinarias por MUS$1.519.239 y pérdidas antes de impuestos por MUS$30.826 a los resultados de Enel Américas para el período terminado el 31 de diciembre de 2017. Si la adquisición hubiese ocurrido el 1 de enero de 2017, se estima que, para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2017, los ingresos de actividades ordinarias consolidados habrían incrementado en MUS$1.624.297 y la ganancia consolidada antes de impuesto habría disminuido en MUS$35.585.

Activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición

Activos netos adquiridos identificables	Valor razonable MR$	Valor razonable MUS$
Efectivo y equivalentes al efectivo	29.643	9.538
Otros activos no financieros corriente	198.054	63.727
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	973.382	313.199
Inventarios	24.618	7.921
Activos por impuestos corrientes	2.173	699
Otros activos financieros no corrientes	89.514	28.802
Otros activos no financieros no corrientes	698.435	224.731
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	204.480	65.794
Activos intangibles distintos de la plusvalía	5.936.985	1.910.306
Propiedades, planta y equipo	42.998	13.835
Activos por impuestos diferidos	-	-
Otros pasivos financieros corrientes	(480.165)	(154.500)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	(1.754.071)	(564.395)
Otras provisiones corrientes	(33.965)	(10.929)
Otros pasivos financieros no corrientes	(562.823)	(181.096)
Otras cuentas por pagar no corrientes	(1.584.665)	(509.888)
Otras provisiones no corrientes	(712.465)	(229.245)
Pasivo por impuestos diferidos	(529.958)	(170.521)
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	(273.502)	(88.003)
Total	**2.268.668**	**729.975**

Determinación de la plusvalía

	MR$	MUS$
Contraprestación transferida en efectivo	2.268.667	729.975
(-) Valor neto activos adquiridos y pasivos asumidos	(2.268.667)	(729.975)
Monto plusvalía comprada	**-**	**-**

A continuación, se muestran los montos pagados para obtener el control de Enel Distribución Goiás:

Efectivo y equivalentes al efectivo para obtener el control de Enel Distribución Goias	MUS$
Importes por la adquisición pagados en efectivo y equivalentes al efectivo	(729.975)
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en la entidad adquirida	9.573
Total neto	**(720.402)**

7.2 Adquisición de Enel Distribución Sao Paulo S.A. ("Ex Eletropaulo Metropolitana de Eletricidade de Sao Paulo S.A.")

Con fecha 17 de abril de 2018, la filial Enel Brasil S.A., a través del vehículo 100% de su propiedad Enel Investimentos Sudeste S.A. (Enel Sudeste), lanzó una Oferta Pública de Acciones (OPA) voluntaria sobre todas las acciones emitidas por la distribuidora de energía eléctrica brasileña Enel Distribución Sao Paulo S.A., condicionada a la adquisición de más del 50% de tales acciones de manera de obtener el control de la misma.

Con fecha 4 de Junio, Enel Sudeste recibió la aprobación de la autoridad brasileña de la Libre Competencia, o Conselho Administrativo de Defensa Econômica ("CADE"). En esta misma fecha se confirmó el éxito de la OPA y la adquisición de la subasta inicial, que fue perfeccionada mediante el pago del precio y transferencia de las acciones a favor de Enel Sudeste, la que tuvo lugar el día 7 de junio de 2018, fecha desde la cual aplica la contabilización de compra establecida en NIIF 3, Combinaciones de Negocios. En concreto, se adquirieron 122.799.289 acciones, todas de una misma clase, que correspondían al 73,38% del capital social de Enel Distribución Sao Paulo S.A. por un total de MR$5.552.984 (aproximadamente a US$1.484 millones).

Complementando lo anterior, con fecha 11 de Junio de 2018, la Agência Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) emitió nota técnica aprobando la toma de control de Enel Distribución Sao Paulo S.A., la cual se produjo con la compra de las acciones citadas en los párrafos precedentes. Esta nota técnica fue publicada por la Aneel con fecha 26 de Junio de 2018.

Atendiendo a que los accionistas de Enel Distribución Sao Paulo S.A. tenían plazo hasta el día 4 de julio de 2018 para vender a Enel Sudeste el remanente de acciones, al mismo precio ofrecido en la OPA (45,22 Reales brasileños por acción), durante los meses de junio y julio se perfeccionaron incrementos de participación adicionales. En efecto, los días 22 y 30 de junio y 2 y 4 de julio de 2018 se adquirieron 4.692.338, 4.856.462, 14.525.826 y 9.284.666 acciones, respectivamente, equivalentes a un total de MR$1.516.362 (aproximadamente de US$ 384 millones). Estas adquisiciones posteriores representaron un aumento desde el 73,38% hasta el 95,05%.

Con fecha 19 de septiembre de 2018 el Consejo de Administración de Enel Distribución Sao Paulo S.A. aprobó un aumento de capital social de la compañía por un valor de MR$1.500.000, mediante la emisión de 33.171.164 de nuevas acciones. Enel Sudeste concurrió a este aumento de capital, adquiriendo 33.164.964 de las nuevas acciones (aproximadamente de US$ 395 millones) con lo cual incrementó su participación hasta el 95,88% de la compañía.

La moneda funcional de Enel Distribución Sao Paulo S.A. es el Real Brasileño (R$). Enel Américas ha convertido los efectos iniciales de la combinación de negocios a su moneda de presentación usando el tipo de cambio vigente a la fecha de la adquisición. Al cierre de cada período de reporte los estados financieros de Enel Distribución Sao Paulo S.A. son convertidos siguiendo el criterio contable detallado en la nota 2.7.3.

Enel Distribución Sao Paulo S.A. posee un área bajo concesión que abarca 4.526 km², la cual concentra la mayor parte del producto interno bruto y la más alta densidad demográfica en Brasil, con 1.581 unidades consumidoras por km², lo que corresponde al 33,3% del total de energía eléctrica consumida en el Estado de Sao Paulo y el 9,3% del total de Brasil. Atiende una demanda de aproximadamente 7,2 millones de unidades consumidoras, cuenta con 7.355 colaboradores propios, y dispone de una infraestructura conformada por 156 subestaciones.

A partir de la fecha de adquisición, Enel Distribución Sao Paulo S.A. contribuyó ingresos de actividades ordinarias por MUS$2.214.855 e ingresos antes de impuestos por MUS$39.227 a los resultados de Enel Américas para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018. Si la adquisición hubiese ocurrido el 1 de enero de 2018, se estima que, para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2018, los ingresos de actividades ordinarias consolidados habrían incrementado en MUS$3.587.161 y el resultado antes de impuesto habría disminuido en MUS$14.678.

Activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición

Activos netos adquiridos identificables	Valor razonable provisional MR$	Valor razonable provisional MUS$
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.037.105	273.439
Otros activos no financieros corriente	400.311	105.544
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	3.948.137	1.040.949
Inventarios	275.129	72.539
Activos por impuestos corrientes	41.179	10.857
Otros activos financieros no corrientes	3.205.469	845.140
Otros activos no financieros no corrientes	1.056.711	278.608
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	205.249	54.115
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11.055.574	2.914.866
Propiedades, planta y equipo	65.804	17.350
Propiedad de inversión	44.049	11.614
Activos por impuestos diferidos	3.229.417	851.455
Otros pasivos financieros corrientes	(2.266.501)	(597.576)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	(3.551.676)	(936.420)
Otras provisiones corrientes	(759.862)	(200.342)
Otros pasivos no financieros corrientes	(600.990)	(158.454)
Otros pasivos financieros no corrientes	(2.505.299)	(660.537)
Otras cuentas por pagar no corrientes	(567.355)	(149.586)
Otras provisiones no corrientes	(2.788.278)	(735.146)
Pasivo por impuestos diferidos	(3.009.203)	(793.394)
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	(3.327.621)	(877.347)
Total	**5.187.349**	**1.367.674**

Si dentro del período de un año a contar de la fecha de adquisición, nueva información obtenida acerca de hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, da origen al reconocimiento de activos o pasivos adicionales, se revisará la contabilización de la adquisición y se efectuarán las correcciones que procedan, siguiendo el criterio descrito en Nota 2.7.

Determinación de la plusvalía

	MR$	MUS$
Contraprestación transferida en efectivo	7.069.345	1.863.874
Participaciones no controladoras asumidas en la adquisición	256.616	67.658
(-) Valor neto activos adquiridos y pasivos asumidos	(5.187.349)	(1.367.674)
Monto provisional plusvalía comprada	2.138.612	563.858

La plusvalía es atribuible principalmente al valor de las sinergias que se esperan lograr a través de la integración de Enel Distribución Sao Paulo en el Grupo. Estas sinergias están relacionadas, entre otras, con la generación de nuevos negocios, eficiencias en inversiones y costos administrativos.

A continuación, se muestran los montos pagados para obtener el control de Enel Distribución Sao Paulo S.A.:

Efectivo y equivalentes al efectivo para obtener el control de Enel Distribución Sao Paulo	MUS$
Importes por la adquisición pagados en efectivo y equivalentes al efectivo	(1.863.874)
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en la entidad adquirida	273.439
Total neto	**(1.590.435)**

Nota 8. Hiperinflacion Argentina

A contar de julio de 2018, la economía de Argentina es considerada como hiperinflacionaria, de acuerdo a los criterios establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad N°29 - Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias. Esta determinación fue realizada en base a una serie de criterios cualitativos y cuantitativos, entre los cuales destaca la presencia de una tasa acumulada de inflación superior al 100% durante tres años.

De acuerdo a lo establecido en la NIC 29, los estados financieros de las sociedades en que Enel Américas participa en Argentina han sido reexpresados retrospectivamente aplicando un índice general de precios al costo histórico, con el fin de reflejar los cambios en el poder adquisitivo del peso argentino, a la fecha de cierre de los presentes estados financieros.

Los activos y pasivos no monetarios fueron reexpresados desde Febrero de 2003, última fecha en que un ajuste por inflación fue aplicado para propósitos contables en Argentina. En este contexto, cabe mencionar que el Grupo efectuó su transición a NIIF el 1 de enero de 2004, aplicando la excepción de costo atribuido para las Propiedades, plantas y equipos.

Para propósitos de consolidación en Enel Américas y como consecuencia de la aplicación de NIC 29, los resultados y la situación financiera de nuestras subsidiarias Argentina, fueron convertidos al tipo de cambio de cierre ($Arg/USD) al 31 de diciembre de 2018, de acuerdo a lo establecido por la NIC 21 "Efectos de las variaciones en los tipos de cambio de la moneda extranjera", cuando se trata de una economía hiperinflacionaria (ver Nota 2.7.4). Anteriormente, los resultados de las subsidirias argentinas se convertían a tipo de cambio medio del período, como ocurre para la conversión de los resultados del resto de las subsidiarias en operación en otros países cuyas economías no son consideradas hiperinflacionarias.

Considerando que la moneda funcional y de presentación de Enel Américas no corresponde a la de una economía hiperinflacionaria, según las directrices establecidas en NIC 29, la reexpresión de períodos comparativos no es requerida en los estados financieros consolidados del Grupo.

Los índices generales de precios utilizados al cierre de los ejercicios reportados son:

	Índice general de precios
Inflación histórica acumulada hasta 31 de diciembre de 2017	652,29%
Desde enero a diciembre de 2018	47,83%

La aplicación por primera vez de NIC 29 dio origen a un ajuste positivo en los resultados acumulados de Enel Américas, por un monto de MUS$ 961.107 (neto de impuestos) al 1 de enero de 2018, de los cuales MUS$668.693 son atribuibles a los accionistas de Enel Américas. Por otra parte, durante el ejercicio 2018, la aplicación de esta normativa generó un ingreso financiero de MUS$270.380 (antes de impuesto). Ver nota 34.

A continuación se presenta un resumen de los efectos en los Estados de Situación Financiera Consolidados y Estado de Resultados Integrales Consolidados de Enel Américas:

	Ajuste inicial al 01-01-2018 MUS$	Efectos Hiperinflación del período MUS$	Diferencia de conversión MUS$	Saldo final Hiperinflación al 31-12-2018 MUS$
ACTIVOS				
Inventarios corrientes	5.861	2.099	(2.886)	5.074
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	**5.861**	**2.099**	**(2.886)**	**5.074**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	512	128	(252)	388
Activos intangibles distintos de la plusvalía	8.163	4.042	(4.020)	8.185
Plusvalía	29.432	8.495	(14.492)	23.435
Propiedades, planta y equipo	1.219.598	556.270	(600.494)	1.175.374
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES	**1.257.705**	**568.935**	**(619.258)**	**1.207.382**
TOTAL ACTIVOS	**1.263.566**	**571.034**	**(622.144)**	**1.212.456**

	Ajuste inicial al 01-01-2018 MUS$	Efectos Hiperinflación del período MUS$	Diferencia de conversión MUS$	Saldo final Hiperinflación al 31-12-2018 MUS$
PASIVOS				
Pasivo por impuestos diferidos	302.459	111.518	(148.930)	265.047
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES	**302.459**	**111.518**	**(148.930)**	**265.047**
TOTAL PASIVOS	**302.459**	**111.518**	**(148.930)**	**265.047**
PATRIMONIO				
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**668.693**	**324.542**	**(329.230)**	**664.005**
Participaciones no controladoras	**292.414**	**134.974**	**(143.984)**	**283.404**
PATRIMONIO TOTAL	**961.107**	**459.516**	**(473.214)**	**947.409**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	**1.263.566**	**571.034**	**(622.144)**	**1.212.456**

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS Ganancia (pérdida)	Efecto Aplicación NIC 29 MUS$ (I)	Efecto Aplicación NIC 21 MUS$ (II)	Total Ajustes MUS$ (III)
Ingresos de actividades ordinarias	279.128	(425.640)	(146.512)
Otros ingresos, por naturaleza	3.436	(8.489)	(5.053)
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	**282.564**	**(434.129)**	**(151.565)**
Materias primas y consumibles utilizados	(136.703)	222.594	85.891
Margen de Contribución	**145.861**	**(211.535)**	**(65.674)**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	9.092	(15.909)	(6.817)
Gastos por beneficios a los empleados	(48.709)	76.287	27.578
Gasto por depreciación y amortización	(133.813)	14.060	(119.753)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	63.256	18.621	81.877
Otros gastos por naturaleza	(27.213)	39.638	12.425
Resultado de Explotación	**8.474**	**(78.838)**	**(70.364)**
Otras ganancias (pérdidas)	5	(24)	(19)
Ingresos financieros	13.292	(33.256)	(19.964)
Costos financieros	(33.526)	68.025	34.499
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	259	(616)	(357)
Diferencias de cambio	(200)	(37.573)	(37.773)
Resultado por unidades de reajuste	270.380	-	270.380
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	**258.684**	**(82.282)**	**176.402**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(117.301)	30.386	(86.915)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**141.383**	**(51.896)**	**89.487**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	**141.383**	**(51.896)**	**89.487**
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	119.402	(23.364)	96.038
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	21.981	(28.532)	(6.551)
GANANCIA (PÉRDIDA)	**141.383**	**(51.896)**	**89.487**

(i) Corresponde a los resultados que surgen de la posición neta de activos y pasivos monetarios, según define NIC 29. Este resultado se determina mediante la reexpresión de los activos y pasivos no monetarios, como así también de aquellas cuentas de resultados que no se determinen de una base ya actualizada.

(ii) Corresponde a la diferencia que surge al convertir los resultados de las subsidiarias argentinas a tipo de cambio de cierre, como define NIC 21 cuando se trata de economías hiperinflacionarias, versus tipo de cambio medio, que es la metodología que anteriormente se aplicaba a las empresas argentinas y al resto de las subsidiarias de Enel Américas que operan en otros países de la región (economías no hiperinflacionarias).

(iii) Suma de (i) + (ii).

Nota 9. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

a) La composición del efectivo y equivalentes al efectivo al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es la siguiente:

	Saldo al	
	31-12-2018	31-12-2017
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	**MUS$**	MUS$
Efectivo en caja	4.647	8.410
Saldos en bancos	784.957	655.226
Depósitos a corto plazo	1.065.378	629.716
Otros instrumentos de renta fija	49.303	179.411
Total	**1.904.285**	**1.472.763**

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

b) El detalle por tipo de moneda del efectivo y efectivo equivalente, es el siguiente:

	Saldo al	
	31-12-2018	31-12-2018
Moneda	**MUS$**	MUS$
Pesos Chilenos	151.714	475
Pesos Argentinos	101.209	219.761
Pesos Colombianos	372.361	322.022
Real Brasileño	633.635	470.360
Nuevo Sol Peruano	129.263	145.950
Dólares Estadounidenses	513.667	306.590
Euros	2.436	7.605
Total	**1.904.285**	**1.472.763**

c) La siguiente tabla presenta los principales flujos utilizados en "Otros pagos por actividades de operación" incluidos en el Estado de Flujos de Efectivo:

	Saldo al		
	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2016
Otros pagos de actividades de operación	**MUS$**	MUS$	MUS$
Pagos por otros impuestos (VAT, ICMS, PIS/COFINS, Impuestos a las ventas, Impuestos aduaneros, impuestos transferencias bancarias) (1)	(2.774.024)	(1.921.496)	(1.228.307)
Pagos por recaudación realizadas por contrato Codensa Hogar (2)	(514.595)	(566.795)	(452.883)
Pagos por la cuenta de desarrollo energético (CDE) (3)	(926.642)	(608.591)	(249.856)
Otros pagos varios de actividades de operación (4)	(1.012.571)	(532.677)	(383.035)
Total otros pagos por actividades de operación	**(5.227.832)**	**(3.629.559)**	**(2.314.081)**

(1) Los principales componentes de pagos por otros impuestos son los siguientes:
- ICMS: ICMS: Es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte. Los pagos por concepto de ICMS fueron MUS$2.154.158, MUS$1.411.772 y MUS$857.582 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente.
- Impuestos PIS/COFINS: En Brasil, el "Programa de Integração Social" (PIS), es un impuesto de contribución social que pagan las compañías, cuyo objetivo es financiar el pago del seguro de desempleo y de ayuda a trabajadores de baja renta, mientras que el "Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social" (COFINS), es un impuesto de contribución federal, aplicado sobre los ingresos brutos provenientes de las ventas comerciales. Los montos totales pagados por PIS/COFINS fueron MUS$474.826, MUS$347.608 y MUS$203.095 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente.
- Pagos por impuestos a las ventas en Perú por MUS$81.694, MUS$70.271 y MUS$88.084 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente.

(2) Nuestra filial Colombiana Codensa, firmó un acuerdo con un tercero no relacionado para desarrollar un negocio con los clientes de Codensa. En virtud de este acuerdo, Codensa administra la recaudación de las cuentas por cobrar de la otra parte del acuerdo, dado que ellas son facturadas como parte de las facturas que Codensa emite mensualmente a sus clientes. Los pagos están relacionados con los montos mensualmente cobrados bajo el acuerdo de administración de cobranza, mientras que los cobros se presentan como "Otros cobros de actividades de la operación".

(3) En Brasil, la Ley 10,438/2002 creó la "Conta de Desenvolvimento Energético" (Cuenta de Desarrollo Energético -

CDE). La CDE es un fondo gubernamental cuyo objetivo es promover el desarrollo de fuentes alternativas de energía, promover la globalización de los servicios energéticos y subsidiar clientes residenciales de baja renta. El fondo es financiado mediante cargos incluidos en las tarifas a clientes y generadores y contribuciones gubernamentales.

(4) Otros pagos varios de actividades de operación incluyen diversos tipos de pagos individualmente no significativos que están relacionados con actividades de la operación.

d) La siguiente tabla detalla los cambios en los pasivos que se originan por actividades de financiación del Grupo al 31 de diciembre de 2018 y 2017, incluyendo aquellos cambios que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo. Los pasivos que se originan por actividades de financiación son aquellos para los cuales flujos de efectivo fueron, o flujos de efectivo serán, clasificados en el estado de flujos de efectivo como flujos de efectivo de actividades de financiación:

		Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo	
Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 01-01-2018(1) MUS$	Provenientes MUS$	Utilizados (3) MUS$	Intereses Pagados MUS$	Total MUS$	Adquisición de subsidiarias MUS$	Ventas de subsidiarias MUS$
Préstamos bancarios (Nota 21.1)	1.501.723	933.146	(744.730)	(99.667)	88.749	248.027	-
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 21.1)	3.178.008	3.605.019	(3.475.288)	(289.093)	(159.362)	1.123.222	-
Arrendamiento financiero (Nota 21.1)	104.492	-	(31.619)	(7.037)	(38.656)	22.677	-
Otros préstamos (Nota 21.1)	219.735	-	(81.340)	(15.709)	(97.049)	-	-
Instrumentos derivados de cobertura (Nota 23)	3.284	5.474	-	(28.046)	(22.572)	-	-
Instrumentos derivados de no cobertura (Nota 23)	3.162	15.926	-	-	15.926	-	-
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 13.1 b)	-	2.686.387	-	-	2.686.387	-	-
Otras Cuentas por pagar	112.086	-	-	-	-	-	-
Total	**5.122.490**	**7.245.952**	**(4.332.977)**	**(439.552)**	**2.473.423**	**1.393.926**	**-**

		Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo	
Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 01-01-2017 (1) MUS$	Provenientes MUS$	Utilizados (3) MUS$	Intereses Pagados MUS$	Total MUS$	Adquisición de subsidiarias MUS$	Ventas de subsidiarias MUS$
Préstamos bancarios (Nota 21.1)	964.845	783.342	(305.915)	(74.135)	403.292	55.421	-
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 21.1)	3.154.734	580.365	(573.994)	(237.702)	(231.331)	-	-
Arrendamiento financiero (Nota 21.1)	125.190	-	(46.975)	(5.984)	(52.959)	-	-
Otros préstamos (Nota 21.1)	63.001	125.345	(221.232)	(25.941)	(121.828)	271.607	-
Instrumentos derivados de cobertura (Nota 23)	21.069	230	(15.958)	-	(15.728)	-	-
Instrumentos derivados de no cobertura (Nota 23)	-	174	(12.878)	-	(12.704)	-	-
Préstamos de empresas relacionadas	-	257.453	(257.956)	(229)	(732)	-	-
Otras cuentas por pagar	118.969	13.995	(26.751)	-	(12.756)	-	-
Total	**4.447.808**	**1.760.904**	**(1.461.659)**	**(343.991)**	**(44.746)**	**327.028**	**-**

(1) Saldo correspondiente a la porción corriente y no corriente.
(2) Corresponde al devengamiento de intereses.
(3) El monto de Pagos de préstamos de los ejercicios 2018 y 2017 por MUS$4.301.358 y MUS$1.127.892, respectivamente, corresponde al Flujo de Financiamiento Utilizado en Préstamos bancarios, Obligaciones con el público no garantizadas y Otros préstamos de esta conciliación.

Nota 10. Otros Activos Financieros

La composición de otros activos financieros al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es la siguiente:

	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
Otros activos financieros	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados (1)	105.372	49.757	14	1.104
Activos financieros medidos a costo amortizado (1)	24.358	43.737	-	27
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados CINIIF 12 (2)	-	-	2.371.635	1.312.871
Activos financieros a valor razonble con cambio en otro resultado Integral	-	-	753	-
Activos financieros medidos a costo amortizado CINIIF 12 (3)	12.655	14.286	354.344	413.435
Instrumentos Derivados Cobertura	44.424	2.168	69.729	19.932
Instrumentos Derivados No Cobertura	23.584	404	-	4.898
Total	**210.393**	**110.352**	**2.796.475**	**1.752.267**

Cambios en valor razonable MUS$	Diferencias de cambio MUS$	Costos financieros (2) MUS$	Nuevos arrendamientos financieros MUS$	Otros cambios MUS$	Saldo al 31-12-2018 MUS$
-	(129.975)	165.292	-	22.093	1.895.909
-	(337.715)	315.051	-	(60.605)	4.058.599
-	(2.992)	8.170	28.143	139	121.973
-	(23.776)	28.152	-	60.816	187.878
15.601	(133.070)	27.064	-	1.148	(108.545)
(14.065)	1.920	(22.958)	-	(206)	(16.221)
-	(86.820)	52.820	-	-	2.652.387
-	-	21.028	-	-	133.114
1.536	**(712.428)**	**594.619**	**28.143**	**23.385**	**8.925.094**

Cambios en valor razonable MUS$	Diferencias de cambio MUS$	Costos financieros (2) MUS$	Nuevos arrendamientos financieros MUS$	Otros cambios MUS$	Saldo al 31-12-2017 (1) MUS$
(775)	(11.659)	94.163	-	(3.564)	1.501.723
-	11.920	230.212	-	12.473	3.178.008
-	(175)	5.882	17.605	8.949	104.492
(8.667)	(13.346)	28.874	-	94	219.735
(10.688)	(3.371)	8.874	-	3.128	3.284
13.235	105	2.526	-	-	3.162
-	503	229	-	-	-
-	(21.925)	27.798	-	-	112.086
(6.895)	**(37.948)**	**398.558**	**17.605**	**21.080**	**5.122.490**

(1) Los montos incluidos en activos financieros medidos a valor razonable y activos financieros a costo amortizado, corresponden principalmente a depósitos a plazo y otras inversiones de alta liquidez, que son facilmente convertibles en efectivo y están sujetas a un bajo riesgo de alteraciones en su valor, pero no cumplen estrictamente con la definición de equivalentes de efectivo tal como se define en la nota 4.g.2 (por ejemplo, con vencimiento superior a 90 días desde el momento de la inversión).

(2) Corresponden a acuerdos de concesión los cuales incluyen a Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goias S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A. (cuyos saldos al 31 de diciembre de 2018 son MUS$871.657, MUS$487.241, MUS$33.507 y MUS$979.230, respectivamente). La legislación vigente establece, entre otros aspectos, que el Gobierno, en su calidad de concedente, utilizará el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para efectuar el pago que le corresponde a las empresas concesionarias, como concepto de indemnización, por aquellos activos que no hayan sido amortizados al final del período de concesión. Mensualmente las distribuidoras ajustan los importes en libros del activo financiero, computado el valor presente de los flujos de efectivo estimados, utilizando la tasa de interés efectiva al pago que le corresponde al fin de la concesión, ver nota 4.d.1.

(3) Correspondiente a acuerdo de concesión en Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande), ver nota 4.d.1.

Nota 11. Otros Activos y Pasivos no Financieros

a) La composición de otros activos no financieros al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es la siguiente:

	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
Otros activos no financieros	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
IVA Crédito Fiscal y Otros Impuestos	41.606	88.115	113.441	97.520
Fondo de aportaciones a Enel Distribución Goiás (*)	43.619	57.654	328.714	280.678
Servicios en curso prestados por terceros	61.725	41.882	-	-
Servicio en curso de I & D y Eficiencia Energética	32.840	13.055	-	-
Depositos Judiciales	-	-	278.261	149.545
Activos en construcción CINIIF 12 (**)	-	-	385.171	-
Gastos pagados por anticipado	32.255	15.453	-	-
Otros	95.687	67.473	35.121	32.683
Total	**307.732**	**283.632**	**1.140.708**	**560.426**

(*) A través de la Ley 17.555 del 20 de enero de 2012, el Estado de Goiás en Brasil creó el Fondo de Aporte a Enel Distribución Goiás (Fundo de Aporte à CELG D - FUNAC), regulado por el decreto N° 7.732, del 28 de septiembre de 2012, con el objetivo de reunir y destinar recursos financieros para el reembolso a Enel Distribución Goiás de los pagos de contingencias de cualquier naturaleza cuyo origen haya ocurrido hasta la venta del control accionario a Eletrobrás, conforme a los términos del acuerdo de accionistas y gestión, así como a los términos de cooperación de FUNAC. Los recursos del referido fondo dependen de aportes a ser efectuados por el gobierno del Estado de Goiás y los créditos recibidos por juicios ganados por Enel Distribución Goiás que son traspasados al fondo.
Ver nota 41.

(**) Corresponde a activos en construcción referente a concesiones de las subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goiás S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A.

b) La composición de otros pasivos no financieros al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es la siguiente:

	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
Otros pasivos no financieros	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	**31-12-2017 MUS$**
IVA Debito Fiscal y Otros Impuestos	256.581	219.019	67.966	81.769
Otros	13.539	34.065	37.257	41.748
Total	**270.120**	**253.084**	**105.223**	**123.517**

Nota 12. Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar

a) La composición de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es la siguiente:

	Saldo al			
	Corrientes		No Corrientes	
Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	**4.350.373**	**2.932.551**	**907.022**	**616.793**
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	3.017.469	2.342.813	171.513	96.367
Otras cuentas por cobrar, bruto (1)	1.332.904	589.738	735.509	520.426

	Saldo al			
	Corrientes		No Corrientes	
Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	**3.551.022**	**2.377.789**	**906.508**	**616.793**
Cuentas comerciales por cobrar, neto	2.264.869	1.791.262	171.513	96.367
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	1.286.153	586.527	734.995	520.426

(1) Incluye principalmente al 31 de diciembre de 2018, cuentas por cobrar al personal por MUS$22.906 (MUS$22.330 al 31 de diciembre de 2017); cuentas por cobrar de nuestras subsidiarias brasileñas Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A. como consecuencia de la firma en diciembre de 2014 del addendum en los contratos de concesión en donde se reconoce como compensables determinados costos incurridos por las compañías distribuidoras a recuperar y/o compensar en períodos tarifarios posteriores por MUS$1.241.355 (MUS$365.086 al 31 de diciembre de 2017), las cuales se encuentran garantizadas por el estado brasileño; cuentas por cobrar por MUS$216.699 (MUS$243.022 al 31 de diciembre de 2017) a consumidores de "baja renta" (bajos ingresos) a los cuales se les realiza un descuento social, lo que determina una tarifa final denominada de "baja renta", donde el Estado brasileño compensa a nuestras subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goias y Enel Distribución Sao Paulo S.A., ese descuento a título de subsidio estatal; cuentas por cobrar relacionadas con proyecto VOSA en Argentina por MUS$251.909 (MUS$353.738 al 31 de diciembre de 2017).

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

El grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 13.1.

b) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas, pero no deterioradas es el siguiente:

	Saldo al	
Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas (*)	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
Con antiguedad menor de tres meses	452.556	410.907
Con antiguedad entre tres y seis meses	133.316	93.335
Con antiguedad entre seis y doce meses	68.973	48.104
Con antiguedad mayor a doce meses	93.200	52.305
Total	**748.045**	**604.651**

(*) Estos saldos corresponden a cuentas por cobrar vencidas no deterioradas y a la porción no afecta a provisión de otras cuentas por cobrar vencidas.

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

Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente y no corriente MUS$
Saldo al 1 de enero de 2017	**288.380**
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	124.120
Montos castigados	(81.995)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(18.406)
Otros movimientos	242.663
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**554.762**
Ajuste Saldo Inicial por NIIF 9	10.286
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	114.671
Montos castigados	(47.959)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(106.837)
Otros movimientos	274.942
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**799.865**

(*) Ver Nota 31. Pérdidas por deterioro de activos financieros.

El aumento de las provisiones por deterioro de cuentas comerciales de Enel Américas ascendió a MUS$114.671 y MUS$124.120 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente (Ver Nota 31).

Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En el caso de nuestro negocio de Generación, para los pocos casos que ocurren en cada país, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones. En nuestro negocio de Distribución, considerando las casuísticas propias de cada país, el proceso supone al menos 6 meses en Argentina y Brasil y 12 meses en Colombia y Perú. Con todo, el riesgo de incobrabilidad, y por lo tanto el castigo de nuestros clientes, es limitado. (Ver notas 4.f.3 y 22.5).

d) Información adicional:

- Información adicional estadística requerida por oficio circular N° 715 de la CMF, de fecha 3 de febrero de 2012, (taxonomía XBRL). Ver Anexo 2.
- Información complementaria de Cuentas Comerciales. Ver Anexo 2.1.

Nota 13. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

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

Las transacciones entre sociedades que integran el Grupo Enel Américas han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta nota.

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

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

13.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es la siguiente:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

							Saldo al			
							Corriente		No corriente	
R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
Extranjera	Endesa España	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Más de 90 días	18	18	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	1	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	79	35	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	72	-	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz común	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	75	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	21	41	108	255
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	32	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	1.289	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	753	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	10	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	3	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	2	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	22	22	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.354	4	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	7	1.489	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	24	16	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	97	94	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	120	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	373	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	879	918	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	267	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.p.a	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	72	-	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	Mexico	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	17	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	Mexico	Matriz Común	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	29	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	Mexico	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	36	37	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	3.059	1.670	1.544	2.590
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	1.312	260	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	19	25	-	-
Extranjera	E-Distribuzione Spa	Italia	Matriz Común	$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	6	12	-	-
Extranjera	E-Distribuzione Spa	Italia	Matriz Común	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	33	31	-	-
Extranjera	Enel Energia SPA	Italia	Matriz Común	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	83	87	-	-
Extranjera	Enel Green Power Argentina	Argentina	Matriz Común	$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	330	594	-	-
Extranjera	Enel Green Power North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	29	6	-	-
78.932.860-9	Gas Atacama Chile	Chile	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	108	126	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia SAS	Colombia	Matriz Común	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	155	343	-	-
Extranjera	Enel Iberia Srl	Italia	Matriz Común	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	29	-	-	-
Extranjera	Enel Iberia Srl	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.288	-	-	-
Extranjera	Energética Monzon S.A.C.	Perú	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	191	-	-	-
Extranjera	Energética Monzon S.A.C.	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	254	-	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	194	-	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	230	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Peru (USD)	Perú	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.091	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Peru (USD)	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	1.700	-	-	-
Extranjera	ENEL X S.R.L.	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	149	-	-	-
		Total					**14.337**	**7.403**	**1.652**	**2.845**

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

							Saldo al			
							Corriente		No corriente	
R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A.	España	Matriz común	$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	29	57	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	81	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	237	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	237	258	-	-
78.932.860-9	Gas Atacama Chile	Chile	Matriz común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	153	81	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	202	-	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	170	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	11	-	-	-
Extranjera	E-Distribuzione Spa	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	2.439	1.731	-	-
Extranjera	E-Distribuzione Spa	Italia	Matriz Común	Euros	Compra de materiales	Menos de 90 días	-	897	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	136	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	9.850	7.865	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.637	1.302	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	153	261	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz común	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	60	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	209	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	17	16	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	2.329	1.809	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	185	270	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	116	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	46	3.198	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	6.422	2.961	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	664	2.386	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz común	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	616	-	-	-
Extranjera	Enel Map	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	16.089	-	-	-
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Matriz común	$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	12	60	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	3.268	1.857	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	11.644	15.972	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	812	603	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	45.886	41.175	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	5.546	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	US$	Dividendos	Menos de 90 días	186.697	110.188	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	127	232	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	121	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	-	57	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz común	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	586	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	38.825	24.302	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	-	274	-	-
76.250.019-1	Enel Green Power Chile Ltda.	Chile	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	63	63	-	-
Extranjera	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	53	58	-	-
Extranjera	Enel Green Power SPA	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	3.074	80	-	-
Extranjera	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	77	-	-
Extranjera	Enel Iberia SRL	Italia	Matriz Común	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	155	-	-	-
Extranjera	Enel Iberia SRL	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.315	-	-	-
Extranjera	Enel Sole	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	999	-	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation SRL	Italia	Matriz Común	$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	2.913	-	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation SRL	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.467	-	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation SRL	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.110	-	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	371	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Peru (USD)	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	101	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Peru (USD)	Peru	Matriz Común	Soles	Compra de Energía	Menos de 90 días	513	-	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	2.171	-	-	-
Extranjera	Cesi S.p.A.	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	343	-	-	-
Extranjera	Endesa Distribución Eléctrica	España	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	273	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	Colombia	Matriz común	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	162	-	-	-
Extranjera	ENEL X S.R.L.	Italia	Matriz común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	523	-	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	Real	Prest. Por pagar (*)	Más de 90 días	2.466.231	-	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	Real	Prest. Por pagar (*)	Más de 90 días	77.566	-	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	Real	Prest. Por pagar (*)	Más de 90 días	108.590	-	-	-
		Total					**2.996.668**	**225.027**	**-**	**-**

(*) Ver nota d) a continuación

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

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

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz común	Otros ingresos de explotación	-	90	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	103	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz común	Otros ingresos de explotación	-	-	65
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	-	-	(127)
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz común	Consumo de combustible	-	-	(16.975)
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(53)	(160)	(39)
76.418.940-K	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	Consumo de gas	-	-	(20.267)
76.418.940-K	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	Transporte de gas	-	-	(13.197)
76.418.940-K	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	Otros ingresos financieros	-	-	2
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	Ventas de energía	-	-	657
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	Peajes	-	-	(223)
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	-	-	(55)
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	Otros gastos fijos de explotación	-	-	(2.438)
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	Servicios externalizados	(1.739)	(2.761)	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz común	Compras de energías	-	-	(2.195)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz común	Peajes	-	-	(63)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	-	-	88
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz común	Ventas de energía	-	-	194
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	-	(234)	(1.214)
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Otros ingresos de explotación	-	10	4
96.806.130-5	Electrogas S.A. (*)	Chile	Asociada	Peajes	-	-	(1.309)
96.806.130-5	Electrogas S.A. (*)	Chile	Asociada	Consumo de combustible	-	-	259
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz común	Otros ingresos de explotación	-	-	231
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	231	259	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	-	-	9
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	-	-	(2.487)
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Ventas de energía	-	-	9.101
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Otros ingresos de explotación	-	-	25
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Otras prestaciones de servicios	-	-	3.280
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Otros gastos fijos de explotación	-	-	(7)
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Peajes	-	-	(1.926)
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (*)	Chile	Negocio Conjunto	Peajes	-	-	(364)
Extranjera	Endesa España	España	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(149)	(150)	(170)
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz común	Otros ingresos de explotación	-	-	71
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(2.055)	(1.249)	(821)
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz común	Compras de energías	-	-	(1.208)
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz común	Peajes	-	-	(60)
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	-	-	53
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz común	Ventas de energía	-	-	51
76.052.206-6	Parque Eolico Valle de los Vientos S.A. (*)	Chile	Matriz común	Compras de energías	-	-	(4.155)
76.052.206-6	Parque Eolico Valle de los Vientos S.A. (*)	Chile	Matriz común	Ventas de energía	-	-	206
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA (*)	Chile	Matriz común	Ventas de energía	-	-	59
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA (*)	Chile	Matriz común	Compras de energía	-	-	(150)
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(1.016)	(12.758)	(18.284)
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(2.144)	(1.686)	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Otros ingresos de explotación	608	593	153
Extranjera	ENEL ITALIA SERVIZI SRL	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(16.630)	(16.805)	-
Extranjera	ENEL ITALIA GLOBAL	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(1.505)	-	(6.120)
76.179.024-2	Parque Eolico Tal Tal S.A. (*)	Chile	Matriz común	Compras de energías	-	-	(6.480)
76.179.024-2	Parque Eolico Tal Tal S.A. (*)	Chile	Matriz común	Ventas de energía	-	-	38
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(641)	(532)	(487)
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	Mexico	Matriz común	Otras prestaciones de servicios	-	54	19
Extranjera	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	-	(93)	(192)
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Materiales	-	-	5.204
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(55)	(169)	(262)
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros Ingresos financieros	-	-	49
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	-	-	(19)
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros Ingresos financieros	-	-	1.543
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	-	-	77
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(73)	(264)	(4.244)
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	-	(599)
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	-	-	79
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	-	-	128
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	(3.328)	(3.381)
76.788.080-4	Gas Atacama Chile	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(443)	(465)	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros Gastos financieros	-	-	(490)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(8.128)	-	4.244

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros Ingresos financieros	-	431	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	-	16	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	(3.931)	(8.055)
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Asociada	Otras prestaciones de servicios	8	14	15
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Asociada	Otros gastos fijos de explotación	(101)	(162)	(150)
Extranjera	E-Distribuzione Spa	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(619)	(143)	(94)
Extranjera	Enel Energía SPA	Italia	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	3	88	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia SAS	Colombia	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	314	263	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	24.333	31.250	5.411
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(126.627)	(108.947)	(36.486)
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	196	160	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	-	12	280
Extranjera	Enel Green Power Argentina	Argentina	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	-	589	-
Extranjera	Enel Green Power North Amercia Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	24	6	-
Extranjera	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(122)	(58)	-
Extranjera	Enel Green Power Spa	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(3.307)	(81)	-
Extranjera	Enel Iberia SRL	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(283)	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation SRL	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(5.561)	-	-
Extranjera	Enel Green Power Peru (USD)	Perú	Matriz Común	Peajes de Electricidad	(2.089)	-	-
Extranjera	Enel Green Power Peru (USD)	Perú	Matriz Común	Compra de Energía	(2.802)	-	-
Extranjera	Enel Green Power Peru (USD)	Perú	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	2.371	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	3	-	-
Extranjera	Enel Map	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(15.986)	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(2.238)	-	-
Extranjera	Energética Monzon S.A.C.	Perú	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	380	-	-
Extranjera	Endesa Distribución Eléctrica	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(282)	-	-
Extranjera	ENEL X S.R.L.	Italia	Matriz común	Otros gastos fijos de explotación	(327)		
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz común	Otros Gastos financieros	(43.873)		
				Total	**(210.274)**	**(120.141)**	**(123.198)**

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

d) Transacciones significativas Enel Américas:

- En mayo de 2017, Enel Américas S.A. otorgó préstamos de corto plazo a Enel Chile S.A. por M$150.000.000 (MUS$224.075), los cuales fueron amortizados completamente el 25 de mayo de 2017. Dichos préstamos devengaron una tasa de interés de TIP + 0,05% mensual. Al 31 de diciembre de 2018, no había deuda vigente entre Enel Américas S.A. y Enel Chile S.A.
- El 26 de septiembre de 2018, Enel Finance International NV formalizó con Enel Brasil, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de R$ 9.400 millones (aproximadamente US$2.500 millones), el cual fue desembolsado el 5 de octubre de 2018. Los fondos de esta financiación fueron usados para el prepago de las notas promisorias que mantenía Enel Brasil y Enel Sudeste emitidas para la compra de Eletropaulo, hoy Enel Distribución Sao Paulo.

13.2 Directorio y personal clave de la gerencia

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

El Directorio vigente al 31 de diciembre de 2018, corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 28 de abril de 2017, el cual quedó conformado por las siguientes personas:

Sr. Francisco de Borja Acha Besga
Sr. José Antonio Vargas Lleras
Sr. Livio Gallo
Sr. Enrico Viale
Sr. Hernán Somerville Senn
Sr. Patricio Gómez Sabaini
Sr. Domingo Cruzat Amunátegui

En sesión de Directorio del 29 de abril de 2016, fueron elegidos como Presidente del Directorio, don Francisco de Borja Acha Besga, como Vicepresidente del Directorio, don José Antonio Vargas Lleras, y como Secretario del Directorio, don Domingo Cruzat Amunátegui.

Asimismo, en la sesión de Directorio antes señalada se procedió a la designación del Comité de Directores, regido por la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas y Sarbanes-Oxley Act, el cual quedó integrado por los Directores independientes señores Hernan Somerville Senn, Patricio Gómez Sabaini y Domingo Cruzat Amunátegui. El Presidente y Secretario del Comité de Directores designados fueron don Hernan Somerville Senn y don Domingo Cruzat Amunátegui, respectivamente.

El Directorio designó como Experto Financiero del Comité de Directores de Enel Américas S.A., a don Hernan Somerville Senn.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

• Cuentas por cobrar y pagar

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

• Otras transacciones

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

b) Retribución del Directorio.

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

El beneficio consiste en pagar al Directorio una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Directorio. Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 216 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 79,2 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión, todo con un máximo de 16 sesiones en total, sean ordinarias o extraordinarias, dentro del ejercicio correspondiente.

De conformidad con lo dispuesto en los estatutos sociales la remuneración del Presidente del Directorio será el doble de la que corresponde a un Director.

En el evento que un Director de Enel Américas tenga participación en más de un Directorio de subsidiarias y/o asociadas, nacionales o extranjeras, o se desempeñare como director o consejero de otras sociedades o personas jurídicas nacionales o extranjeras en las cuales Enel Américas S.A. ostente directa o indirectamente, alguna participación, sólo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.

Los ejecutivos de Enel Américas S.A. y/o de sus subsidiarias o asociadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades subsidiarias, asociadas, o participadas en alguna forma, nacionales o extranjeras de Enel Américas S.A.. Con todo, tales remuneraciones o dietas podrán ser percibidas para sí por los ejecutivos en la medida que ello sea autorizado, previa y expresamente, como un anticipo de la parte variable de su remuneración por las respectivas sociedades con las cuales se hallan vinculadas por un contrato de trabajo.

Comité de Directores:

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

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 72 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 26,4 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión. todo con un máximo de 16 sesiones en total, sean ordinarias o extraordinarias, dentro del ejercicio correspondiente.

A continuación, se detallan las retribuciones del Directorio de Enel Américas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016:

				31-12-2018		
RUT	Nombre	Cargo	Período de desempeño	Directorio de Enel Américas MUS$	Directorio de filiales MUS$	Comité de Directores MUS$
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga (1)	Presidente	enero - diciembre 2018	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras (2)	Vicepresidente	enero - diciembre 2018	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale (4)	Director	enero - diciembre 2018	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo (3)	Director	enero - diciembre 2018	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2018	166	-	50
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini (5)	Director	enero - diciembre 2018	163	-	50
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui (6)	Director	enero - diciembre 2018	166	-	50
	TOTAL			**495**	**-**	**150**

				31-12-2017		
RUT	Nombre	Cargo	Período de desempeño	Directorio de Enel Américas MUS$	Directorio de filiales MUS$	Comité de Directores MUS$
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga (1)	Presidente	enero - diciembre 2017	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras (2)	Vicepresidente	enero - diciembre 2017	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale (4)	Director	enero - diciembre 2017	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo (3)	Director	enero - diciembre 2017	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2017	121	-	40
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini (5)	Director	enero - diciembre 2017	121	-	39
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui (6)	Director	enero - diciembre 2017	119	-	39
	TOTAL			**361**	**-**	**118**

				31-12-2016		
RUT	Nombre	Cargo	Período de desempeño	Directorio de Enel Américas MUS$	Directorio de filiales MUS$	Comité de Directores MUS$
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	January - October 2014	-	-	-
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	Enero - Junio 2016	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Vicepresidente	Mayo - Junio 2016	-	-	-
Extranjero	Francesco Starace	Vicepresidente	Enero - Abril 2016	-	-	-
4.975.992-4	Herman Chadwick Piñera	Director	Enero - Junio 2016	37	-	12
Extranjero	Enrico Viale	Director	Mayo - Junio 2016	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo	Director	Mayo - Junio 2016	-	-	-
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	Enero - Abril 2016	37	-	12
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	Enero - Junio 2016	105	-	35
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	Mayo - Junio 2016	74	-	25
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	Mayo - Junio 2016	74	-	25
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	enero - junio 2016	-	-	-
Extranjero	Alberto de Paoli	Director	Enero - Junio 2016	-	-	-
Extranjero	Francesca Di Carlo	Director	Enero - Junio 2016	-	-	-
	TOTAL			**327**	**-**	**109**

(1) Con fecha 30 de septiembre de 2015 el Sr. Francisco de Borja Acha Besga asumió como Presidente, fue nombrado nuevamente como Presidente con fecha 29 de abril de 2016. No percibe honorarios.
(2) El Sr. José Antonio Vargas Lleras fue nombrado como Vicepresidente con fecha 29 de abril de 2016. No percibe honorarios.
(3) El Sr. Livio Gallo fue nombrado como Director el 28 de abril de 2016. No percibe honorarios.
(4) El Sr. Enrico Viale fue nombrado como Director con fecha 28 de abril de 2016. No percibe honorarios.
(5) El Sr. Patricio Gómez Sabaini fue nombrado como Director con fecha 28 de abril de 2016.
(6) El Sr. Domingo Cruzat Amunátegui fue nombrado como Director con fecha 28 de abril de 2016.

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

13.3 Retribución del personal clave de la gerencia

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia

Personal clave de la gerencia		
RUT	Nombre	Cargo
Extranjero	Maurizio Bezzeccheri (1)	Gerente General
Extranjero	Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira (2)	Gerente Administración, Finanzas y Control
Extranjero	Bruno Stella (3)	Gerente de Planificación y Control
Extranjero	Raffaele Cutrignelli (4)	Gerente de Auditoría Interna
15.307.846-7	José Miranda Montecinos (5)	Gerente de Comunicación
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto	Fiscal y Secretario del Directorio

Los señores José Miranda Montecinos y Domingo Valdés Prieto, ejecutivos principales de Enel Américas, son remunerados exclusivamente por la sociedad Enel Chile S.A. quien es su empleador, pero prestan servicios a la sociedad en virtud de un contrato intercompañía entre dichas sociedades.

(1) El Sr. Maurizio Bezzeccheri asumió el 1 de agosto de 2018 como Gerente General en reemplazo del Sr. Luca D'Agnese quien presentó su renuncia voluntaria, prestando sus servicios hasta el 31 de julio de 2018.
(2) El Sr. Paolo Pallotti presentó su renuncia voluntaria, prestando sus servicios hasta el 30 de septiembre de 2018. En su reemplazo fue designado el Sr. Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira a partir del 1 de octubre de 2018.
(3) El Sr. Bruno Stella asumió el 1 de julio de 2018 como Gerente de Planificación y Control en remplazo del Sr. Emanuele Brandolini.
(4) El Sr. Raffaele Cutrignelli asumió el 1 de octubre de 2016 como Gerente de Auditoría Interna.
(5) El Sr. José Miranda Montecinos asumió el 1 de diciembre de 2014 como Gerente de Comunicaciones.

Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

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

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

	Saldo al		
	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
Remuneración	2.586	4.046	4.917
Beneficios a corto plazo para los empleados	21	119	245
Beneficios por terminación	-	-	86
Total	**2.607**	**4.165**	**5.248**

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

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

13.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

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

Nota 14. Inventarios

La composición de los inventarios al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es la siguiente:

	Saldo al	
Clases de Inventarios	**31/12/2018 MUS$**	31/12/2017 MUS$
Suministros para la producción	29.959	25.989
Petróleo	23.128	16.232
Carbón	6.831	9.757
Repuestos	27.828	23.102
Materiales eléctricos	281.611	196.998
Total	**339.398**	**246.089**

No existen inventarios pignorados como garantía de cumplimiento de deudas.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a MUS$226.843, MUS$229.308 y MUS$362.156, respectivamente. Ver Nota 29.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

Nota 15. Activos y Pasivos por Impuestos

a) La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es la siguiente:

	Saldo al	
Activos por impuestos	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
Pagos provisionales mensuales	44.798	43.235
Otros	6.196	4.158
Total	**50.994**	**47.393**

b) La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es la siguiente:

	Saldo al	
Pasivos por Impuestos	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
Impuesto a la renta	192.924	172.638
Total	**192.924**	**172.638**

Nota 16. Inversiones Contabilizadas Utilizando El Método De La Participación

16.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación

a. A continuación, se presenta un detalle de las inversiones del Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 1/1/18 MUS$	Adiciones MUS$	Participación en Ganancia (Pérdida) MUS$	Dividendos declarados MUS$	Diferencia de conversión MUS$	Otro resultado Integral MUS$	Otros incremen-tos (decre-mentos) MUS$	Economía Hiperin-flacionaria Argentina MUS$	Saldo al 31-12-2018 MUS$	Provisión patrimonio negativo MUS$	Saldo al 31-12-2018 MUS$
Extranjero	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	22,22%	1.221	-	441	(1.145)	39	-	-	-	556	-	556
Extranjero	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	50,00%	14	-	(160)		(258)	-	-	640	236	-	236
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	830	-	1.027	(453)	(536)	-	-	-	868	-	868
Extranjero	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	671	-	1.144	(422)	(462)	-	-	-	931	-	931
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	40,90%	11	-	-	-	(6)	-	-	-	5	-	5
					TOTAL	**2.747**	**-**	**2.452**	**(2.020)**	**(1.223)**	**-**	**-**	**640**	**2.596**	**-**	**2.596**

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 1/1/17 MUS$	Adiciones MUS$	Participación en Ganancia (Pérdida) MUS$	Dividendos declarados MUS$	Diferencia de conversión MUS$	Otro resultado Integral MUS$	Otros incremen-tos (decre-mentos) MUS$	Economía Hiperin-flacionaria Argentina MUS$	Saldo al 31-12-2017 MUS$	Provisión patrimonio negativo MUS$	Saldo al 31-12-2017 MUS$
Extranjero	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	22,22%	-	-	1.606	-	(177)	-	-	-	1.429	(208)	1.221
Extranjero	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	50,00%	17	-	-	-	(3)	-	-	-	14	-	14
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	971	-	1.101	(1.076)	(166)	-	-	-	830	-	830
Extranjero	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	769	-	603	(565)	(136)	-	-	-	671	-	671
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	40,90%	13	-	-	-	(2)	-	-	-	11	-	11
					TOTAL	**1.770**	**-**	**3.310**	**(1.641)**	**(484)**	**-**	**-**	**-**	**2.955**	**(208)**	**2.747**

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

- Inversiones con influencia significativa

A continuación, se detalla información financiera al 31 de diciembre de 2018 y 2017 de los estados financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

	31 de diciembre de 2018									
Inversiones con influencia significativa	**% Participación Directo / Indirecto**	**Activo corriente MUS$**	**Activo no corriente MUS$**	**Pasivo corriente MUS$**	**Pasivo no corriente MUS$**	**Ingresos ordinarios MUS$**	**Gastos ordinarios MUS$**	**Ganacia (Pérdida) MUS$**	**Otro resultado integral MUS$**	**Resultado integral MUS$**
Yacylec S.A.	22,22%	2.914	732	1.032	110	2.984	(1.282)	1.702	179	1.881

	Saldo al 31 de diciembre de 2017									
Inversiones con influencia significativa	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente MUS$	Activo no corriente MUS$	Pasivo corriente MUS$	Pasivo no corriente MUS$	Ingresos ordinarios MUS$	Gastos ordinarios MUS$	Ganacia (Pérdida) MUS$	Otro resultado integral MUS$	Resultado integral MUS$
Yacylec S.A.	22,22%	9.491	811	4.559	249	13.923	(6.666)	7.257	(799)	6.458

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

No existen compromisos y contingencias significativas o restricciones a la disposicion de fondos, en compañìas asociadas y negocios conjuntos.

Nota 17. Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía

A continuación, se presentan los saldos de los activos intangibles distintos de la plusvalía al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

Activos intangibles	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
Activos Intangibles bruto	**10.257.585**	**6.423.636**
Servidumbre y Derechos de Agua	61.445	58.147
Concesiones	9.917.051	6.156.560
Costos de Desarrollo	13.928	15.180
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	28.947	39.411
Programas Informáticos	234.419	146.509
Otros Activos Intangibles Identificables	1.795	7.829

Activos Intangibles, Amortización y Deterioro	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	**(4.430.296)**	**(2.741.157)**
Activos Intangibles Identificables	**(4.430.296)**	**(2.741.157)**
Servidumbre y Derechos de Agua	(18.210)	(15.665)
Concesiones	(4.279.664)	(2.622.625)
Costos de Desarrollo	(9.673)	(13.124)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(14.829)	(14.158)
Programas Informáticos	(106.201)	(73.210)
Otros Activos Intangibles Identificables	(1.719)	(2.375)

Activos intangibles	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
Activos Intangibles netos	**5.827.289**	**3.682.479**
Servidumbre y Derechos de Agua	43.235	42.482
Concesiones Neto (1) (*)	5.637.387	3.533.935
Costos de Desarrollo	4.255	2.056
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	14.118	25.253
Programas Informáticos	128.218	73.299
Otros Activos Intangibles Identificables	76	5.454

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

Empresa titular de la concesión	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
Enel Distribución Río S.A.	716.210	1.006.398
Enel Distribución Ceará S.A.	586.767	705.638
Enel Distribución Goias S.A.	1.500.934	1.821.899
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	2.833.476	-
TOTAL	**5.637.387**	**3.533.935**

(*) Ver nota 4.d.1)

La composición y movimientos de los activos intangibles durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, han sido los siguientes:

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo MUS$	Servidumbres MUS$	Concesiones MUS$	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos MUS$	Programas Informáticos MUS$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto MUS$	Activos Intangibles, Neto MUS$
Saldo inicial al 01/01/2018	**2.056**	**42.482**	**3.533.935**	**25.253**	**73.299**	**5.454**	**3.682.479**
Movimientos en activos intangibles identificables							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	(23)	6.828	523.510	6.236	56.825	-	593.376
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	-	-	2.914.866	-	-	-	2.914.866
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(275)	(5.172)	(840.315)	(1.132)	(20.753)	(7)	(867.654)
Amortización	(524)	(1.653)	(349.932)	(1.995)	(12.865)	(28)	(366.997)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**-**	**1.647**	**(1.506)**	**40**	**5.162**	**(5.343)**	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	1.647	(1.506)	40	5.162	(5.343)	-
Disposiciones y retiros de servicio	**-**	**-**	**(34.273)**	**-**	**-**	**-**	**(34.273)**
Retiros de servicio	-	-	(34.273)	-	-	-	(34.273)
Economía Hiperinflacionaria Argentina	-	-	-	-	12.155	-	12.155
Otros incrementos (disminuciones)	3.021	(897)	(108.898)	(14.284)	14.395	-	(106.663)
Total movimientos en activos intangibles identificables	**2.199**	**753**	**2.103.452**	**(11.135)**	**54.919**	**(5.378)**	**2.144.810**
Saldo final al 31/12/2018	**4.255**	**43.235**	**5.637.387**	**14.118**	**128.218**	**76**	**5.827.289**

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo MUS$	Servidumbres MUS$	Concesiones MUS$	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos MUS$	Programas Informáticos MUS$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto MUS$	Activos Intangibles, Neto MUS$
Saldo inicial al 01/01/2017	**11.560**	**40.956**	**1.683.978**	**18.849**	**49.334**	**5.481**	**1.810.158**
Movimientos en activos intangibles identificables							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	611	2.453	825.256	8.184	34.569	-	871.073
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios			1.824.275				1.824.275
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	272	656	(80.562)	69	(2.483)	1	(82.047)
Amortización	(505)	(1.776)	(226.046)	(1.808)	(10.416)	(28)	(240.579)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**12**	**40**	**(133)**	**19**	**62**	**-**	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias	12	40	(133)	19	62	-	-
Disposiciones y retiros de servicio	**(9.894)**	**-**	**(7.087)**	**(60)**	**(259)**	**-**	**(17.300)**
Disposiciones	-	-	-	-	-	-	-
Retiros de servicio	(9.894)	-	(7.087)	(60)	(259)	-	(17.300)
Otros incrementos (disminuciones)	-	153	(485.746)	-	2.492	-	(483.101)
Total movimientos en activos intangibles identificables	**(9.504)**	**1.526**	**1.849.957**	**6.404**	**23.965**	**(27)**	**1.872.321**
Saldo final al 31/12/2017	**2.056**	**42.482**	**3.533.935**	**25.253**	**73.299**	**5.454**	**3.682.479**

Al 31 de diciembre de 2018, las principales adiciones a activos intangibles por concesiones por MUS$523.510 provienen principalmente de Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Sao Paulo S.A. y Enel Distribución Goias sobre inversiones en redes y extensiones para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, las cuales se registran en el rubro de concesiones, de acuerdo a CINIIF 12 (Ver Nota 4.d.1). Al 31 de diciembre de 2017, las principales adiciones a activos intangibles por un total de MUS$825.256 provienen principalmente de Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Goias.

Las adiciones de activos intangibles por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018 y 2017 fueron de MUS$593.376 y MUS$871.073, respectivamente.

La amortización de activos intangibles ascendió a MUS$351.114 y MUS$240.579 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente, la cual se presenta neta de impuestos Pis y Cofins en las subsidiarias brasileñas.

Durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso en el rubro de concesiones por un monto de MUS$82.662, MUS$68.186 y MUS$24.407, respectivamente.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 (Ver Nota 4.e).

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, la Sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

Nota 18. Plusvalía

A continuación, se presenta el detalle de la plusvalía por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial 1/1/17 MUS$	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera MUS$	Saldo Final 31-12-2017 MUS$	Combinación de Negocios MUS$	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera MUS$	Economía Hiperinflacionaria Argentina MUS$	Saldo Final 31-12-2018 MUS$
Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla)	Enel Distribución Río S.A.	260.989	(4.331)	256.658	-	(37.278)	-	219.380
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	14.395	119	14.514	-	(1.171)	-	13.343
Enel Generación El Chocón S.A.	Enel Generación El Chocón S.A.	6.679	(1.123)	5.556	-	(17.227)	37.926	26.255
Enel Distribución Perú S.A.	Enel Distribución Perú	68.704	2.594	71.298	-	(2.951)	-	68.347
EGP Cachoeira Dourada S.A.	EGP Cachoeira Dourada S.A.	95.698	(1.584)	94.114	-	(13.673)	-	80.441
Enel Generación Perú S.A.	Enel Generación Perú	129.315	4.882	134.197	-	(5.554)	-	128.643
Emgesa S.A. E.S.P.	Emgesa S.A. E.S.P.	6.368	53	6.421	-	(519)	-	5.902
Enel Perú S.A.	Enel Distribución Perú	20	1	21	-	(1)	-	20
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	1.215	(20)	1.195	-	(174)	-	1.021
Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce)	Enel Distribución Ceará S.A.	131.375	(2.174)	129.201	-	(18.772)	-	110.429
Enel Distribución Sao Paulo	Enel Distribución Sao Paulo	-	-	-	563.858	(12.069)	-	551.789
Total		**714.758**	**(1.583)**	**713.175**	**563.858**	**(109.389)**	**37.926**	**1.205.570**

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 31 de diciembre de 2018 (Ver Nota 4.e).

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

1.- Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia e Serviços S.A.)
Con fecha 20 de noviembre de 1996, Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A., en conjunto con Endesa, S.A. y Electricidad de Portugal adquirieron el control de la sociedad Cerj S.A. (actualmente Enel Distribución Río S.A.) del estado de Río de Janeiro en Brasil. Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. compraron en conjunto un 42% del total de acciones, en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño. Adicionalmente, con fecha 31 de diciembre del año 2000, Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. compraron el 18,5%, alcanzando un total de 60,5% directa e indirectamente.

2.- Enel Distribución Ceará S.A. (ex Compañía Energética Do Ceará S.A.)
Entre los años 1998 y 1999, Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A., en conjunto con Endesa, S.A., adquirieron la Compañía de Distribución Eléctrica del Estado de Ceará (actualmente Enel Distribución Ceará S.A.) en el noreste de Brasil en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño.

3.- Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (Codensa S.A.)
Con fecha 23 de octubre del año 1997, Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. adquirieron en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de la sociedad Colombiana Codensa S.A., empresa que distribuye electricidad en Santa Fé de Bogotá de Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

4.- Enel Generación El Chocón S.A.
Con fecha 31 de agosto del año 1993, Enel Generación Chile S.A se adjudicó el 59% de la propiedad de Enel Generación El Chocón en licitación pública internacional convocada por el Gobierno Argentino.

5.- Enel Distribución Perú S.A.
Con fecha 15 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima, Enel Américas S.A. adquirió un 24% de participación adicional del capital social de Enel Distribución Perú S.A.

6.- EGP Cachoeira Dourada S.A.
Con fecha 5 de septiembre del año 1997, nuestra filial Enel Generación Chile S.A se adjudicó el 79% de EGP Cachoeira Dourada S.A. en el estado de Goias, por llamado a licitación pública del Gobierno Brasileño.

7.- Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)
Con fecha 9 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima (Perú), nuestra filial Enel Generación Chile S.A adquirió un 29,3974% de participación adicional del capital social de Enel Generación Perú.

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

9.- Enel Distribución Sao Paulo S.A.
Con fecha 7 de junio de 2018, nuestra subsidiaria Enel Brasil adquirió participación accionaria en Enel Distribución Sao Paulo S.A. (ver Nota 7.2).

Nota 19. Propiedades, Planta y Equipo

A continuación, se presentan los saldos de las propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**15.700.505**	**12.994.643**
Construcción en Curso	1.059.070	829.559
Terrenos	163.660	155.485
Edificios	284.496	215.100
Plantas y Equipos de Generación	7.318.697	6.513.960
Infraestructura de Red	6.210.147	4.758.475
Instalaciones Fijas y Accesorios	413.689	293.738
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	250.746	228.326

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	**(7.013.678)**	**(4.902.176)**
Edificios	(147.041)	(87.543)
Plantas y Equipos de Generación	(3.596.514)	(2.562.137)
Infraestructura de Red	(2.984.132)	(2.026.878)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(218.600)	(180.655)
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	(67.391)	(44.963)

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	**8.686.827**	**8.092.467**
Construcción en Curso	1.059.070	829.559
Terrenos	163.660	155.485
Edificios	137.455	127.557
Plantas y Equipos de Generación	3.722.183	3.951.823
Infraestructura de Red	3.226.015	2.731.597
Instalaciones Fijas y Accesorios	195.089	113.083
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	183.355	183.363

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, han sido los siguientes:

	Movimientos período 2018	Construcción en Curso MUS$	Terrenos MUS$	Edificios, Neto MUS$	Plantas y Equipos de Generación, Neto MUS$	Infraestructura de Red, Neto MUS$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto MUS$	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto MUS$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto MUS$
Saldo inicial al 01/01/2018		**829.559**	**155.485**	**127.557**	**3.951.823**	**2.731.597**	**113.083**	**183.363**	**8.092.467**
Movimientos	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	795.114	2.781	-	10.505	-	11.325	3.342	823.067
	Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	-	18.036	18.036
	Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(248.533)	(21.014)	(28.793)	(443.320)	(850.680)	(26.004)	(8.610)	(1.626.954)
	Depreciación	-	-	(6.969)	(275.444)	(194.488)	(23.311)	(11.220)	(511.432)
	Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (1)	-	-	-	66.988	-	-	-	66.988
	Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**(555.758)**	**5.203**	**7.625**	**174.583**	**274.079**	**97.063**	**(2.795)**	**-**
	Incrementos (disminuciones) por transferencias	(555.758)	5.203	7.625	174.583	274.079	97.063	(2.795)	-
	Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(555.758)	5.203	7.625	174.583	274.079	97.063	(2.795)	-
	Disposiciones y retiros de servicio	**(354)**	**(836)**	**(5)**	**(11.016)**	**(6.323)**	**(551)**	**(251)**	**(19.336)**
	Disposiciones	-	(820)	(5)	-	-	(59)	-	(884)
	Retiros	(354)	(16)	-	(11.016)	(6.323)	(492)	(251)	(18.452)
	Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	(5.825)	-	-	-	(5.825)
	Economía Hiperinflacionaria Argentina	221.193	22.045	37.959	260.229	1.246.868	8.194	-	1.796.488
	Otros incrementos (disminución)	17.849	(4)	81	(6.340)	24.962	15.290	1.490	53.328
	Total movimientos	**229.511**	**8.175**	**9.898**	**(229.640)**	**494.418**	**82.006**	**(8)**	**594.360**
Saldo final al 31/12/2018		**1.059.070**	**163.660**	**137.455**	**3.722.183**	**3.226.015**	**195.089**	**183.355**	**8.686.827**

	Movimientos período 2017	Construcción en Curso MUS$	Terrenos MUS$	Edificios, Neto MUS$	Plantas y Equipos de Generación, Neto MUS$	Infraestructura de Red, Neto MUS$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto MUS$	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto MUS$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto MUS$
Saldo inicial al 01/01/2017		**848.636**	**151.430**	**106.212**	**4.013.530**	**2.349.651**	**93.653**	**130.044**	**7.693.156**
Movimientos	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	815.269	3	13	6.338	-	3.454	326	825.403
	Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	13.212	-	13.212
	Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(37.686)	1.646	(1.362)	18.836	(66.040)	(3.930)	4.936	(83.600)
	Depreciación	-	-	(4.729)	(216.852)	(151.856)	(21.403)	(12.695)	(407.535)
	Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	(10.242)	54.819	-	-	44.577
	Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**(796.707)**	**2.631**	**23.609**	**141.901**	**547.973**	**17.961**	**62.632**	**-**
	Incrementos (disminuciones) por transferencias	(796.707)	2.631	23.609	141.901	547.973	17.961	62.632	-
	Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(796.707)	2.631	23.609	141.901	547.973	17.961	62.632	-
	Disposiciones y retiros de servicio	**(111)**	**(169)**	**(267)**	**(488)**	**(3.007)**	**(2.975)**	**(73)**	**(7.090)**
	Disposiciones	5	(169)	(244)	-	-	(3)	-	(411)
	Retiros	(116)	-	(23)	(488)	(3.007)	(2.972)	(73)	(6.679)
	Otros incrementos (disminución)	158	(56)	4.081	(1.200)	57	13.111	(1.807)	14.344
	Total movimientos	**(19.077)**	**4.055**	**21.345**	**(61.707)**	**381.946**	**19.430**	**53.319**	**399.311**
Saldo final al 31/12/2017		**829.559**	**155.485**	**127.557**	**3.951.823**	**2.731.597**	**113.083**	**183.363**	**8.092.467**

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

Las principales adiciones a propiedad, planta y equipo corresponden a inversiones en plantas en funcionamiento y a nuevos proyectos por MUS$823.067 y MUS$825.403 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente.

En el negocio de generación destacan las inversiones en centrales de ciclo combinado e hidroeléctricas en las subsidiarias Enel Generación Perú S.A., Emgesa y Enel Generación Costanera que implicaron adiciones al 31 de diciembre de 2018

por MUS$283.241 (al 31 de diciembre 2017 destacan las inversiones en centrales de ciclo combinado e hidroeléctricas en las subsidiarias Enel Generación Perú S.A., Emgesa y Enel Generación Costanera por MUS$174.259), mientras que en los negocios de distribución las mayores inversiones que han sido realizadas corresponden a extensiones y redes para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, por MUS$538.025 al 31 de diciembre de 2018 (MUS$570.574 al 31 de diciembre 2017).

La depreciación de propiedad, planta y equipo ascendió a MUS$511.326 y MUS$407.535 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente, la cual se presenta neta de impuestos Pis y Cofins en las subsidiarias brasileñas.

b) Costos capitalizados

b.1) Gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 ascendió a MUS$19.329, MUS$8.054 y MUS$30.939, respectivamente (Ver Nota 34). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 8,52%, 9,44% y 18,06% al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente.

b.2) Gastos de personal capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 ascendió a MUS$95.335, MUS$105.000 y MUS$75.042, respectivamente.

c) Arrendamiento financiero

Al 31 de diciembre de 2018, las propiedades, plantas y equipos incluyen MUS$183.355 correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero (MUS$183.363 al 31 de diciembre de 2017).

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

	31-12-2018			31-12-2017		
	Bruto MUS$	**Interés MUS$**	**Valor presente MUS$**	Bruto MUS$	Interés MUS$	Valor presente MUS$
Menor a un año	39.300	3.633	35.667	26.991	344	26.647
Entre un año y cinco años	97.362	11.056	86.306	83.287	5.442	77.845
Total	**136.662**	**14.689**	**121.973**	**110.278**	**5.786**	**104.492**

Activos en leasing provienen principalmente de Enel Generación Piura y corresponden esencialmente a lo siguiente:

- Contrato de arrendamiento financiero con el Banco de Crédito del Perú, el cual tiene un plazo de 9 años a una tasa fija en dólares estadounidenses de 5,8% y con amortizaciones trimestrales que se iniciaron el 31 de marzo de 2014. Este arrendamiento financiero se suscribió para financiar la Unidad de "Reserva fría de generación".
- Con fecha 21 de julio de 2016, se firmó un contrato de arrendamiento financiero con el Banco de Crédito del Perú. Dicho arrendamiento tiene un plazo de 5 años a una tasa fija en dólares estadounidenses de 3,68% y con amortizaciones trimestrales que iniciaron en el segundo semestre de 2018. Este arrendamiento financiero se suscribió para financiar un compresor y una estación de gas natural para la unidad de "Reserva fría de generación" de la central térmica de Malacas (TG5).
- Contrato de arrendamiento financiero suscrito el 16 de diciembre de 2015 con el Scotiabank, el cual tiene un plazo de 6 años y medio a una tasa fija en dólares estadounidenses de 3,75%, con amortizaciones trimestrales que iniciaron en septiembre de 2017. Este arrendamiento financiero se suscribió para financiar la nueva turbina TG-6 para la Central Térmica Malacas (TG6).

d) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 incluyen MUS$27.885, MUS$26.448 y MUS$17.271, respectivamente, que se relacionan con el devengo durante los citados períodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos fijos en explotación.

Al 31 de diciembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
Menor a un año	16.700	15.889
Entre un año y cinco años	44.728	27.689
Más de cinco años	13.294	13.344
Total	**74.722**	**56.922**

e) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de diciembre de 2018, compromisos de adquisición de bienes de activo fijo por MUS$440.385 (MUS$596.957 al 31 de diciembre de 2017).

ii) Al 31 de diciembre de 2018, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de MUS$7.692 (MUS$26.156 al 31 de diciembre de 2017). (Ver Nota 36.1).

iii) La Sociedad y sus subsidiarias extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000 millones (MUS$1.145.550) para el caso de las generadoras y de MM€$50 (MUS$57.278) para las distribuidoras, incluyéndose por estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Adicionalmente la empresa cuenta con seguros de Responsabilidad Civil para enfrentar demandas de terceros por un límite de MM€500 (MUS$572.775). Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro de otros activos no financieros.

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

Al cierre del ejercicio 2011, Enel Américas registró una pérdida por deterioro relacionada a las Propiedades, Plantas y Equipos de Empresa Distribuidora Sur S.A. Al 31 de diciembre de 2017, el monto registrado como deterioro por MUS$54.819 (ver nota 4.e), fue reversado en su totalidad.

v) En noviembre del 2010, la Compañía firmó el contrato CEQ- 21 con el Consorcio Impregilo – Obras con Huarte Lain (OHL), el cual tenía por objeto la construcción de las obras civiles principales del proyecto hidroeléctrico El Quimbo.

Durante el año 2015 el Consorcio Impregilo OHL presentó ante LA COMPAÑÍA una serie de reclamaciones y notas de órdenes de cambio (Noc's) producto de afectaciones económicas por las obras ejecutadas en el Contrato CEQ-21 Obras Civiles Principales Proyecto Hidroeléctrico EL QUIMBO.

En sesión ordinaria de junta directiva N° 436 celebrada el día 19 de octubre de 2016 fueron realizados los análisis técnicos y legales del contrato pactado entre la Compañía y el Consorcio Impregilo, como resultado de las mesas de negociación previas realizadas entre septiembre de 2015 y marzo de 2016. La compañía en aras de evitar un proceso de arbitraje a futuro, decidió cerrar la negociación con el contratista en el mes de agosto de 2016. La pretensión inicial del contratista era de Col $204.351 millones (MUS$62.926) entre reclamaciones y notas de orden de cambio y se acordó pagar el valor de Col $57.459 millones (MUS$17.693) más un valor de Col $2.800 millones (MUS$862) por el acta de cierre de contrato para un total de $ Col 60.259 millones (MUS$18.556); estos valores fueron autorizados por la compañía para ser incluidos dentro del contrato CEQ 021.

En el mes de octubre de 2016, la compañía como parte del análisis de las actividades incluidas dentro de la provisión constituida para garantizar el cumplimiento de las obligaciones derivadas de la construcción de la central, efectuó ajustes a algunas actividades que fueron consideradas no necesarias e incluyendo los reajustes a los precios del contrato acordados en junta directiva y formalizados en addendum 17 y cuyo pago por un monto total de Col $74.800 millones (MUS$23.033) fue realizado en febrero de 2017.

vi) En Enel Generación Costanera, producto de la aplicación de NIC 29 – Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias, el valor en libros de Propiedades, planta y equipo al 1 de enero de 2018 excedía su valor recuperable, por lo cual se registró un deterioro de MUS$ 162.274 (equivalentes a ARG M$3.102.739, al tipo de cambio de dicha fecha).

Al cierre del ejercicio 2018 Enel Generación Costanera registró una reversión parcial del deterioro antes mencionado por MUS$70.513 (equivalentes a ARG M$2.656.082 al tipo de cambio de cierre de 2018), el cual se reconoció en los resultados del ejercicio, producto principalmente del impacto positivo que la depreciación del peso argentino tuvo sobre los ingresos de la compañía (los ingresos están denominados en dólares).

Nota 20. Impuesto a las Ganancias e Impuestos Diferidos

a) Impuesto a las ganancias

A continuación, se presentan los componentes del impuesto a las ganancias, correspondiente a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016:

	Saldo al		
(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(698.216)	(647.937)	(533.042)
Beneficios de carácter fiscal, procedentes de pérdidas fiscales, créditos fiscales o diferencias temporarias no reconocidos en periodos anteriores utilizadas para reducir el gasto por impuestos del periodo corriente (Créditos y/o beneficios al impuesto corriente)	20.104	30.041	28.471
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	7.692	24.030	(1.666)
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	(267)	485	(316)
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	**(670.687)**	**(593.381)**	**(506.553)**
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	228.505	28.259	7.260
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	4.662	54.967	(32.835)
Otros componentes del gasto (ingreso) por impuestos diferido	-	-	-
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	(412)	(8.979)	667
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	**232.755**	**74.247**	**(24.908)**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	**(437.932)**	**(519.134)**	**(531.461)**

A continuación, se presenta la conciliación entre el impuesto a las ganancias que resultaría de aplicar la tasa impositiva

general vigente al "Resultado Antes de Impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el Estado de Resultados Integrales Consolidados correspondiente a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	**31-12-2018 MUS$**	Tasa	31-12-2017 MUS$	Tasa	31-12-2016 MUS$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		**2.104.990**		**1.645.648**		**1.376.069**
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	**(27,00%)**	**(568.345)**	**(25,50%)**	**(419.637)**	**(24,00%)**	**(330.256)**
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(6,64%)	(139.772)	(10,93%)	(179.788)	(12,04%)	(165.722)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	19,16%	403.399	8,39%	138.031	5,54%	76.231
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(6,90%)	(145.156)	(7,76%)	(127.758)	(18,01%)	(247.867)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	0,22%	4.662	3,34%	54.967	(2,39%)	(32.835)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	0,37%	7.692	1,46%	24.030	(0,12%)	(1.666)
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	(0,02%)	(412)	(0,55%)	(8.979)	0,05%	667
Corrección monetaria tributaria (inversiones en empresas del grupo, asociadas y negocios conjuntos y patrimonio)		-		-	12,35%	169.987
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	**6,20%**	**130.413**	**(6,05%)**	**(99.497)**	**(14,62%)**	**(201.205)**
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	**(20,80%)**	**(437.932)**	**(31,55%)**	**(519.134)**	**(38,62%)**	**(531.461)**

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas a continuación.

b) Impuestos diferidos

La siguiente tabla muestra los saldos de los activos y pasivos por impuestos diferidos presentados en el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

	31 de diciembre de 2018		31 de diciembre de 2017	
Activos/(Pasivos) por Impuestos Diferidos	**Activos MUS$**	**Pasivos MUS$**	Activos MUS$	Pasivos MUS$
Depreciaciones	12.514	(362.295)	77.084	(409.305)
Amortizaciones	7.206	(24.400)	8.617	(29.383)
Obligaciones por beneficios post-empleo	374.105	(154)	83.968	(199)
Revaluaciones de instrumentos financieros	3.290	(8.364)	10.785	(7.507)
Pérdidas fiscales	258.589	-	-	-
Provisiones	**803.708**	**(210.459)**	**313.092**	**(168.774)**
Provisión Contingencias Civiles	256.544	-	46.147	-
Provisión Contingencias Trabajadores	32.360	-	33.669	-
Provisión cuentas incobrables	235.875	-	99.420	-
Provisión cuentas de Recursos Humanos	14.730	-	4.782	-
Activos financieros IFRIC 12	-	(196.683)	-	(119.729)
Otras Provisiones	264.199	(13.776)	129.074	(49.045)
Otros Impuestos Diferidos	**271.041**	**(1.237.814)**	**65.327**	**(198.645)**
Amortización PPA - CELG	-	(682.399)	-	(134.830)
Corrección Monetaria - Argentina	-	(265.047)	-	-
Otros Impuestos Diferidos	271.041	(290.368)	65.327	(63.815)
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos antes de compensación	**1.730.453**	**(1.843.486)**	**558.873**	**(813.813)**
Compensación de activos/(pasivos) por impuestos diferidos	(1.297.416)	1.297.416	(358.502)	358.502
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos después de compensación	**433.037**	**(546.070)**	**200.371**	**(455.311)**

El origen y movimientos de los activos y pasivos por impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	Saldo neto al 1 de enero de 2018 antes de la aplicación de IFRS 9 MUS$	Efectos primera aplicación IFRS 9 e IFRS 15 y NIC 29 MUS$	Saldo neto al 1 de enero de 2018 después de la aplicación de IFRS 9 MUS$	Movimientos					Saldo neto al 31 de diciembre de 2018 MUS$
				Reconocidos en ganancias o pérdidas MUS$	Reconocidos en resultados integrales MUS$	Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios MUS$	Diferencia de conversión de moneda extranjera MUS$	Otros incrementos (decrementos) MUS$	
Depreciaciones	(332.221)	26	(332.195)	(25.314)	-	-	27.654	(19.926)	(349.781)
Amortizaciones	(20.766)	-	(20.766)	145	-	-	2.937	490	(17.194)
Obligaciones por beneficios post-empleo	83.769	-	83.769	1.362	59.036	262.299	(31.463)	(1.052)	373.951
Revaluaciones de instrumentos financieros	3.278	-	3.278	(8.149)	1.103	-	(85)	(1.221)	(5.074)
Pérdidas fiscales	-	-	-	274.706	-	-	(16.117)	-	258.589
Provisiones	**144.318**	**5.626**	**149.944**	**120.906**	**-**	**340.549**	**(70.557)**	**52.407**	**593.249**
Provisión Contingencias Civiles	46.147	-	46.147	7.183	-	218.400	(14.989)	(197)	256.544
Provisión Contingencias Trabajadores	33.669	-	33.669	(705)	-	-	(540)	(64)	32.360
Provisión cuentas incobrables	99.420	5.626	105.046	111.533	-	34.765	(15.218)	(251)	235.875
Provisión cuentas de Recursos Humanos	4.782	-	4.782	6.685	-	4.028	(870)	105	14.730
Activos financieros IFRIC 12	(119.729)	-	(119.729)	(30.739)	-	(54.965)	7.689	1.061	(196.683)
Otras Provisiones	80.029	-	80.029	26.949	-	138.321	(46.629)	51.753	250.423
Otros Impuestos Diferidos	**(133.318)**	**(302.459)**	**(435.777)**	**(130.901)**	**5**	**(542.490)**	**216.005**	**(73.615)**	**(966.773)**
Amortización PPA - CELG	(134.830)	-	(134.830)	12.105	-	(616.685)	54.726	2.285	(682.399)
Corrección Monetaria - Argentina	(2.883)	(302.459)	(305.342)	(111.518)	-	-	151.813	-	(265.047)
Otros Impuestos Diferidos	4.395	-	4.395	(31.488)	5	74.195	9.466	(75.900)	(19.327)
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	**(254.940)**	**(296.807)**	**(551.747)**	**232.755**	**60.144**	**60.358**	**128.374**	**(42.917)**	**(113.033)**

Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	Saldo neto al 1 de enero de 2017 MUS$	Movimientos					Saldo neto al 31 de diciembre de 2017 MUS$
		Reconocidos en ganancias o pérdidas MUS$	Reconocidos en resultados integrales MUS$	Adquisiciones MUS$	Diferencia de conversión de moneda extranjera MUS$	Otros incrementos (decrementos) MUS$	
Depreciaciones	(290.192)	(55.917)	-	-	(6.885)	20.773	(332.221)
Amortizaciones	(21.066)	147	-	-	153	-	(20.766)
Obligaciones por beneficios post-empleo	80.129	778	4.590	-	(1.258)	(470)	83.769
Revaluaciones de instrumentos financieros	9.386	(888)	(3.796)	-	8	(1.432)	3.278
Provisiones	**104.105**	**75.463**	**-**	**-**	**(11.652)**	**(23.598)**	**144.318**
Provisión Contingencias Civiles	47.456	444	-	-	(47)	(1.706)	46.147
Provisión Contingencias Trabajadores	30.366	3.457	-	-	(154)	-	33.669
Provisión cuentas incobrables	101.579	(362)	-	-	(1.797)	-	99.420
Provisión cuentas de Recursos Humanos	8.507	(4.579)	-	-	218	636	4.782
Activos financieros IFRIC 12	(107.417)	(12.312)	-	-	-	-	(119.729)
Otras Provisiones	23.614	88.815	-	-	(9.872)	(22.528)	80.029
Otros Impuestos Diferidos	**(31.374)**	**54.664**	**27**	**(162.842)**	**7.992**	**(1.785)**	**(133.318)**
Amortización PPA - CELG	-	4.528	-	(139.358)	-	-	(134.830)
Otros Impuestos Diferidos	(31.374)	50.136	27	(23.484)	7.992	(1.785)	1.512
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	(149.012)	74.247	821	(162.842)	(11.642)	(6.512)	(254.940)

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

c) Al 31 de diciembre de 2018, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de MUS$26.244 (MUS$358.487 al 31 de diciembre de 2017) (Ver nota 4.p).

En relación con las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias y en determinados negocios conjuntos, el Grupo Enel Américas, no ha reconocido pasivos por impuestos diferidos asociados con utilidades no distribuidas, considerando que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de estas diferencias temporarias imponibles, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2018 asciende a MUS$2.553.012 (MUS$1.424.219 al 31 de diciembre de 2017). Por otra parte, tampoco se han registrado activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles relacionadas con inversiones en subsidiarias y en determinados negocios conjuntos para las cuales no se espera que reviertan en un futuro previsible o no

se disponga de ganancias fiscales para su utilización. Al 31 de diciembre de 2018, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a MUS$2.487.133 (MUS$3.124.740 al 31 diciembre de 2017).

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

País	Período
Chile	2015-2017
Argentina	2013-2017
Brasil	2013-2017
Colombia	2015-2017
Perú	2014-2017

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

A continuación, se detallan los efectos por impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales atribuibles tanto a los propietarios de la controladora como a las participaciones no controladoras por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016:

	31 de diciembre de 2018			31 de diciembre de 2017			31 de diciembre de 2016		
Efectos por Impuestos a las Ganancias de los Componentes de Otros Resultados Integrales	**Importe antes de Impuestos MUS$**	**Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias MUS$**	**Importe después de Impuestos MU$**	Importe antes de Impuestos MUS$	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias MUS$	Importe después de Impuestos MUS$	Importe antes de Impuestos MUS$	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias MUS$	Importe después de Impuestos MUS$
Activos Financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(458)	-	(458)	(829)	-	(829)	976	-	976
Cobertura de Flujos de efectivo	(2.727)	1.354	(1.373)	12.735	(5.088)	7.647	28.731	(6.816)	21.915
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	-	-	-	-	-	-	(20.832)	-	(20.832)
Diferencias de cambio por conversión	(1.575.134)	-	(1.575.134)	(95.501)	-	(95.501)	214.887	-	214.887
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	(177.527)	59.684	(117.843)	(4.941)	3.694	(1.247)	(29.399)	9.592	(19.807)
Impuesto a las Ganancias Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	**(1.755.846)**	**61.038**	**(1.694.808)**	**(88.536)**	**(1.394)**	**(89.930)**	**194.363**	**2.776**	**197.139**

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, es la siguiente:

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	**31 de diciembre de 2018 MUS$**	31 de diciembre de 2017 MUS$	31 de diciembre de 2016 MUS$
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales	**60.144**	**821**	**10.100**
Impuestos corrientes sobre movimientos de reservas coberturas (hedge de ingresos y derivados)	894	(1.292)	(21)
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas en planes de beneficios definidos	-	(896)	(710)
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales de Operaciones Discontinuadas	-	-	(6.593)
Otros impuestos diferidos		(27)	-
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	**61.038**	**(1.394)**	**2.776**

d) En Colombia, la ley 1943 de 2018, modificó la tarifa del impuesto de renta a partir del año gravable 2019 definiendo las siguientes tarifas: año 2019 al 33%, año 2020 al 32%, año 2021 al 31%, año 2022 y siguientes al 30%, la cual recae sobre la renta gravables obtenidas durante cada año. 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 (33% para el 2019, 32% para el 2020, 31% para el 2021 y 30% a partir del 2022), 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 subsidiarias colombianas producto de este incremento en las tasas, reconocieron el 31 de diciembre de 2018 las variaciones de sus activos y pasivos por impuestos diferidos. El cargo neto a resultados fue de MUS$ 4.662.

Nota 21. Otros Pasivos Financieros

El saldo de otros pasivos financieros al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

	31 de diciembre de 2018		31 de diciembre de 2017	
Otros pasivos financieros	**Corriente MUS$**	**No corriente MUS$**	Corriente MUS$	No corriente MUS$
Préstamos que devengan intereses	1.642.504	4.621.855	670.916	4.333.042
Instrumentos derivados de cobertura (*)	5.595	13	17.582	7.802
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	-	-	1.270	8.671
Total	**1.648.099**	**4.621.868**	**689.768**	**4.349.515**

(*) Ver Nota 23.2.a
(**) Ver Nota 23.2.b

a. Préstamos que devengan intereses.

El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos que devengan intereses al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

	31 de diciembre de 2018		31 de diciembre de 2017	
Clases de Préstamos que Devengan Intereses	**Corriente MUS$**	**No corriente MUS$**	Corriente MUS$	No corriente MUS$
Préstamos bancarios	1.041.653	854.256	336.937	1.164.786
Obligaciones con el publico no garantizadas	441.946	2.626.127	271.173	2.726.159
Obligaciones garantizadas	67.805	922.721	492	180.184
Arrendamiento financiero	35.667	86.306	26.647	77.845
Otros préstamos	55.433	132.445	35.667	184.068
Total	**1.642.504**	**4.621.855**	**670.916**	**4.333.042**

El desglose por monedas y vencimientos de los préstamos bancarios al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

- Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

					Corriente		
					Vencimiento		
Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Uno a Tres Meses MUS$	Tres a Doce Meses MUS$	**Total Corriente al 31-12-2018 MUS$**
Chile	US$	4,99%	3,36%	Sin Garantía	-	352.387	352.387
Chile	Ch$	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1	-	1
Perú	US$	3,52%	3,40%	Sin Garantía	424	-	424
Perú	Soles	3,78%	3,75%	Sin Garantía	35	25.857	25.892
Colombia	$ Col	6,28%	6,12%	Sin Garantía	66.549	40.037	106.586
Brasil	US$	4,54%	4,53%	Sin Garantía	83.974	303.104	387.078
Brasil	Real	6,22%	6,07%	Sin Garantía	76.231	93.054	169.285
Total					**227.214**	**814.439**	**1.041.653**

					Corriente		
					Vencimiento		
Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Uno a Tres Meses MUS$	Tres a Doce Meses MUS$	Total Corriente al 31-12-2017 MUS$
Perú	US$	3,34%	3,23%	Sin Garantía	8.859	1.265	10.124
Perú	Soles	5,43%	5,32%	Sin Garantía	22.268	27.471	49.739
Colombia	US$	1,90%	1,88%	Sin Garantía	35.414	-	35.414
Colombia	$ Col	7,28%	7,10%	Sin Garantía	13.030	17.085	30.115
Brasil	US$	3,80%	3,83%	Sin Garantía	7.595	37.076	44.671
Brasil	Real	11,86%	10,84%	Sin Garantía	56.245	110.629	166.874
Total					**143.411**	**193.526**	**336.937**

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos bancarios al 31 de diciembre de 2018 asciende a MUS$1.856.032 (MUS$1.470.194 al 31 de diciembre de 2017). En ambos ejercicios los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (ver Nota 4.h).

No Corriente					
Vencimiento					
Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	**Total No Corriente al 31-12-2018 MUS$**
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-
-	22.192	-	-	-	22.192
33.223	10.967	9.238	9.238	4.619	67.285
271.452	203.283	-	-	2.776	477.511
91.260	86.152	52.845	19.310	37.701	287.268
395.935	**322.594**	**62.083**	**28.548**	**45.096**	**854.256**

No Corriente					
Vencimiento					
Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente al 31-12-2017 MUS$
422	-	-	-	-	422
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-
88.625	64.963	15.459	13.623	20.434	203.104
407.459	293.720	53.532	30.856	5.762	791.329
61.436	17.302	87.643	2.086	1.464	169.931
557.942	**375.985**	**156.634**	**46.565**	**27.660**	**1.164.786**

- 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
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Citibank	Brasil	US$	1,91%	1,90%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Brasil	US$	5,03%	5,02%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	9,17%	9,04%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Itau	Brasil	US$	4,81%	4,80%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	12,11%	12,06%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Citibank	Brasil	US$	3,77%	3,76%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Tokyo	Colombia	$ Col	8,49%	8,32%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Tokyo	Colombia	$ Col	9,01%	8,82%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota S.A.	Colombia	$ Col	6,90%	6,69%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco AV Villas	Colombia	$ Col	6,49%	6,30%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	$ Col	6,55%	6,36%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	$ Col	6,60%	6,40%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	$ Col	5,15%	5,03%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	$ Col	5,24%	5,12%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	$ Col	5,28%	5,16%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	$ Col	5,15%	5,03%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	$ Col	5,24%	5,12%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	$ Col	5,32%	5,20%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	$ Col	5,98%	5,82%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	$ Col	5,81%	5,66%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	$ Col	5,90%	5,75%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Agrario	Colombia	$ Col	6,30%	6,13%
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US$	3,52%	3,40%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Itaú CCB	Brasil	Real	10,01%	10,00%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	7,00%	6,93%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	Real	10,01%	10,00%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES	Brasil	Real	9,28%	9,15%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	US$	5,70%	5,69%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	Real	6,34%	6,33%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Nota Promissória	Brasil	Real	6,80%	6,79%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Peru	Perú	Soles	4,16%	4,10%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	$ Col	6,37%	6,27%
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	BNP Paribas	Brasil	US$	3,63%	3,63%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ITAÚ 4131 CELG - CE 0720L401	Brasil	US$	4,63%	4,62%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ITAÚ 4131 CELG - CE 0820L401	Brasil	US$	4,60%	4,59%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ITAÚ 4131 CELG - CE 0221L401	Brasil	US$	5,46%	5,45%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ITAÚ 4131 CELG - CE 0718L401	Brasil	US$	5,77%	5,76%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES -FINAME CAPITAL DE GIRO	Brasil	Real	10,06%	9,61%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	CCB ALFA	Brasil	Real	7,41%	7,40%
Extranjero	Enel Generación Fortaleza	Brasil	Extranjero	Banco Citibank	Brasil	US$	4,66%	4,65%
Extranjero	Enel Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	Soles	3,40%	3,40%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BNP Paribas NY	E.E.U.U.	US$	4,99%	3,36%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Citibank N.A	E.E.U.U.	US$	4,99%	3,36%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Credit Agricole CIB	E.E.U.U.	US$	4,99%	3,36%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	JPMorgan Chase Bank	E.E.U.U.	US$	4,99%	3,36%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Sumitomo Mitsui Banking	E.E.U.U.	US$	4,99%	3,36%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Societe Generale	E.E.U.U.	US$	4,99%	3,36%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BBVA New York Branch	E.E.U.U.	US$	4,99%	3,36%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97036000-k	Linea sobregiro (banco santander)	Chile	Ch$	6,00%	6,00%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FINEP - 1° Protocolo	Brasil	Real	4,00%	4,00%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FINEP - 2° Protocolo	Brasil	Real	11,98%	11,80%
Totales								

	31 de diciembre de 2018								
	Corriente			No Corriente					
Tipo de Amortización	**Menos de 90 días MUS$**	**Más de 90 días MUS$**	**Total Corriente MUS$**	**Uno a Dos Años MUS$**	**Dos a Tres Años MUS$**	**Tres a Cuatro Años MUS$**	**Cuatro a Cinco Años MUS$**	**Más de Cinco Años MUS$**	**Total No Corriente MUS$**
Al Vencimiento	31	37.119	37.150	-	-	-	-	-	-
Al Vencimiento	76.126	-	76.126	-	-	-	-	-	-
Mensual	9.166	26.812	35.978	29.483	21.773	3.322	2.079	-	56.657
Al Vencimiento	1.583	-	1.583	-	75.601	-	-	-	75.601
Mensual	10.445	29.043	39.488	32.740	32.740	27.811	-	-	93.291
Al Vencimiento	31	-	31	-	97.220	-	-	-	97.220
Al Vencimiento	63.094	-	63.094	-	-	-	-		-
Al Vencimiento	244	24.943	25.187	24.942	-	-	-		24.942
Trimestral	753	-	753	-	-	-	-	-	-
Trimestral	384	-	384	-	-	-	-	-	-
Trimestral	200	385	585	-	-	-	-	-	-
Trimestral	386	1.132	1.518	-	-	-	-	-	-
Trimestral	79	225	304	67	-	-	-	-	67
Trimestral	66	193	259	57	-	-	-	-	57
Trimestral	35	105	140	31	-	-	-	-	31
Trimestral	134	379	513	220	-	-	-	-	220
Trimestral	85	248	333	144	-	-	-	-	144
Trimestral	80	237	317	138	-	-	-	-	138
Trimestral	206	605	811	655	164	-	-	-	819
Trimestral	108	293	401	310	155	-	-	-	465
Trimestral	158	449	607	476	238	-	-	-	714
Trimestral	537	1.509	2.046	1.564	1.172	-	-	-	2.736
Trimestral	424	-	424	-	-	-			-
Anual	13.146	-	13.146	-	-	-	-	-	-
Anual	173	19.351	19.524	-	-	-	-	-	-
Mensual	1.374	-	1.374	-	-	-	-	-	-
Mensual	4.803	14.060	18.863	15.282	11.753	1.620	1.089	-	29.744
Al Vencimiento	30	-	30	-	-	-	-	2.776	2.776
Mensual	255	559	814	5.610	8.415	8.415	8.415	36.462	67.317
Al Vencimiento	2.041	-	2.041	-	-	-	-	-	-
Al Vencimiento	35	-	35		22.192				22.192
Semestral	-	9.334	9.334	4.619	9.238	9.238	9.238	4.619	36.952
Al Vencimiento	1.249	265.985	267.234	-	-	-	-	-	-
Semestral	1.522	-	1.522	75.601	-	-	-	-	75.601
Semestral	1.391	-	1.391	95.108	-	-	-	-	95.108
Semestral	542	-	542	-	30.462	-	-	-	30.462
Semestral	909	-	909	40.345	-	-	-	-	40.345
Trimestral	167	-	167	4.965	8.368	8.368	4.183	-	25.884
Al Vencimiento	33.561	-	33.561	-	-	-	-	-	-
Al Vencimiento	560	-	560	60.398	-	-	-	-	60.398
Al Vencimiento	-	25.857	25.857	-	-	-	-	-	-
Al Vencimiento	-	105.000	105.000	-	-	-	-	-	-
Al Vencimiento	-	35.000	35.000	-	-	-	-	-	-
Al Vencimiento	-	37.387	37.387	-	-	-	-	-	-
Al Vencimiento	-	35.000	35.000	-	-	-	-	-	-
Al Vencimiento	-	70.000	70.000	-	-	-	-	-	-
Al Vencimiento	-	35.000	35.000						-
Al Vencimiento	-	35.000	35.000						-
Al Vencimiento	1	-	1						-
Mensual	397	1.180	1.577	262	-	-	-	-	262
Mensual	703	2.049	2.752	2.918	3.103	3.309	3.544	1.239	14.113
	227.214	**814.439**	**1.041.653**	**395.935**	**322.594**	**62.083**	**28.548**	**45.096**	**854.256**

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
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Citibank	Brasil	US$	4,13%	4,12%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Brasil	US$	3,37%	3,36%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	10,57%	10,51%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Itau	Brasil	US$	4,29%	4,28%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	10,83%	9,86%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Tokyo	Colombia	$ Col	8,49%	8,32%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Tokyo	Colombia	$ Col	9,01%	8,82%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota S.A.	Colombia	$ Col	7,72%	7,46%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco AV Villas	Colombia	$ Col	7,50%	7,26%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	$ Col	7,45%	7,25%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	$ Col	7,44%	7,24%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	$ Col	6,21%	6,07%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	$ Col	6,10%	5,97%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	$ Col	5,96%	5,83%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	$ Col	6,21%	6,07%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	$ Col	6,07%	5,94%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	$ Col	6,03%	5,90%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	$ Col	6,72%	6,56%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	$ Col	6,86%	6,69%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	$ Col	6,75%	6,59%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Agrario	Colombia	$ Col	7,15%	6,97%
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú	Perú	US$	3,15%	3,05%
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US$	3,52%	3,40%
Extranjero	Enel Cien S.A. (EX Cien S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	9,35%	8,84%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco Itaú Brasil	Brasil	Real	12,17%	11,28%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	10,29%	10,14%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,85%	7,70%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	10,79%	10,66%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	US$	4,67%	4,66%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,83%	5,71%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Santander	Perú	Soles	6,35%	6,20%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	$ Col	9,43%	9,21%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	$ Col	9,85%	9,62%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del perú	Colombia	US$	1,90%	1,88%
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	BNP PARIBAS	Brasil	US$	3,24%	3,22%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Daycoval (75272/2014)	Brasil	Real	14,99%	13,59%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	BCV - Banco de Crédito e Varejo (1310/2015)	Brasil	Real	15,86%	12,91%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	BCV - Banco de Crédito e Varejo (1360/2015)	Brasil	Real	15,86%	12,91%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ITAÚ 4131 CELG	Brasil	US$	4,02%	4,05%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ITAÚ 4131 CELG	Brasil	US$	3,67%	4,02%
Extranjero	Enel Generación Fortaleza	Brasil	Extranjero	Banco Citibank	Brasil	US$	2,98%	2,96%
Totales					**Totales**			

	31 de diciembre de 2017								
	Corriente			No Corriente					
Tipo de Amortización	Menos de 90 días MUS$	Más de 90 días MUS$	Total Corriente MUS$	Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente MUS$
Al Vencimiento	778	37.076	37.854	-	-	-	-	-	-
Al Vencimiento	708	-	708	75.938	-	-	-	-	75.938
Mensual	20.080	32.334	52.414	39.121	31.839	22.490	4.410	2.989	100.849
Al Vencimiento	1.594	-	1.594	-	-	75.512	-	-	75.512
Mensual	966	6.894	7.860	31.042	31.042	31.042	26.446	-	119.572
Al Vencimiento	1.626	-	1.626	66.996	-	-	-	-	66.996
Al Vencimiento	-	279	279	-	54.266	-	-	-	54.266
Trimestral	836	2.462	3.298	722	-	-	-	-	722
Trimestral	424	1.256	1.680	368	-	-	-	-	368
Trimestral	277	628	905	556	-	-	-	-	556
Trimestral	536	1.256	1.792	1.452	-	-	-	-	1.452
Trimestral	112	245	357	282	71	-	-	-	353
Trimestral	91	212	303	242	61	-	-	-	303
Trimestral	46	117	163	132	33	-	-	-	165
Trimestral	197	407	604	466	233	-	-	-	699
Trimestral	121	268	389	304	152	-	-	-	456
Trimestral	109	259	368	291	145	-	-	-	436
Trimestral	322	628	950	695	695	174	-	-	1.564
Trimestral	180	294	474	330	330	165	-	-	825
Trimestral	259	456	715	505	505	253	-	-	1.263
Trimestral	899	1.507	2.406	1.661	1.661	1.246	-	-	4.568
Trimestral	8.422	-	8.422	-	-	-	-	-	-
Trimestral	437	1.265	1.702	422	-	-	-	-	422
Mensual	419	1.216	1.635	1.621	811	-	-		2.432
Anual	15.766	-	15.766	15.094	-	-	-	-	15.094
Anual	795	45.280	46.075	22.640	-	-	-	-	22.640
Mensual	1.630	4.808	6.438	1.603	-	-	-	-	1.603
Mensual	8.891	15.359	24.250	20.478	16.491	12.131	2.086	1.464	52.650
Al Vencimiento	27	-	27	-	-	-	-	2.773	2.773
Al Vencimiento	6.624	-	6.624	-	-	-	-	-	-
Al Vencimiento	29	4.630	4.659	-	-	-	-	-	-
Al Vencimiento	47	7.717	7.764	-	-	-	-	-	-
Al Vencimiento	35	7.407	7.442	-	-	-	-	-	-
Al Vencimiento	33	7.717	7.750	-	-	-	-	-	-
Al Vencimiento	15.500	-	15.500	-	-	-	-	-	-
Al Vencimiento	5.160	5.024	10.184	10.050	5.024	10.048	10.050	15.074	50.246
Al Vencimiento	1.835	1.787	3.622	3.573	1.787	3.573	3.573	5.360	17.866
Al Vencimiento	35.414	-	35.414		-	-	-	-	-
Al Vencimiento	1.158	-	1.158	261.358	-	-	-	-	261.358
Mensual	653	650	1.303	-	-	-	-	-	-
Mensual	1.782	587	2.369	-	-	-	-	-	-
Mensual	5.263	3.501	8.764	-	-	-	-	-	-
Semestral	1.533	-	1.533	-	75.513	-	-	-	75.513
Semestral	1.398	-	1.398	-	94.998	-	-	-	94.998
Al Vencimiento	399	-	399	-	60.328	-	-	-	60.328
	143.411	**193.526**	**336.937**	**557.942**	**375.985**	**156.634**	**46.565**	**27.660**	**1.164.786**

b. Obligaciones con el Público No Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el Público No Garantizadas al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones con el Público No Garantizadas por monedas y vencimientos

				Corriente		
				Vencimiento		
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Uno a Tres Meses MU$	Tres a Doce Meses MU$	**Total Corriente al 31-12-2018 MU$**
Chile	US$	5,30%	Sin Garantía	-	4.471	4.471
Chile	U.F.	5,75%	Sin Garantía	-	6.197	6.197
Perú	US$	6,64%	Sin Garantía	8.865	-	8.865
Perú	Soles	6,34%	Sin Garantía	11.201	58.856	70.057
Brasil	Real	7,91%	Sin Garantía	39.767	45.425	85.192
Colombia	$ Col	7,44%	Sin Garantía	204.979	62.185	267.164
Total				**264.812**	**177.134**	**441.946**

				Corriente		
				Vencimiento		
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Uno a Tres Meses MU$	Tres a Doce Meses MU$	Total Corriente al 31-12-2017 MU$
Chile	US$	5,30%	Sin Garantía	-	4.405	4.405
Chile	U.F.	5,75%	Sin Garantía	-	6.458	6.458
Perú	US$	6,59%	Sin Garantía	10.991	-	10.991
Perú	Soles	6,29%	Sin Garantía	3.648	2.615	6.263
Brasil	Real	7,35%	Sin Garantía	944	43.467	44.411
Colombia	$ Col	8,69%	Sin Garantía	37.900	160.745	198.645
Total				**53.483**	**217.690**	**271.173**

c. Obligaciones con el Público Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el Público Garantizadas al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones con el Público Garantizadas por monedas y vencimientos

				Corriente		
				Vencimiento		
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Uno a Tres Meses MU$	Tres a Doce Meses MU$	**Total Corriente al 31-12-2018 MU$**
Brasil	Real	7,31%	Con Garantía	16.266	51.539	67.805
Total				**16.266**	**51.539**	**67.805**

				Corriente		
				Vencimiento		
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Uno a Tres Meses MU$	Tres a Doce Meses MU$	Total Corriente al 31-12-2017 MU$
Brasil	Real	6,18%	Con Garantía	492	-	492
Total				**492**	**-**	**492**

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de las obligaciones con el público al 31 de diciembre de 2018 asciende a MUS$4.151.256 (MUS$3.506.974 al 31 de diciembre de 2017). 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 4 h). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 4 g.4).

No Corriente					
Vencimiento					**Total No Corriente al 31-12-2018 MU$**
Uno a Dos Años MU$	Dos a Tres Años MU$	Tres a Cuatro Años MU$	Cuatro a Cinco Años MU$	Más de Cinco Años MU$	
-	-	-	-	584.411	584.411
6.493	6.866	3.242	-	-	16.601
9.998	-	-	-	9.998	19.996
38.466	29.589	34.028	47.343	194.670	344.096
45.523	91.691	45.152	31.142	87.900	301.408
101.922	310.944	267.761	149.309	529.679	1.359.615
202.402	**439.090**	**350.183**	**227.794**	**1.406.658**	**2.626.127**

No Corriente					
Vencimiento					Total No Corriente al 31-12-a2017 MU$
Uno a Dos Años MU$	Dos a Tres Años MU$	Tres a Cuatro Años MU$	Cuatro a Cinco Años MU$	Más de Cinco Años MU$	
-	-	-	-	582.676	582.676
6.746	7.134	7.544	3.412	-	24.836
8.179	10.016	-	-	10.016	28.211
66.364	40.127	30.867	35.497	221.594	394.449
-	-	52.152	52.602	44.909	149.663
253.473	110.856	337.987	190.818	653.190	1.546.324
334.762	**168.133**	**428.550**	**282.329**	**1.512.385**	**2.726.159**

No Corriente					
Vencimiento					Total No Corriente al 31-12-2018 MU$
Uno a Dos Años MU$	Dos a Tres Años MU$	Tres a Cuatro Años MU$	Cuatro a Cinco Años MU$	Más de Cinco Años MU$	
154.273	180.705	178.330	255.098	154.315	922.721
154.273	**180.705**	**178.330**	**255.098**	**154.315**	**922.721**

No Corriente					
				Vencimiento	Total No Corriente al 31-12-2017 MU$
Uno a Dos Años MU$	Dos a Tres Años MU$	Tres a Cuatro Años MU$	Cuatro a Cinco Años MU$	Más de Cinco Años MU$	
-	180.184	-	-	-	180.184
-	**180.184**	**-**	**-**	**-**	**180.184**

- Individualización de Obligaciones con el Público 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
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	$ Col	8,23%	7,99%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B7-14	Colombia	$ Col	6,92%	6,74%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E4-16	Colombia	$ Col	7,70%	7,49%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E2-17	Colombia	$ Col	7,04%	6,86%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E5-17	Colombia	$ Col	7,39%	7,39%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E7-17	Colombia	$ Col	6,46%	6,31%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E7-18	Colombia	$ Col	6,74%	6,58%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B12-18	Colombia	$ Col	6,98%	6,80%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos Intereses B5-18	Colombia	$ Col	6,18%	6,04%	No
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debentures CEAR15	Brasil	Real	7,34%	7,33%	No
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debentures CEAR25	Brasil	Real	10,31%	10,30%	No
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Nota Promissória	Brasil	Real	6,80%	6,79%	No
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debentures CEAR16	Brasil	Real	7,50%	7,49%	No
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debentures CEAR26	Brasil	Real	11,10%	10,51%	No
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,41%	6,31%	No
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,38%	6,28%	No
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US$	6,44%	6,34%	No
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US$	7,93%	7,78%	No
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US$	5,87%	5,78%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	6,86%	6,75%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	5,80%	5,72%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Macrofondo	Perú	Soles	7,15%	7,03%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	6,61%	6,50%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	6,15%	6,06%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Macrofondo	Perú	Soles	5,64%	5,56%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	5,06%	5,00%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	5,19%	5,13%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Interseguro	Perú	Soles	6,38%	6,28%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	7,41%	7,28%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Prima AFP	Perú	Soles	7,58%	7,44%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	7,51%	7,38%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	6,90%	6,78%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	6,44%	6,34%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	5,93%	5,84%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	6,44%	6,34%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	6,22%	6,12%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	5,45%	5,38%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	8,29%	8,12%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	6,19%	6,09%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	Soles	6,09%	6,00%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B10-09	Colombia	$ Col	9,24%	8,94%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B12-09	Colombia	$ Col	9,57%	9,24%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B15-09	Colombia	$ Col	9,56%	9,24%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-13	Colombia	$ Col	7,66%	7,45%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-14	Colombia	$ Col	6,80%	6,64%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos exterior	Colombia	$ Col	9,11%	8,75%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos quimbo	Colombia	$ Col	9,11%	8,75%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	$ Col	6,91%	6,73%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	$ Col	7,23%	7,04%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	$ Col	8,43%	8,18%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	$ Col	7,03%	6,85%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	$ Col	7,56%	7,35%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	$ Col	7,66%	7,45%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	$ Col	6,80%	6,64%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B3-16	Colombia	$ Col	6,87%	6,70%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B7-16	Colombia	$ Col	8,11%	7,88%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos E6-16	Colombia	$ Col	7,59%	7,38%	No
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	97.036.000-k	Bonos UF 269	Chile	U.F.	7,02%	5,75%	No
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos Serie Única U.S. $ 600 millones	E.E.U.U.	US$	4,21%	4,00%	No
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US$	7,76%	6,60%	No
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Bradesco DEBÊNTURES - 14ª EMISSÃO	Brasil	Real	9,19%	8,07%	No
Total									

31 de diciembre de 2018									
Corriente			No Corriente						
Menos de 90 días MUS$	Más de 90 días MUS$	Total Corriente MUS$	Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente MUS$
613	-	613	-	-	-	-	59.535	59.535
74	-	74	-	56.967	-	-	-	56.967
97	-	97	27.714	-	-	-	-	27.714
49.481	-	49.481	-	-	-	-	-	-
5.016	-	5.016	-	-	83.141	-	-	83.141
256	-	256	-	-	-	-	61.586	61.586
910	-	910	-	-	-	-	61.586	61.586
753	-	753	-	-	-	-	49.269	49.269
696	-	696	-	-	-	60.046	-	60.046
226	-	226	-	45.152	45.152	-	-	90.304
36	-	36	-	-	-	20.821	18.375	39.196
38.702	-	38.702	-	-	-	-	-	-
26	-	26	-	-	-	10.321	-	10.321
166	-	166	-	-	-	-	69.525	69.525
-	12	12	-	-	7.397	-	-	7.397
228	7.397	7.625	-	-	-	-	-	-
273	-	273	-	-	-	-	9.998	9.998
8.447	-	8.447	-	-	-	-	-	-
145	-	145	9.998	-	-	-	-	9.998
352	-	352	14.795	-	-	-	-	14.795
221	-	221	-	-	-	-	29.589	29.589
6.110	-	6.110	-	-	-	-	-	-
107	-	107	14.795	-	-	-	-	14.795
-	125	125					14.795	14.795
290	-	290	-	-	14.795			14.795
87	-	87	-	-	-	-	11.836	11.836
326	-	326	-	-	-	-	14.795	14.795
-	159	159	-	-	11.836	-	-	11.836
270	-	270	-	-	-	-	10.504	10.504
264	-	264	8.876	-	-	-	-	8.876
145	-	145	-	-	-	-	17.754	17.754
-	440	440	-	29.589	-	-	-	29.589
-	56	56	-	-	-	17.754	-	17.754
-	29.675	29.675	-	-	-	-	-	-
425	-	425	-	-	-	-	23.671	23.671
579	20.713	21.292	-	-	-	-	-	-
444	-	444	-	-	-	-	29.589	29.589
481	-	481	-	-	-	-	20.713	20.713
872	-	872	-	-	-	29.589	-	29.589
-	279	279	-	-	-	-	21.424	21.424
49.902	-	49.902	-	-	-	-	-	-
636	-	636	-	27.584	-	-	-	27.584
221	-	221	-	-	-	-	17.090	17.090
65	15.222	15.287	-	-	-	-	-	-
283	-	283	33.862	-	-	-	-	33.862
2.360	-	2.360	-	27.714	-	-	-	27.714
16.958	-	16.958	-	198.679	-	-	-	198.679
324	-	324	-	-	92.330	-	-	92.330
509	-	509	-	-	-	-	57.362	57.362
526	-	526	-	-	-	-	111.716	111.716
220	-	220	-	-	-	-	61.538	61.538
464	-	464	-	-	-	-	49.997	49.997
201	46.963	47.164	-	-	-	-	-	-
338	-	338	40.346	-	-	-	-	40.346
72.999	-	72.999	-	-	-	-	-	-
984	-	984	-	-	-	89.263	-	89.263
93	-	93	-	-	92.290	-	-	92.290
-	6.197	6.197	6.493	6.866	3.242	-	-	16.601
-	4.466	4.466	-	-	-	-	583.553	583.553
-	5	5	-	-	-	-	858	858
611	45.425	46.036	45.523	46.539	-	-	-	92.062
264.812	**177.134**	**441.946**	**202.402**	**439.090**	**350.183**	**227.794**	**1.406.658**	**2.626.127**

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
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	B103	Colombia	$ Col	9,90%	9,55%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	$ Col	9,12%	8,82%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B5-13	Colombia	$ Col	8,20%	7,96%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B7-14	Colombia	$ Col	7,80%	7,58%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E4-16	Colombia	$ Col	7,70%	7,49%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E2-17	Colombia	$ Col	7,04%	6,86%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E5-17	Colombia	$ Col	7,39%	7,39%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E7-17	Colombia	$ Col	6,46%	6,31%	No
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Itaú 2	Brasil	Real	9,46%	9,40%	No
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Itaú 1	Brasil	Real	7,64%	6,07%	No
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Itaú 2	Brasil	Real	9,33%	7,75%	No
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,41%	6,31%	No
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,38%	6,28%	No
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US$	6,44%	6,34%	No
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US$	7,93%	7,78%	No
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US$	5,87%	5,78%	No
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US$	6,57%	6,47%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	AFP Prima	Perú	Soles	7,44%	7,30%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	5,56%	5,49%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	7,03%	6,91%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Interseguro Cia de Seguros	Perú	Soles	6,28%	6,19%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,06%	5,97%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,50%	6,40%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,00%	4,94%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,13%	5,06%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,72%	5,64%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,28%	7,15%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,75%	6,64%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,38%	7,24%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,78%	6,67%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,34%	6,25%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,84%	5,76%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,34%	6,25%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,13%	6,03%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	8,13%	7,97%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,09%	6,00%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,00%	5,91%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B09-09	Colombia	$ Col	10,53%	10,05%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B10	Colombia	$ Col	10,40%	9,94%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B12	Colombia	$ Col	11,60%	11,02%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B15	Colombia	$ Col	10,73%	10,23%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-13	Colombia	$ Col	9,65%	9,25%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-14	Colombia	$ Col	8,78%	8,44%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos exterior	Colombia	$ Col	9,11%	9,11%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos quimbo	Colombia	$ Col	9,11%	9,11%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	$ Col	8,04%	7,76%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	$ Col	9,21%	8,84%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	$ Col	10,44%	9,97%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	$ Col	8,17%	7,88%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	$ Col	9,54%	9,15%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	$ Col	9,65%	9,25%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	$ Col	8,78%	8,44%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B3-16	Colombia	$ Col	8,85%	8,51%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B7-16	Colombia	$ Col	10,11%	9,67%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos E7-16	Colombia	$ Col	7,38%	7,38%	No
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	97.036.000-k	Bonos UF 269	Chile	U.F.	7,02%	5,75%	No
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos Serie Única U.S. $ 600 millones	E.E.U.U.	US$	4,21%	4,00%	No
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US$	7,76%	6,60%	No
Total									

31 de diciembre de 2017								
Corriente			No Corriente					
Menos de 90 días MUS$	Más de 90 días MUS$	Total Corriente MUS$	Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente MUS$
147	26.799	26.946	-		-	-	-	-
736	-	736	-	-	-	-	64.765	64.765
624	60.853	61.477	-	-	-	-	-	-
90	-	90	-	-	61.972	-	-	61.972
105	-	105	-	30.148	-	-	-	30.148
232	-	232	53.597	-	-	-	-	53.597
5.457	-	5.457	-	-	-	90.445	-	90.445
278	-	278	-	-	-	-	66.996	66.996
568	43.467	44.035	-	-	-	-	-	-
282	-	282	-	-	52.152	52.602	44.909	149.663
94	-	94	-	-	-	-	-	-
-	12	12	-	-	-	7.717	-	7.717
238	-	238	7.717	-	-	-	-	7.717
274	-	274	-	-	-	-	10.016	10.016
283	-	283	8.179	-	-	-	-	8.179
145	-	145	-	10.016	-	-	-	10.016
10.290	-	10.290	-	-	-	-	-	-
275	-	275	-	9.261	-	-	-	9.261
303	-	303	-	-	-	15.433	-	15.433
200	-	200	6.173	-	-	-	-	6.173
-	166	166	-	-	-	12.347	-	12.347
130	-	130	-	-	-	-	15.433	15.433
-	111	111	-	15.433	-			15.433
-	91	91	-	-	-	-	12.347	12.347
341	-	341	-	-	-	-	15.433	15.433
-	230	230	-	-	-	-	30.867	30.867
281	-	281	-	-	-	-	10.958	10.958
368	-	368	-	15.433	-	-	-	15.433
-	159	159	-	-	-	-	18.520	18.520
-	459	459	-	-	30.867	-	-	30.867
-	59	59	-	-	-	-	18.520	18.520
-	90	90	30.867	-	-	-	-	30.867
-	444	444	-	-	-	-	24.693	24.693
603	-	603	21.607	-	-	-	-	21.607
-	502	502	-	-	-	-	21.607	21.607
909	-	909	-	-	-	-	30.867	30.867
-	291	291	-	-	-	-	22.349	22.349
1.802	73.093	74.895	-	-	-	-	-	-
732	-	732	53.617	-	-	-	-	53.617
754	-	754	-	-	30.008	-	-	30.008
262	-	262	-	-	-	-	18.592	18.592
79	-	79	16.556	-	-	-	-	16.556
347	-	347	-	36.827	-	-	-	36.827
2.567	-	2.567	-	-	30.148	-	-	30.148
18.449	-	18.449	-	-	215.859	-	-	215.859
387	-	387	-	-	-	-	100.429	100.429
620	-	620	-	-	-	-	62.393	62.393
631	-	631	-	-	-	-	121.522	121.522
268	-	268	-	-	-	-	66.939	66.939
562	-	562	-	-	-	-	54.471	54.471
243	-	243	51.077	-	-	-	-	51.077
413	-	413	-	43.881	-	-	-	43.881
829	-	829	78.626	-	-	-	-	78.626
1.184	-	1.184	-	-	-	-	97.083	97.083
102	-	102	-	-	-	100.373	-	100.373
-	6.458	6.458	6.746	7.134	7.544	3.412	-	24.836
-	4.400	4.400	-	-	-	-	581.818	581.818
-	5	5	-	-	-	-	858	858
53.484	**217.689**	**271.173**	**334.762**	**168.133**	**428.550**	**282.329**	**1.512.385**	**2.726.159**

- Individualización de Obligaciones con el Público 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
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 1ª Serie 19	Brasil	Real	7,39%	7,38%	Sí
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU - Nota Promissória 1° Emissão	Brasil	Real	6,97%	6,96%	Sí
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO 1ª SÉRIE	Brasil	Real	7,11%	7,01%	Sí
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO 2ª SÉRIE	Brasil	Real	7,22%	7,19%	Sí
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO 3ª SÉRIE	Brasil	Real	8,24%	8,02%	Sí
Total									

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
Extranjero	Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia S.A.)	Brasil	Extranjero	Bonos 1ª Serie 19	Brasil	Real	7,87%	6,18%	Sí
Total									

- Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

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
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	$ Col	11,78%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	$ Col	9,54%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A.S.	Colombia	$ Col	9,48%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Transportes Especiales Aliados S.A.S	Colombia	$ Col	12,50%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	4,23%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Interbank	Perú	Soles	5,97%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Interbank	Perú	Soles	5,32%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US$	5,68%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,58%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US$	3,70%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US$	3,63%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	$ Col	7,70%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	$ Col	11,78%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A.S.	Colombia	$ Col	11,69%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	AGASUS	Brasil	Real	30,85%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL 1	Brasil	Real	25,21%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL 2	Brasil	Real	28,64%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL 3	Brasil	Real	17,96%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL 4	Brasil	Real	28,41%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	MAESTRO	Brasil	Real	19,50%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DHL	Brasil	Real	13,39%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Arval	Brasil	Real	24,90%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Vamos	Brasil	Real	8,39%
Total							

31 de diciembre de 2018

Corriente			No Corriente					
Menos de 90 días MUS$	**Más de 90 días MUS$**	**Total Corriente MUS$**	**Uno a Dos Años MUS$**	**Dos a Tres Años MUS$**	**Tres a Cuatro Años MUS$**	**Cuatro a Cinco Años MUS$**	**Más de Cinco Años MUS$**	**Total No Corriente MUS$**
390	-	390	154.273	-	-	-		154.273
-	51.539	51.539	-	-	-	-	-	-
3.567	-	3.567	-	180.705	-	-	-	180.705
7.255	-	7.255	-	-	178.330	179.893	-	358.223
5.054	-	5.054	-	-	-	75.205	154.315	229.520
16.266	**51.539**	**67.805**	**154.273**	**180.705**	**178.330**	**255.098**	**154.315**	**922.721**

31 de diciembre de 2017

Corriente			No Corriente					
Menos de 90 días MUS$	Más de 90 días MUS$	Total Corriente MUS$	Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente MUS$
492	-	492	-	180.184	-	-	-	180.184
492	**-**	**492**	**-**	**180.184**	**-**	**-**	**-**	**180.184**

31 de diciembre de 2018

Corriente			No Corriente					
Menos de 90 días MUS$	**Más de 90 días MUS$**	**Total Corriente MUS$**	**Uno a Dos Años MUS$**	**Dos a Tres Años MUS$**	**Tres a Cuatro Años MUS$**	**Cuatro a Cinco Años MUS$**	**Más de Cinco Años MUS$**	**Total No Corriente MUS$**
198	636	834	1.004	-	-			1.004
10	31	41	30	-	-			30
2	4	6	-	-				-
62	141	203	565					565
-	-	-	2.946	3.073	3.210	1.657		10.886
734	2.143	2.877	2.991	3.153	1.640	-		7.784
94	288	382	403	424	448	-		1.275
1.980	5.941	7.921	20.290	-	-	-	-	20.290
674	2.023	2.697	6.909	-	-	-	-	6.909
2.451	7.179	9.630	9.571	9.571	2.393	-	-	21.535
581	1.774	2.355	2.442	1.252	-	-		3.694
56	176	232	14	-	-	-		14
19	59	78	39	-	-	-		39
112	237	349	-	-	-	-		-
191	584	775	384	223	25	-	-	632
642	2.126	2.768	1.468	1.052	281	365	1.503	4.669
225	749	974	701	203	123	166	142	1.335
31	102	133	79	-	-	-	-	79
27	86	113	58	66	33	7	57	221
162	519	681	450	515	527	-	-	1.492
116	370	486	292	331	376	389	-	1.388
429	636	1.065	132	12	-	-	-	144
259	808	1.067	842	912	567	-	-	2.321
9.055	**26.612**	**35.667**	**51.610**	**20.787**	**9.623**	**2.584**	**1.702**	**86.306**

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
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Union Temporal Rentacol	Colombia	$ Col	10,80%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	$ Col	11,78%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	$ Col	7,36%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	$ Col	7,08%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	$ Col	9,54%
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A.S.	Colombia	$ Col	9,48%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,60%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,13%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Internacional	Perú	Soles	5,94%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Internacional	Perú	Soles	5,30%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US$	5,68%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,58%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US$	3,70%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US$	3,63%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	$ Col	8,40%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	$ Col	7,70%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	$ Col	11,78%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A.S.	Colombia	$ Col	11,69%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	$ Col	7,08%
Total							

- 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
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	Real	6,00%
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US$	0,25%
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Banco Santander	España	$ Col	6,15%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	Real	6,00%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	Mútuo CelgPar 41211376/2014	Brasil	Real	6,80%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Série A	Brasil	Real	9,67%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Série B	Brasil	Real	14,15%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	ITAU - Nota Promissória 1° Emissão	Brasil	Real	6,96%
		Total					

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
Extranjero	Enel Distribución Ceará (ex Coelce S.A.)	Brasil	Extranjero	Eletrobras	Brasil	Real	6,13%
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US$	0,25%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	Centrais Eletricas Brasileiras Ebras_ECF - 017/2004	Brasil	Real	7,00%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	Centrais Eletricas Brasileiras Ebras_ECF - 149/2006	Brasil	Real	7,00%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	Centrais Eletricas Brasileiras Ebras_ECF - 232/2008	Brasil	Real	7,00%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	Mútuo CelgPar 41211376/2014	Brasil	Real	6,80%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	FIDC Série A	Brasil	Real	10,20%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	FIDC Série B	Brasil	Real	12,78%
		Total					

d. Deuda de cobertura.

Al 31 de diciembre de 2018, del total de la deuda denominada en dólares estadounidenses ("US$") del Grupo, MUS$40.867 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que se encuentran indexados al dólar (MUS$68.868 y MUS$158.960 al 31 de diciembre de 2017 y 2016, respectivamente) (Ver Nota 4.n).

31 de diciembre de 2017

Corriente			No Corriente					
Menos de 90 días MUS$	Más de 90 días MUS$	Total Corriente MUS$	Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente MUS$
50	-	50	-	-	-	-	-	-
30	90	120	129	100	-	-	-	229
7	9	16	-	-	-	-	-	-
97	198	295	-	-	-	-	-	-
10	31	41	45	32	-	-	-	77
2	6	8	7	-	-	-	-	7
432	435	867	-	-	-	-	-	-
249	-	249	-	-	-	-	-	-
44	366	410	766	812	862	450	-	2.890
-	-	-	60	63	67	70	-	260
1.984	5.952	7.936	7.935	20.327	-	-	-	28.262
703	2.110	2.813	2.814	7.208	-	-	-	10.022
2.464	7.192	9.656	9.588	9.588	9.588	2.398	-	31.162
1.362	2.045	3.407	2.807	1.440	-	-	-	4.247
2	5	7	-	-	-	-	-	-
66	199	265	252	16	-	-	-	268
13	39	52	52	32	-	-	-	84
103	337	440	337	-	-	-	-	337
5	10	15	-	-	-	-	-	-
7.623	**19.024**	**26.647**	**24.792**	**39.618**	**10.517**	**2.918**	**-**	**77.845**

31 de diciembre de 2018

Corriente			No Corriente					
Menos de 90 días MUS$	**Más de 90 días MUS$**	**Total Corriente MUS$**	**Uno o Dos Años MUS$**	**Dos a Tres Años MUS$**	**Tres a Cuatro Años MUS$**	**Cuatro a Cinco Años MUS$**	**Más de Cinco Años MUS$**	**Total No Corriente MUS$**
472	1.363	1.835	1.565	1.145	632	348	-	3.690
-	14.322	14.322	4.200	6.643	7.142	8.242	14.002	40.229
14.679	-	14.679	-	-	-	-	-	-
185	554	739	690	690	690	690	345	3.105
732	2.040	2.772	2.060	2.256	2.466	2.689	12.665	22.136
3.733	6.614	10.347	10.437	10.437	10.437	4.605	-	35.916
2.164	6.046	8.210	7.682	7.682	7.682	4.323	-	27.369
2.529	-	2.529	-	-	-	-	-	-
24.494	**30.939**	**55.433**	**26.634**	**28.853**	**29.049**	**20.897**	**27.012**	**132.445**

31 de diciembre de 2017

Corriente			No Corriente					
Menos de 90 días MUS$	Más de 90 días MUS$	Total Corriente MUS$	Uno o Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente MUS$
643	1.702	2.345	2.144	1.828	1.336	736	404	6.448
762	2.176	2.938	3.000	3.000	3.000	3.000	36.913	48.913
112	194	306	-	-	-	-	-	-
447	773	1.220	-	-	-	-	-	-
318	656	974	842	842	842	842	1.263	4.631
1.480	4.441	5.921	2.967	3.214	2.967	2.967	14.093	26.208
3.766	10.250	14.016	13.665	13.665	13.665	13.665	7.971	62.631
2.181	5.766	7.947	7.688	7.688	7.688	7.688	4.485	35.237
9.709	**25.958**	**35.667**	**30.306**	**30.237**	**29.498**	**28.898**	**65.129**	**184.068**

El movimiento por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, en el rubro "Reservas de coberturas de flujo de caja" por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	**(9.754)**	**(11.577)**	**(8.076)**
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(1.181)	2.311	181
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	634	(78)	(225)
Diferencias de conversión	419	(410)	45
Otros	-	-	(3.502)
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	**(9.882)**	**(9.754)**	**(11.577)**

e. Otros aspectos

Al 31 de diciembre de 2018, el Grupo Enel Américas tiene a su disposición líneas de crédito de largo plazo en forma incondicional por MUS$1.000.000 (MUS$224.766 al 31 de diciembre de 2017).

f. Flujos futuros de deuda no descontados

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

- Resumen de préstamos bancarios por monedas y vencimientos

			Corriente			No Corriente					
			Vencimiento			Vencimiento					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Uno a Tres Meses MUS$	Tres a Doce Meses MUS$	Total Corriente al 31/12/2018 MUS$	Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente al 31/12/2018 MUS$
Chile	US$	3,36%	2.999	351.000	353.999	-	-	-	-	-	-
Perú	US$	3,40%	422	-	422	-	-	-	-	-	-
Perú	Soles	3,75%	26.165	717	26.882	956	22.674	-	-	-	23.630
Colombia	$ Col	6,07%	68.134	44.924	113.058	41.705	12.869	10.420	9.741	-	74.735
Brasil	US$	4,53%	82.801	322.745	405.546	284.051	206.196	134	134	2.821	493.336
Brasil	Real	8,59%	75.422	116.056	191.478	112.716	99.173	58.994	21.879	41.612	334.374
Total			**255.943**	**835.442**	**1.091.385**	**439.428**	**340.912**	**69.548**	**31.754**	**44.433**	**926.075**

			Corriente			No Corriente					
			Vencimiento			Vencimiento					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Uno a Tres Meses MUS$	Tres a Doce Meses MUS$	Total Corriente al 31/12/2017 MUS$	Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente al 31/12/2017 MUS$
Perú	US$	3,23%	8.858	1.289	10.147	422	-	-	-	-	422
Perú	Soles	5,32%	22.534	27.659	50.193	-	-	-	-	-	-
Colombia	US$	1,88%	34.943	-	34.943	-	-	-	-	-	-
Colombia	$ Col	7,10%	8.810	39.169	47.979	127.925	51.070	19.078	15.887	14.596	228.556
Brasil	US$	3,83%	6.013	55.936	61.949	357.542	237.284	77.649	130	2.949	675.554
Brasil	Real	10,84%	55.353	143.274	198.627	157.767	94.337	72.602	34.871	4.609	364.186
Total			**136.511**	**267.327**	**403.838**	**643.656**	**382.691**	**169.329**	**50.888**	**22.154**	**1.268.718**

- Resumen de obligaciones con el público garantizadas y no garantizadas por monedas y vencimiento

			Corriente			No Corriente					
			Vencimiento			Vencimiento					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Uno a Tres Meses MUS$	Tres a Doce Meses MUS$	Total Corriente al 31/12/2018 MUS$	Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente al 31/12/2018 MUS$
Chile	US$	5,30%	6.265	18.794	25.059	25.059	25.059	25.059	25.059	671.868	772.104
Chile	U.F.	5,75%	571	7.703	8.274	8.011	7.732	3.757	-	-	19.500
Perú	US$	6,64%	8.513	885	9.398	11.039	617	617	617	12.520	25.410
Perú	Soles	6,34%	12.238	74.973	87.211	59.512	47.306	50.068	61.039	258.872	476.797
Colombia	$ Col	7,44%	199.799	141.016	340.815	200.620	385.414	329.556	191.919	624.854	1.732.363
Brasil	Real	7,91%	61.663	164.272	225.935	283.858	339.053	274.230	322.022	267.150	1.486.313
Total			**289.049**	**407.643**	**696.692**	**588.099**	**805.181**	**683.287**	**600.656**	**1.835.264**	**4.512.487**

			Corriente			No Corriente					
			Vencimiento			Vencimiento					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Uno a Tres Meses MUS$	Tres a Doce Meses MUS$	Total Corriente al 31/12/2017 MUS$	Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente al 31/12/2017 MUS$
Chile	US$	5,30%	6.265	18.794	25.059	25.059	25.059	25.059	25.059	721.986	822.222
Chile	U.F.	5,75%	662	8.235	8.897	8.724	8.541	8.347	4.097	-	29.709
Perú	US$	6,59%	10.517	1.390	11.907	9.435	11.071	636	636	13.233	35.011
Perú	Soles	6,30%	6.248	18.749	24.997	89.204	60.357	47.647	50.524	291.563	539.295
Colombia	$ Col	8,69%	34.835	261.813	296.648	364.584	210.708	414.025	352.720	677.138	2.019.175
Brasil	Real	7,35%	6.311	61.825	68.136	21.149	202.527	62.841	59.630	50.680	396.827
Total			**64.838**	**370.806**	**435.644**	**518.155**	**518.263**	**558.555**	**492.666**	**1.754.600**	**3.842.239**

- Resumen de arrendamiento financiero por monedas y vencimiento

			Corriente			No Corriente					
			Vencimiento			Vencimiento					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Uno a Tres Meses MUS$	Tres a Doce Meses MUS$	Total Corriente al 31/12/2018 MUS$	Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente al 31/12/2018 MUS$
Perú	US$	4,34%	5.756	16.939	22.695	33.725	11.180	2.417	-	-	47.322
Perú	Soles	5,23%	1.944	5.748	7.692	14.398	7.223	5.492	1.671	-	28.784
Colombia	$ Col	9,60%	517	1.325	1.842	1.086	98	-	-	-	1.184
Brasil	Real	20,35%	2.599	7.182	9.781	5.443	3.925	2.324	1.197	2.002	14.891
Total			**10.816**	**31.194**	**42.010**	**54.652**	**22.426**	**10.233**	**2.868**	**2.002**	**92.181**

			Corriente			No Corriente					
			Vencimiento			Vencimiento					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Uno a Tres Meses MUS$	Tres a Doce Meses MUS$	Total Corriente al 31/12/2017 MUS$	Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente al 31/12/2017 MUS$
Perú	US$	3,96%	6.751	17.916	24.667	23.097	32.665	9.938	2.419	-	68.119
Perú	Soles	5,65%	1.632	3.565	5.197	4.325	8.393	998	532	-	14.248
Colombia	$ Col	9,34%	484	1.087	1.571	920	174	-	-	-	1.094
Total			**8.867**	**22.568**	**31.435**	**28.342**	**41.232**	**10.936**	**2.951**	**-**	**83.461**

- Resumen de otras obligaciones por monedas y vencimiento

			Corriente			No Corriente					
			Vencimiento			Vencimiento					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Uno a Tres Meses MUS$	Tres a Doce Meses MUS$	Total Corriente al 31/12/2018 MUS$	Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente al 31/12/2018 MUS$
Argentina	US$	0,25%	2.091	12.576	14.667	2.783	10.911	4.115	4.136	20.515	42.460
Brasil	Real	7,68%	10.293	30.195	40.488	35.824	33.141	29.992	18.085	14.742	131.784
Colombia	$ Col	6,15%	14.821	-	14.821	-	-	-	-	-	-
Total			**27.205**	**42.771**	**69.976**	**38.607**	**44.052**	**34.107**	**22.221**	**35.257**	**174.244**

			Corriente			No Corriente					
			Vencimiento			Vencimiento					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Uno a Tres Meses MUS$	Tres a Doce Meses MUS$	Total Corriente al 31/12/2017 MUS$	Uno a Dos Años MUS$	Dos a Tres Años MUS$	Tres a Cuatro Años MUS$	Cuatro a Cinco Años MUS$	Más de Cinco Años MUS$	Total No Corriente al 31/12/2017 MUS$
Argentina	US$	1,39%	663	3.208	3.871	5.080	2.759	15.553	4.095	24.563	52.050
Brasil	Real	7,86%	14.406	40.685	55.091	46.646	43.072	38.828	34.777	33.785	197.108
Total			**15.069**	**43.893**	**58.962**	**51.726**	**45.831**	**54.381**	**38.872**	**58.348**	**249.158**

Nota 22. Politica de Gestión de Riesgos

Las empresas del Grupo Enel Américas 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 Enel Américas.

22.1 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.

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 corresponden a swaps de tasa que fijan desde tasa variable a fija.

La estructura comparativa de deuda financiera del Grupo Enel Américas según tasa de interés fija y/o protegida sobre deuda bruta total, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición bruta:

	31-12-2018 %	31-12-2017 %
Tasa de interés fijo	59%	46%

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

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio del Grupo Enel Américas

contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US$ o monedas locales si las hubiere, 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.

22.3 Riesgo de "commodities"

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

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

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

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta la generación eléctrica, hidrología y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados.

Al 31 de Diciembre de 2018, habían operaciones de contratos de compra de futuros de energía vigentes por 5.28 GWh. Dichas compras respaldan contratos de venta de energía en el mercado mayorista. A 31 de Diciembre de 2018 se han liquidado en el año 10.92 GWh de contratos de venta y 7.2 GWh de compra de futuros de energía.

Al 31 de diciembre de 2017, existen contratos de compra de futuros de energía por 5.4 GWh, para el periodo Ene-Mar 2018. Dichas compras respaldan un contrato de venta de energía en el mercado mayorista Colombiano. Al 31 de diciembre de 2017 se liquidaron 24.23 GWh de contratos de venta y 77.45 GWh de compra de futuros de energía.

22.4 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 (ver Notas 21 y 23).

Al 31 de diciembre de 2018, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS$1.904.285 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS$ 1.000.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2017, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS$1.472.763 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS$ 224.766 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

22.5 Riesgo de crédito

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

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

Activos de carácter financiero:

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea con límites establecidos para cada entidad.

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

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

22.6 Medición del riesgo

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

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

- Deuda Financiera.
- Derivados de cobertura para Deuda.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible variación de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un trimestre con un 95% de confianza. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, 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 MUS$ 630.479.

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

Nota 23. Instrumentos Financieros

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

a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

	31 de diciembre de 2018			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados MUS$	**Activos financieros medidos a costo amortizado MUS$**	**Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral MUS$**	**Derivados financieros de cobertura MUS$**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	3.565.359	-	-
Instrumentos derivados	3.311	-	-	41.113
Otros activos de carácter financiero	128.956	37.013	-	-
Total Corriente	**132.267**	**3.602.372**	**-**	**41.113**
Instrumentos de patrimonio	-	-	753	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	908.160	-	-
Instrumentos derivados	13.344	-	-	56.385
Otros activos de carácter financiero	2.371.649	354.344	-	-
Total No Corriente	**2.384.993**	**1.262.504**	**753**	**56.385**
Total	**2.517.260**	**4.864.876**	**753**	**97.498**

	31 de diciembre de 2017			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados MUS$	Activos financieros medidos a costo amortizado MUS$	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral MUS$	Derivados financieros de cobertura MUS$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	2.394.756	-	-
Instrumentos derivados	404	-	-	2.168
Otros activos de carácter financiero	49.757	14.286	-	-
Total Corriente	**50.161**	**2.409.042**	**-**	**2.168**
Instrumentos de patrimonio	1.104	-	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	619.637	-	-
Instrumentos derivados	4.898	-	-	19.932
Otros activos de carácter financiero	1.312.871	413.462	-	-
Total No Corriente	**1.318.873**	**1.033.099**	**-**	**19.932**
Total	**1.369.034**	**3.442.141**	**-**	**22.100**

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

	31 de diciembre de 2018		
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados MU$	**Pasivos financieros medidos a costo amortizado MU$**	**Derivados financieros de cobertura MU$**
Préstamos que devengan interés	-	1.642.504	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	6.892.192	-
Instrumentos derivados	380	-	5.215
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	-
Total Corriente	**380**	**8.534.696**	**5.215**
Préstamos que devengan interés	-	4.621.855	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	930.891	-
Instrumentos derivados	-	-	13
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	-
Total No Corriente	**-**	**5.552.746**	**13**
Total	**380**	**14.087.442**	**5.228**

	31 de diciembre de 2017		
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados MUS$	Pasivos financieros medidos a costo amortizado MUS$	Derivados financieros de cobertura MUS$
Préstamos que devengan interés	-	670.916	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	3.255.603	-
Instrumentos derivados	1.270	-	17.582
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	-
Total Corriente	**1.270**	**3.926.519**	**17.582**
Préstamos que devengan interés	-	4.333.042	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	978.569	-
Instrumentos derivados	8.671	-	7.802
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	-
Total No Corriente	**8.671**	**5.311.611**	**7.802**
Total	**9.941**	**9.238.130**	**25.384**

23.2 Instrumentos derivados

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

La compañía clasifica sus coberturas en:

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

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, 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 2018				31 de diciembre de 2017			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente MUS$	**No Corriente MUS$**	**Corriente MUS$**	**No Corriente MUS$**	Corriente MUS$	No Corriente MUS$	Corriente MUS$	No Corriente MUS$
Cobertura de tipo de interés:	**442**	**-**	**1.599**	**-**	**796**	**850**	**40**	**-**
Cobertura flujos de caja	442	-	1.599	-	796	850	40	-
Cobertura de tipo de cambio:	**43.982**	**69.729**	**3.996**	**13**	**1.372**	**19.082**	**17.541**	**7.802**
Cobertura de flujos de caja	40.671	56.385	3.681	13	1.372	19.082	9.056	-
Cobertura de valor razonable	3.311	13.344	315	-	-	-	8.485	7.802
TOTAL	**44.424**	**69.729**	**5.595**	**13**	**2.168**	**19.932**	**17.581**	**7.802**

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

A continuación, se detallan los instrumentos de derivados financieros de cobertura y subyacentes asociados:

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2018 MUS$	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2017 MUS$
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	(567)	11.214
SWAP	Tasa de Interés	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(592)	-
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	93.210	(16.287)
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	16.341	1.607
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos operacionales	153	-
FORWARD	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	-	48
FORWARD	Tipo de cambio	Costos operacionales	-	136

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el Grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por inefectividad.

En las coberturas de valor razonable el monto registrado en el estado de resultados del instrumento derivado y su partida subyacente por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, ha sido la siguiente:

	31 de diciembre de 2018		31 de diciembre de 2017	
	Ingresos MUS$	**Gastos MUS$**	Ingresos MUS$	Gastos MUS$
Instrumento derivado	-	21.128	5.700	9.396
Partida subyacente	1.218	-	488	5.695
TOTAL	**1.218**	**21.128**	**6.188**	**15.091**

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

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, 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 2018				31 de diciembre de 2017			
	Activos Corriente MUS$	**Pasivos Corriente MUS$**	**Activos No Corriente MUS$**	**Pasivos No Corriente MUS$**	Activos Corriente MUS$	Pasivos Corriente MUS$	Activos No Corriente MUS$	Pasivos No Corriente MUS$
Instrumentos derivados de no cobertura (1)	23.584	-	-	-	404	4.898	1.270	8.671

(1) Estos instrumentos derivados corresponden a contratos forwards celebrados por el Grupo, cuyo propósito es cubrir el riesgo de tipo de cambio relacionado con dividendos a recibir de las subsidiarias en el exterior. Si bien estas coberturas tienen un fondo económico, no califican como cobertura contable porque no cumplen estrictamente los requisitos establecidos en la NIIF 9 "Instrumentos Financieros".

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

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

A continuación se presenta un detalle de los instrumentos derivados financieros contratados por el Grupo al 31 de diciembre de 2018 y 2017, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nocionales o contractuales:

		31 de diciembre de 2018					
		Valor Nocional					
Derivados Financieros	**Valor Razonable MUS$**	**Antes de 1 Año MUS$**	**1-2 Años MUS$**	**2-3 Años MUS$**	**3-4 Años MUS$**	**4-5 Años MUS$**	**Total MUS$**
Cobertura de tipo de interés:	(1.157)	697.840	-	-	-	-	697.840
Cobertura de flujos de caja	(1.157)	697.840	-	-	-	-	697.840
Cobertura de tipo de cambio:	109.702	441.328	229.689	172.912	-	-	843.929
Cobertura de flujos de caja	93.362	369.655	229.689	90.327	-	-	689.671
Cobertura de valor razonable	16.340	71.673	-	82.585	-	-	154.258
Derivados no designados contablemente de cobertura	23.584	577.390	-	-	-	-	577.390
TOTAL	**132.129**	**1.716.558**	**229.689**	**172.912**	**-**	**-**	**2.119.159**

		31 de diciembre de 2017					
		Valor Nocional					
Derivados Financieros	Valor Razonable MUS$	Antes de 1 Año MUS$	1-2 Años MUS$	2-3 Años MUS$	3-4 Años MUS$	4-5 Años MUS$	Total MUS$
Cobertura de tipo de interés:	1.607	46.120	162.043	-	-	-	208.163
Cobertura de flujos de caja	1.607	46.120	162.043	-	-	-	208.163
Cobertura de tipo de cambio:	(4.890)	97.144	343.929	223.700	75.574	-	740.347
Cobertura de flujos de caja	11.397	46.436	259.976	223.700	75.574	-	605.686
Cobertura de valor razonable	(16.287)	50.708	83.953	-	-	-	134.661
Deivados no designados contablemente de cobertura	(4.639)	58.247	433.797	-	-	-	492.044
TOTAL	**(7.922)**	**201.511**	**939.769**	**223.700**	**75.574**	**-**	**1.440.554**

El monto nocional 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.

23.3 Jerarquías del valor razonable

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de situación financiera, se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en Nota 4.g.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

		Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
Instrumentos financieros medidos a valor razonable	**31-12-2018 MUS$**	Nivel 1 MUS$	Nivel 2 MUS$	Nivel 3 MUS$
Activos Financieros :				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	97.498	-	97.498	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	16.655	-	16.655	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	23.584	-	23.584	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otros resultado integrales	753	-	753	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	2.477.021	105.386	2.371.635	-
Total	**2.615.511**	**105.386**	**2.510.125**	**-**
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	5.293	-	5.293	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	315	-	315	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	-	-	-	-
Total	**5.608**	**-**	**5.608**	**-**

		Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
Instrumentos financieros medidos a valor razonable	31-12-2017 MUS$	Nivel 1 MUS$	Nivel 2 MUS$	Nivel 3 MUS$
Activos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	22.100	-	22.100	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	5.302	-	5.302	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	49.345	49.345	-	-
Activos financieros disponible para la venta largo plazo	1.740.592	-	1.740.592	-
Total	**1.817.339**	**49.345**	**1.767.994**	**-**
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	9.096	-	9.096	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	16.287	-	16.287	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	9.942	-	9.942	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	-	-	-	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	-	-	-	-
Total	**35.325**	**-**	**35.325**	**-**

23.3.1 Instrumentos financieros cuya valorización a valor razonable califica con nivel 3.

El Grupo no posee activos o pasivos financieros medidos a valor razonable, que estén categorizados como de Nivel 3.

Nota 24. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar Corrientes

El detalle de acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

	Corriente		No Corriente	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
Acreedores comerciales				
Proveedores por compra de energía	1.069.698	679.097	194.586	263.907
Proveedores por compra de combustibles y gas	19.296	22.585	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	908.269	1.049.507	12.094	34.109
Cuentas por pagar por compra de activos	109.457	29.659	15.066	16.872
Sub total	**2.106.720**	**1.780.848**	**221.746**	**314.888**
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a terceros	218.424	69.597	-	-
Cuentas por pagar con CAMMESA (1)	304.259	388.281	183.843	315.921
Multas y reclamaciones (2)	164.123	238.300	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	110.996	28.646	99.334	106.341
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	220.722	437.163	2.165	17.393
Cuentas por pagar al personal	196.351	190.947	103	14.385
Pasivo Regulatorio Filiales Brasileñas	568.085	162.584	401.029	138.854
Otras cuentas por pagar	226.567	27.487	24.836	70.787
Sub total	**2.009.527**	**1.543.005**	**711.310**	**663.681**
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**4.116.247**	**3.323.853**	**933.056**	**978.569**

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en nota 22.4.

(1) Al 31 de diciembre de 2018, en nuestra filial Edesur, se incluyen MUS$257.715 de cuentas por pagar por compras de energía eléctrica a CAMMESA (MUS$320.238 al 31 de diciembre de 2017). Adicionalmente, se incluye un total de MUS$230.387 (MUS$383.964 al 31 de diciembre de 2017) por contratos de mutuo y cesión de créditos en garantía firmados con CAMMESA para (i) el financiamiento de necesidades operativas impostergables para el funcionamiento y de la central generadora en nuestra filial Enel Generación Costanera; (ii) el financiamiento de las necesidades de mantenimiento de los turbogeneradores en nuestra filial Dock Sud; y (iii) el financiamiento del Plan Extraordinario de Inversiones en nuestra filial Edesur.

(2) Corresponde principalmente a multas y reclamaciones por el ejercicio actual y ejercicios anteriores, que nuestra filial Edesur S.A. ha recibido del ente regulador por calidad de servicio comercial, calidad del producto técnico y seguridad vía pública. Estas multas no se han cancelado, ya que algunas están suspendidas por el Acta Acuerdo firmada en el año 2007 con el Gobierno Argentino, el valor de estas multas es actualizado en línea con las variaciones en el Valor Agregado de Distribución debido a los ajustes tarifarios. Al 31 de diciembre de 2018, se incluye MUS$48.555 (MUS$65.398 al 31 de diciembre de 2017) como resultado de la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016.

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 31 de diciembre de 2018 y 2017, se expone en Anexo 3.

Nota 25. Provisiones

a) El desglose de las provisiones al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

	Corriente		No corriente	
Provisiones	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
Por reclamaciones legales (*)	387.763	232.680	1.303.973	595.810
Por desmantelamiento o restauración (**)	30.245	33.498	57.475	56.780
Provisión Medio Ambiente (***)	1.044	280	721	22
Otras provisiones	3.811	3.508	1.807	7.693
Total	**422.863**	**269.966**	**1.363.976**	**660.305**

(*) Incluye monto de MUS$581.807 en porción no corriente por la incorporación de Enel Distribución Sao Paulo S.A. a nuestra subsidiaria Enel Brasil (Ver nota 7.2).

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

(***) Provisiones Medio Ambiente corresponden a obligaciones derivadas de la licencia ambiental para el proyecto El Quimbo, por contratos asociados a obras ejecutadas y obras menores necesarias para la operación de central en el año 2016.

El calendario y montos que se espera desembolsar por estas provisiones son inciertos y dependen de la resolución de materias específicas relacionadas con cada una de ellas.

b) El movimiento de las provisiones por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Provisiones	Por Reclamaciones Legales MUS$	Por Desmantelamiento o Restauración MUS$	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones MUS$	Total MUS$
Movimientos en Provisiones				
Saldo inicial al 01/01/2018	**828.490**	**90.278**	**11.503**	**930.271**
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	331.820	14.798	(38.889)	307.729
Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios	869.545	-	65.943	935.488
Provisión Utilizada	(159.421)	(13.855)	(31.138)	(204.414)
Actualización efectos	143.917	2.997	280	147.194
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(232.915)	(6.498)	(316)	(239.729)
Transferencia P&L	(89.700)	-	-	(89.700)
Total Movimientos en Provisiones	**863.246**	**(2.558)**	**(4.120)**	**856.568**
Saldo final al 31/12/2018	**1.691.736**	**87.720**	**7.383**	**1.786.839**

Provisiones	Por Reclamaciones Legales MUS$	Por Desmantelamiento o Restauración MUS$	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones MUS$	Total MUS$
Movimientos en Provisiones				
Saldo inicial al 01/01/2017	**397.392**	**15.280**	**115.048**	**527.720**
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	345.989	90.656	(104.284)	332.361
Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios	229.358	-	-	229.358
Provisión Utilizada	(214.373)	(21.393)	(1.060)	(236.826)
Actualización efectos	166.930	6.306	2.595	175.831
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(42.372)	(483)	1.596	(41.259)
Transferencias P&L	(54.434)	(88)	(2.392)	(56.914)
Total Movimientos en Provisiones	**431.098**	**74.998**	**(103.545)**	**402.551**
Saldo final al 31/12/2017	**828.490**	**90.278**	**11.503**	**930.271**

Nota 26. Obligaciones por Beneficios Post Empleo

26.1 Aspectos generales:

Enel Américas y algunas de sus subsidiarias radicadas en Brasil, Colombia, Perú y Argentina otorgan diferentes planes de beneficios post empleo bien a todos o a una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la nota 4.l.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

a) Beneficios de prestación definida:

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

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

b) Otros Beneficios

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

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

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

Dicho beneficio se otorga de acuerdo a la siguiente escala:

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

Plan de Salud Emgesa: Consiste en la contratación de un operador para la prestación del servicio médico y odontológico a familiares (grupo familiar básico) de pensionados de Emgesa. Este beneficio cobija a los beneficiarios de pensionados y en caso de fallecimiento del titular, el beneficio se mantiene 6 meses más sobre los beneficiarios del pensionado, período en el cual finaliza el beneficio.

c) Beneficios de aportación definida:

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

26.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

a) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Cuentas contables:

	Saldo al	
	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
Obligaciones post empleo no corriente	1.343.507	388.931
Total Pasivo	**1.343.507**	**388.931**
Total Obligaciones Post Empleo, neto	**1.343.507**	**388.931**

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al	
	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
Obligaciones post empleo	4.235.466	1.063.551
(-) Plan de activos (*)	(2.919.501)	(751.669)
Total	**1.315.965**	**311.882**
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	21.463	47.918
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	6.079	29.131
Total Obligaciones Post Empleo, neto	**1.343.507**	**388.931**

(*) Los activos afectos se corresponden únicamente con los compromisos de prestación definida otorgados por nuestras subsidiarias radicadas en Brasil (Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Sao Paulo S.A. y Enel Distribución Goias).

(**) En Enel Distribución Ceará S.A., ciertos planes de pensiones, presentan un superávit actuarial por un monto de MUS$21.463 al 31 de diciembre de 2018 (MUS$47.918 al 31 de diciembre de 2017), este superávit actuarial no fue reconocido como un activo, de acuerdo con la CINIIF 14 – El Límite de un Activo por Beneficios Definidos, Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción ("CINIIF 14"), ya que de acuerdo a las reglas de la Seguridad Social complementaria (SPC) - Resolución CGPC 26/2008, el superávit sólo puede ser utilizado por el patrocinador si la reserva para contingencia, en el balance de la Fundación, es reconocida por su porcentaje máximo (25% de las reservas), para garantizar la estabilidad financiera del plan en función de la volatilidad de estas obligaciones. Superando este límite, el excedente podrá ser utilizado por el patrocinador para reducir las aportaciones futuras o ser reembolsado al patrocinador.

(***) En Enel Distribución Río S.A., y de acuerdo a lo establecido por la CINIIF 14 – El Límite de un Activo por Beneficios Definidos, la Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción, se ha registrado un monto de MUS$6.079 al 31 de diciembre de 2018 (MUS$29.131 al 31 de diciembre de 2017) correspondiente a los contratos de deudas actuariales que la empresa firmó con Brasiletros (Institución de fondos de pensiones exclusivos para empleados y personal jubilado de Enel Distribución Río S.A.), en vista de equiparar los déficit de ciertos planes de pensiones, ya que el patrocinador asume las responsabilidades de estos planes, de acuerdo con la legislación vigente.

b) Los gastos registrados en el estado de resultados integrales consolidados por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, son los siguientes:

	Saldo al		
Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	6.383	4.074	3.704
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	269.331	112.196	87.079
Ingresos por intereses activos del plan	(190.283)	(79.193)	(62.649)
Costos de Servicios Pasados	(850)	5.923	2.601
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	4.373	4.305	5.141
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	**88.954**	**47.305**	**35.876**
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	177.527	4.941	29.399
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	**266.481**	**52.246**	**65.275**

c) La presentación del pasivo actuarial neto al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es la siguiente:

Pasivo Actuarial Neto	MUS$
Saldo inicial al 01/01/2017	**341.353**
Costo Neto por Intereses	37.308
Costos de los Servicios en el Período	4.074
Beneficios Pagados en el Período	(18.275)
Aportaciones del Período	(63.862)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	43.327
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	(3.511)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(52.650)
Cambios del Límite de Activo	11.317
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	6.458
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	5.923
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	88.003
Traspaso del personal	(21)
Diferencia de conversión	(10.513)
Saldo final al 31/12/2017	**388.931**
Costo Neto por Intereses	83.421
Costos de los Servicios en el Período	6.383
Beneficios Pagados en el Período	(15.778)
Aportaciones del Período	(94.629)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	272.123
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	71.519
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(121.042)
Cambios del Límite de Activo	(25.081)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	(19.992)
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(850)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	870.687
Traspaso del personal	88
Diferencias de conversión	(72.273)
Saldo final al 31/12/2018	**1.343.507**

d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	MUS$
Saldo inicial al 01/01/2017	**859.452**
Costo del servicio corriente	4.074
Costo por intereses	112.196
Aportaciones Efectuadas por los participantes	687
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras (*)	43.327
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia (*)	(3.511)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(23.743)
Contribuciones pagadas	(116.645)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	5.923
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	181.812
Traspaso del personal	(21)
Saldo final al 31/12/2017	**1.063.551**
Costo del servicio corriente	6.383
Costo por intereses	269.331
Aportaciones Efectuadas por los participantes	1.781
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(196.015)
Contribuciones pagadas	(275.600)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	(850)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	3.023.155
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras (*)	272.123
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia (*)	71.519
Traspaso del personal	88
Saldo final al 31/12/2018	**4.235.466**

Al 31 de diciembre de 2018, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 0,06% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (0,27% a 31 de diciembre de 2017), en un 96,56% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (84,78% a 31 de diciembre de 2017), en un 2,91% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (11,99% a 31 de diciembre 2017), en un 0,35% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (2,53% a 31 de diciembre de 2017) y el 0,12% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,43% al 31 de diciembre de 2017).

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

Valor razonable del plan de activos	MUS$
Saldo inicial al 01/01/2017	**(574.815)**
Ingresos por intereses	(79.193)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(52.650)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	14.977
Aportaciones del empleador	(63.862)
Aportaciones pagadas	(687)
Contribuciones pagadas	98.370
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(93.809)
Saldo final al 31/12/2017	**(751.669)**
Ingresos por intereses	(190.283)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(121.042)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	132.549
Aportaciones del empleador	(94.629)
Aportaciones pagadas	(1.781)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(2.152.468)
Contribuciones pagadas	259.822
Saldo final al 31/12/2018	**(2.919.501)**

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

	31-12-2018		31-12-2017	
Categoría de los Activos del Plan	**MUS$**	**%**	MUS$	%
Acciones (renta variable)	233.854	8,01%	64.686	8,61%
Activos de renta fija	2.418.502	82,84%	581.306	77,34%
Inversiones inmobiliarias	145.879	5,00%	76.748	10,21%
Otros	121.266	4,15%	28.929	3,85%
Total	**2.919.501**	**100%**	**751.669**	**100%**

Los planes de beneficios de retiro y fondos de pensiones mantenidos por nuestras subsidiarias brasileñas, Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Goias y Enel Distribución Sao Paulo, mantienen inversiones determinadas por resolución del Consejo Monetario Nacional, clasificadas en activos de renta fija, acciones e inversiones inmobiliarias. Las inversiones en renta fija son predominantemente invertidas en Bonos federales. Respecto a las inversiones en acciones, Faelce (una institución proveedora de fondos de pensiones exclusivamente para empleados y personal jubilado de Enel Distribución Ceará) mantiene acciones comunes de Enel Distribución Ceará, Brasiletros (una institución similar para los empleados de Enel Distribución Río), Eletra (Una institución proveedora de fondos de pensiones exclusivamente para empleados y personal jubilado de Enel Distribución Goias) y Funcesp (Entidad de previsión privada responsable de la administración de los planes de beneficios patrocinados por Enel Distribución Sao Paulo) mantienen acciones en fondos de inversiones con un portafolio transado en Bovespa (Bolsa de comercio de São Paulo). Finalmente, con respecto a las inversiones inmobiliarias, las fundaciones Faelce y Brasiletros, tienen propiedades que actualmente son arrendadas por Enel Distribución Río y Enel Distribución Ceará, mientras que en Eletra las inversiones inmobiliarias son exclusivamente para el uso propio de la fundación.

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

	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
Inmuebles	30.405	34.487
Total	**30.405**	**34.487**

f) Conciliación Techo del activo:

Conciliación Techo del Activo	MUS$
Saldo inicial al 01/01/2017	**33.419**
Intereses de Activo no reconocidos	4.305
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	11.317
Diferencias de Conversión	(1.123)
Saldo final al 31/12/2017	**47.918**
Intereses de Activo no reconocidos	4.373
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	(25.081)
Diferencias de Conversión	(5.747)
Saldo final al 31/12/2018	**21.463**

26.3 Otras revelaciones:

• Hipótesis actuariales:

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Perù	
	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2018	31-12-2017
Tasas de descuento utilizadas	4,70%	5,00%	7,90% - 9,15%	8,68% - 9,93%	6,80%	6,82%	34,7% - 34,9%	5,00%	6,17%	6,00%
Tasa esperada de incrementos salariales	3,80%	4,00%	5,04% - 6,08%	7,38% - 9,69%	5,00%	4,50%	28,3% - 28,5%	0,00%	4,00%	3,00%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 RV-M-2014	AT 2000	AT 2000	RV 2008	RV 2008	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 RV-M-2014
Tasa de rotación esperada	4,75%	4,53%	6,60%	5,30%	0,46%	0,38%	1,40%	1,51%	4,25%	4,14%

• Sensibilización:

Al 31 de diciembre de 2018 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 MUS$349.448 (MUS$88.483 al 31 de diciembre 2017) en caso de un alza en la tasa y un aumento de MUS$414.404 (MUS$105.349 al 31 de diciembre 2017) en caso de una baja de la tasa.

• Aportación definida:

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida, se registran directamente en el rubro "gastos de personal" en el estado de resultados consolidados. Los montos registrados por este concepto al 31 de diciembre de 2018 y 2017 fueron de MUS$11.736 y MUS$10.007, respectivamente.

• Desembolso futuro:

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos (neto de activo) para atender los planes de prestación definida para el ejercicio 2018 ascienden a MUS$146.905.

• Duración de los compromisos:

El promedio ponderado de la duración de las obligaciones del Grupo Enel Américas corresponde a 9,41 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

Años	MUS$
1	366.163
2	354.268
3	345.477
4	338.766
5	333.060
6 a 10	1.537.047

• Planes multi-patronales Enel Distribución Sao Paulo:

FUNCESP es la entidad responsable de la administración de los planes de beneficios patrocinados por Enel Distribución Sao Paulo. La Compañía, por medio de negociaciones con los sindicatos representativos, reformuló el plan en 1997, considerando como característica principal un modelo mixto, compuesto del 70% del salario real de contribución como beneficio definido y el 30% del salario real de contribución como contribución establecida. Esta reformulación tuvo como objetivo considerar el déficit técnico actuarial y disminuir el riesgo de futuros déficits.
El costo del plan de beneficio definido es paritario entre la Compañía y los empleados, según las proporciones mencionadas anteriomente. Las tasas de costos varían de 1,45% a 4,22%, conforme al rango salarial, y son reevaluadas anualmente por un actuario independiente. El costo de la contribución definida se basa en el porcentaje escogido libremente por el participante (del 1% al 100% sobre el 30% del salario real de contribución), con aporte de la Compañía hasta el límite del 5% sobre la base del 30% de la remuneración de la contribución.
El Beneficio Suplementario Proporcional Saldado - BSPS garantiza a los empleados participantes del plan que se adhirieron anteriormente al nuevo modelo implantado en la privatización de la Compañía. Este beneficio garantizará el valor proporcional correspondiente al período del servicio anterior a la fecha de la agrupación al nuevo plan mixto. Este beneficio se pagará a partir de la fecha en que el participante complete los tiempos mínimos requeridos en el reglamento del nuevo plan.

Nota 27. Patrimonio

27.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

27.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

El capital de Enel Américas al 31 de diciembre de 2018 y 2017 asciende a US$6.763.204.424 representado por 57.452.641.516 acciones autorizadas, suscritas y pagadas. Todas las acciones emitidas por Enel Américas están suscritas y pagadas y admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile y Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE).

Durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera al 01 de enero de 2017 ascienden a US$139.630.480 representadas por 872.333.871 acciones, que fueron compradas como resultado del proceso de fusión de acuerdo con el siguiente detalle:

- 129.829.692 acciones por un monto total de US$21.517.199 correspondientes a los accionistas minoritarios de Enel Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas que disintieron con respecto a la fusión y ejercieron su derecho a retiro.
- 742.504.179 acciones por un monto total de US$118.113.281 correspondientes a las acciones de Endesa Américas compradas en la Oferta Pública de Acciones.

El 27 de abril de 2017, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enel Américas aprobó la cancelación de las acciones propias en cartera adquiridas como resultado del proceso de fusión y la consecuente disminución del capital social por el mismo monto.

Cambios en el Capital Emitido como consecuencia de la Reorganización Societaria:

Proceso de División:

En Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis (actual Enel Américas) celebrada el 18 de diciembre de 2015, los accionistas aprobaron la división de Enersis en dos sociedades, surgiendo de esta División la nueva sociedad anónima abierta Enersis Chile S.A., regida por el Título XII del D.L. 3500, a la que se le asignaron las participaciones societarias y activos y pasivos asociados de Enersis en Chile, incluyendo las participaciones accionarias en cada una, Chilectra y Endesa Chile, ya divididas, e incorporándose en ella la totalidad de los accionistas de Enersis en la misma proporción que les corresponde en el capital de Enel Américas por un número de acciones igual al que tenían en la sociedad dividida (relación 1 a 1); permaneciendo en la sociedad dividida Enel Américas las participaciones societarias de Enersis fuera de Chile, incluyendo sus participaciones accionarias en las sociedades resultantes de las divisiones de Chilectra y Endesa Chile, y los pasivos vinculados a ellas, al igual que todos los demás activos y pasivos no asignados expresamente a Enersis Chile en la División.

Como parte del acuerdo de División, se acordó asimismo (i) la disminución del capital de Enersis (actual Enel Américas) producto de la División desde la suma de US$10.680.663.292, dividido en 49.092.772.762 acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal, a la nueva suma de US$7.649.477.307, dividido en 49.092.772.762 acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal; (ii) establecer el capital de Enersis Chile en la suma de US$3.211.185.985, correspondiente al monto que en que se disminuyó el capital de Enersis, dividido en 49.092.772.762 acciones ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal; y (iii) la distribución del patrimonio social entre Enersis y Enersis Chile, asignándose a Enersis Chile los activos y delegándosele los pasivos según lo señalado en la referida junta.

Con fecha 1 de marzo de 2016, habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Enersis y desde esa fecha ha comenzado a existir la compañía Enersis Chile S.A., verificándose además la correspondiente disminución de capital y demás reformas estatutarias de la hasta entonces Enersis S.A., que pasó a denominarse Enersis Américas S.A.

El 4 de octubre de 2016, las juntas extraordinarias de accionistas de Enersis Chile, Endesa Chile y Chilectra aprobaron el cambio de razón social de estas sociedades por Enel Chile S.A., Enel Generación Chile S.A. y Enel Distribución Chile S.A., respectivamente. El cambio de nombre se concretó finalmente el 18 de octubre de 2016, a través de la modificación de los estatutos de cada sociedad.

Proceso de Fusión:

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 28 de septiembre de 2016, los respectivos accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, votaron y aprobaron con más de dos tercios de las acciones con derecho a voto de cada una de las entidades, la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas con y en Enersis Américas, siendo Enersis Américas la sociedad continuadora, bajo el nuevo nombre de "Enel Américas". En esta fusión, Enersis Américas absorbió por incorporación a Endesa Américas y Chilectra Américas, cada una de las cuales fueron disueltas sin necesidad de liquidación, sucediéndolas Enersis Américas en todos sus derechos y obligaciones.

Con fecha 14 de septiembre de 2016, Enersis Américas comenzó una Oferta Pública de Adquisición de Acciones ("OPA") sobre la totalidad de las acciones emitidas por Endesa Américas y una "Tender Offer" sobre la totalidad de los American Depository Shares ("ADSs") y sobre las acciones cuyos titulares residen en los Estados Unidos de América, emitidos por dicha sociedad, por un precio de Ch$300 por acción (o en el caso de los ADS el equivalente en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica de Ch$9.000 por ADS).

La OPA era contingente a (i) la aprobación de la fusión por los accionistas en la junta extraordinaria de accionistas celebradas en conformidad con la Ley de Sociedades Anónimas (la cual fue obtenida el 28 de septiembre de 2016); (ii) menos del 10% de las acciones de Enersis Américas, 10% de las acciones de Endesa Américas y un 0,91% de las acciones de Chilectra Américas ejerzan el derecho a retiro en relación con la fusión, siempre que ningún accionista posea más del 65% de Enersis Américas después del ejercicio del derecho a retiro, y (iii) la ausencia de cualquier evento significativo adverso en Endesa Américas y sus subsidiarias. No habiéndose cumplido ninguna de las causales suspensivas anteriormente mencionadas, la OPA finalizó satisfactoriamente el 28 de octubre de 2016. La OPA resultó en la compra de 265.180.064 acciones de Endesa Américas por un monto total de MUS$118.113.

En resumen, Enersis Américas incrementó su participación accionaria en Endesa Américas en un 3,23%, llegando a controlar directamente un 63,21% de las acciones de la sociedad.

Con fecha 15 de noviembre de 2016, y en virtud de lo resuelto por la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis Américas de fecha 28 de septiembre de 2016, Enersis Américas suscribió conjuntamente con sus subsidiarias Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas") y Chilectra Américas ("Chilectra Américas"), la Escritura declarativa de Cumplimiento de Condiciones de Fusión, que da cuenta de la verificación de las condiciones suspensivas a que se encontraba sujeta la Fusión, permitiendo hacer efectiva la Fusión a partir del primer día del mes calendario siguiente a aquel mes en que se otorgare la Escritura declarativa de Cumplimiento de Condiciones de Fusión.

Con fecha 1 de diciembre de 2016, se materializó la Fusión, incorporándose en Enersis Américas la totalidad del patrimonio de Endesa Américas y de Chilectra Américas, sucediendo la primera en todos sus derechos y obligaciones a las segundas, las que se disolvieron de pleno derecho sin necesidad de liquidación. En esa misma fecha, Enersis Américas cambió su actual razón social, a la de Enel Américas S.A.

Como consecuencia de la aprobación y materialización de la fusión, los accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, tuvieron las siguientes opciones:

- Los accionistas de Endesa Américas que participaron en la fusión recibieron 2,8 acciones de Enersis Américas por cada una de las acciones de Endesa Américas que ellos poseían, y 1.68 ADS de Enersis Américas por cada uno de los ADS de Endesa Américas que ellos poseían, dado que Endesa Américas dejó de existir como una entidad individual una vez materializada la fusión;
- Los accionistas de Chilectra Américas que participaron en la fusión recibieron 4,0 acciones de Enersis Américas por cada una de las acciones de Chilectra Américas que ellos poseían dado que Chilectra Américas también dejó de existir como una entidad individual una vez materializada la fusión;
- Los accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas que disintieron con respecto a la fusión y ejercieron su derecho a retiro establecido en las leyes Chilenas recibieron un pago en efectivo equivalente al promedio ponderado de los precios de cierre de las acciones de Enersis Américas o acciones de Endesa Américas, como fuera el caso, que fueron informados en las Bolsas de Valores en Chile durante el período de 60 días transados precedente al período de 30 días transados previo a la fecha en el cual la fusión fue aprobada o el valor en libros de las acciones de Chilectra Américas, como fuere aplicable; y
- Los accionistas de Endesa Américas pudieron ofrecer sus acciones de Endesa Américas y ADS en la OPA.

Los movimientos en el número de acciones de Enel Américas como consecuencia de la fusión se resumen en la siguiente tabla:

Número de acciones en circulación de Enel Américas previo a la fusión			**49.092.772.762**
	Número de Acciones	Razón de intercambio de acciones	Número de Acciones
Emisión de nuevas acciones (1):			
Canje de acciones con accionistas minoritarios de Endesa Américas	3.282.265.786	2.8	9.190.344.201
Canje de acciones con accionistas minoritarios de Chilectra Américas	10.464.606	4	41.858.424
Total emisión nuevas acciones	3.292.730.392		9.232.202.625
Recompra de acciones (2):			
Ejercicio derecho a retiro accionistas minoritarios de Enersis Américas	(119.185.929)		(119.185.929)
Ejercicio derecho a retiro accionistas minoritarios de Endesa Américas	(3.706.909)	2.8	(10.379.345)
Ejercicio derecho a retiro accionistas minoritarios de Chilectra Américas	(65.035)	4	(260.140)
Acciones remanentes por canje de acciones			(4.278)
Total recompra de acciones	**(122.957.873)**		**(129.829.692)**
Oferta Pública de Acciones Endesa Américas (3):			
Acciones compradas	(265.180.064)	2.8	(742.504.179)
Total OPA Endesa Américas	**(265.180.064)**		**(742.504.179)**
Número de acciones en circulacíon Enel Américas posterior a la fusión			57.452.641.516
Número total de acciones capital emitido			58.324.975.387
Número total de acciones propias en cartera			(872.333.871)
Número acciones en circulacíon Enel Américas posterior a la fusión			**57.452.641.516**

(1) Con fecha 29 de diciembre de 2016, se realizó la inscripción en el Registro de Valores de 9.232.202.625 nuevas acciones de Enel Américas, emitidas con ocasión de la fusión. El monto total por la emisión de estas nuevas acciones fue de MUS$1.553.687.
(2) El monto total pagado por la recompra de acciones fue de MUS$21.517.
(3) El monto total de acciones de Endesa Américas compradas en la OPA fue de MUS$118.113.

Enel Américas continuará transando sus acciones públicamente en las Bolsas de Valores en Chile y sus ADS en la Bolsa de Valores de Nueva York ("NYSE"). En la fusión, las acciones y ADS de Endesa Américas y las acciones de Chilectra Américas fueron convertidas en acciones y ADS de Enersis Américas, como fuere aplicable, y Endesa Américas y Chilectra Américas dejaron de transar en las Bolsas de Valores en Chile y Endesa Américas dejó de transar en la Bolsa de Valores de Nueva York.

Posteriormente a la fusión, Enel SpA continúa siendo la última matriz controladora, a través de su participación mayoritaria en las acciones de Enel Américas y los anteriores accionistas minoritarios de Endesa Américas y Chilectra Américas, en conjunto con los actuales accionistas minoritarios de Enel Américas, poseerán sus correspondientes participaciones no controladoras en Enel Américas.

27.1.2 Dividendos

Con fecha 25 de noviembre de 2014, el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 30 de enero de 2015 un dividendo provisorio N° 90 de US$0,00133 por acción con cargo a los resultados estatutarios del ejercicio 2014, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre 2014, de conformidad con la política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 28 de abril de 2015, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el Dividendo Provisorio N°90, de US$0,00133 por acción), y un dividendo adicional, que sumados ascienden a un total de US$490.317.886, que equivale a US$0,00998751 por acción.

Atendido que el mencionado Dividendo Provisorio N°90 ya fue pagado, se procedió a distribuir y pagar el remanente del Dividendo Definitivo N°91 ascendente a US$424.712.960, que equivale a US$0,00886 por acción.

Con fecha 24 de noviembre de 2015, el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 29 de enero de 2016 un dividendo provisorio N° 92 de US$0,00174 por acción con cargo a los resultados estatutarios del ejercicio 2015, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre 2015, de conformidad con la política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 28 de abril de 2016, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (al que se descuenta el dividendo provisorio proforma pagado en enero de 2016) y un dividendo adicional, que asciende a un total de US$295.657.660, que equivale a US$0,006019495 por acción.

Atendido que el mencionado Dividendo Provisorio N°92 ya fue pagado, se procedió a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°93 ascendente a US$241.946.275 que equivale a US$0,00491 por acción.

Con fecha 24 de noviembre de 2016, el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistente, el pago de un Dividendo Provisorio N° 94 de US$0,00142 por acción por un monto total de US$81.873.986, con cargo al resultado del ejercicio 2016, a pagarse a contar del 27 de enero de 2017. El monto del dividendo corresponde al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre de 2016, de acuerdo con la política vigente de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Américas S.A. celebrada el 27 de abril de 2017, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (al que se descuenta el dividendo provisorio pagado en enero de 2017) y un dividendo adicional, que ascienden a un total de US$288.326.860, que equivale a US$0,00501 por acción. Atendido que el mencionado dividendo provisorio ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°95 ascendente a US$206.452.874, que equivale a US$0,00359 por acción.

Con fecha 29 de noviembre de 2017, el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros presentes, el pago de un Dividendo Provisional N°96 de US$0,00100 con cargo al resultado del ejercicio 2017, a pagarse a contar del 26 de enero de 2018. Dicho monto corresponde al 15% de las utilidades líquidas de Enel Américas al 30 de septiembre de 2017, de acuerdo con la política vigente de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Américas S.A. celebrada el 26 de abril de 2018, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (al que se descuenta el dividendo provisorio pagado en enero de 2018) y un dividendo adicional, que ascienden a un total de US$354.521.675, que equivale a US$0,00617 por acción. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N° 96 ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°97 ascendente a US$296.939.208, que equivale a US$0,00517 por acción.

Con fecha 26 de noviembre de 2018, el Directorio de Enel Américas S.A., acordó por la unanimidad de sus miembros presentes, el pago de un Dividendo Provisorio de USD 0,00133849910936791 por acción, con cargo al resultado del ejercicio 2018, a pagarse a contar del día 25 de enero de 2019. Dicho monto corresponde a un 15% de las utilidades líquidas de Enel Américas al 30 de septiembre de 2018, determinadas con base en los Estados Financieros de la Compañía a dicha fecha.

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

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
90	Provisorio	30-01-2015	0,00133	2014
91	Definitivo	25-05-2015	0,00886	2014
92	Provisorio	29-01-2016	0,00174	2015
93	Definitivo	24-05-2016	0,00491	2015
94	Provisorio	27-01-2017	0,00142	2016
95	Definitivo	26-05-2017	0,00359	2016
96	Provisorio	26-01-2018	0,00100	2017
97	Definitivo	25-05-2018	0,00517	2017
98	Provisorio	25-01-2019	0,00134	2018

27.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de cambios en patrimonio consolidado por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, es el siguiente:

	Saldo al		
Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(378.929)	(128.320)	(151.019)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	115.658	149.973	211.975
Enel Distribución Perú S.A.	38.887	63.180	59.666
Dock Sud, S.A.	(63.680)	(21.517)	(19.800)
Enel Brasil S.A.	(1.133.980)	(529.654)	(646.185)
Enel Generación Costanera S.A.	(42.260)	(9.381)	(9.543)
Emgesa S.A. E.S.P.	(33.476)	17.908	22.187
Enel Generación El Chocón S.A.	(239.155)	(126.421)	(110.183)
Enel Perú S.A.	191.047	-	-
Enel Generación Perú S.A.	(110.613)	125.588	115.350
Enel Generación Piura S.A.	4.926	12.984	11.769
Otros	(14.534)	(8.335)	(4.688)
Diferencia de conversión por cambio moneda de presentación	-	-	(2.089.877)
TOTAL	**(1.666.109)**	**(453.995)**	**(2.610.348)**

27.3 Gestión del capital

El objetivo de Enel Américas S.A. 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.

27.4 Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio)

La compañía tiene algunas subsidiarias 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. Al 31 de diciembre de 2018, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de sus subsidiarias Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Perú, Enel Generación Piura y Enel Generación Perú asciende a MUS$ 1.278.858, MUS$ 111.992, MUS$ 313.578, MUS$ 79.242 y MUS$ 1.392, respectivamente.

27.5 Otras Reservas

La naturaleza y el movimiento de las Otras reservas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, fueron los siguientes:

	Saldo al 01-01-2018 MUS$	Movimiento 2018 MUS$	**Saldo al 31-12-2018 MUS$**
Diferencias de cambio por conversión (a)	(453.995)	(1.212.114)	(1.666.109)
Coberturas de flujo de caja (b)	(3.472)	(1.622)	(5.094)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(175)	(222)	(397)
Otras reservas varias (c)	(3.408.922)	199.639	(3.209.283)
TOTAL	**(3.866.564)**	**(1.014.319)**	**(4.880.883)**

	Saldo al 01-01-2017 MUS$	Movimiento 2017 MUS$	Saldo al 31-12-2017 MUS$
Diferencias de cambio por conversión (a)	(388.942)	(65.053)	(453.995)
Coberturas de flujo de caja (b)	(11.423)	7.951	(3.472)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	227	(402)	(175)
Otras reservas varias (c)	(3.364.559)	(44.363)	(3.408.922)
TOTAL	**(3.764.697)**	**(101.867)**	**(3.866.564)**

	Saldo al 01-01-2016 MUS$	Movimiento 2016 MUS$	Saldo al 31-12-2016 MUS$
Diferencias de cambio por conversión (a)	(3.165.288)	554.940	(2.610.348)
Coberturas de flujo de caja (b)	(7.649)	3.223	(4.426)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(256)	473	217
Resultado integral de activos mantenidos para distribuir a los propietarios	(171.638)	171.638	-
Otras reservas varias (c)	(4.659.748)	566.486	(4.093.262)
TOTAL	**(8.004.579)**	**1.296.760**	**(6.707.819)**

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

- La conversión de nuestras subsidiarias que tienen moneda funcional distinta al dólar estadounidense (Nota 2.7.3) y
- La valorización de las plusvalías compradas surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al dólar estadounidense (Nota 4.c.).

b) Reservas de cobertura flujo de efectivo: Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (Nota 4.g.5).

c) Otras reservas varias.

A continuación, se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

Otras Reservas Varias	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
Reserva por aumento de capital año 2013 (1)	(1.345.368)	(1.345.368)	(1.908.106)
Reserva por restructuración societaria ("División") (2)	716.712	716.712	691.210
Reserva operaciones subsidiarias (3)	(439.290)	(439.290)	(508.682)
Reserva transición a IFRS (4)	(1.490.605)	(1.490.604)	(1.567.941)
Reserva por fusión Enel Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas (5)	(730.748)	(730.748)	(725.018)
Reserva por OPA Endesa Américas y Derecho a Retiro (6)	(57.101)	(57.100)	(56.653)
Otras reservas varias (7)	137.117	(62.524)	(18.072)
Total	**(3.209.283)**	**(3.408.922)**	**(4.093.262)**

1) Reserva originada como consecuencia del aumento de Capital que Enersis Américas perfeccionó durante el primer trimestre de 2013.
2) Reserva por la restructuración societaria ("división de Sociedades") materializada con fecha 1 de marzo de 2016. Representa el efecto generado por la reorganización de Enersis Américas y separación del negocio de Chile en Enel Chile S.A. (Ver Nota 6.1).
3) Reservas provenientes de operaciones en nuestras subsidiarias. Representan el efecto generado por compras de participaciones de subsidiarias bajo control común.
4) Reserva de transición a las NIIF: En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.
5) Reserva por la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas en y con Enel Américas, materializada el 1 de diciembre de 2016. Representa el reconocimiento de la diferencia entre el aumento de capital en Enel Américas, y el importe en libros de las participaciones no controladoras que pasaron a formar parte del capital social en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas, como consecuencia de la fusión. La diferencia entre el valor de mercado de la contraprestación recibida o pagada y el monto por el cual se ajustó la participación no controladora fue reconocida en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas.
6) Reserva OPA y derecho a retiro: Representa la diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas como parte de la OPA y el monto pagado por ellas, resultó en un cargo de MUS$56.578. Además, se incluye el efecto por MUS$523 relacionado con la diferencia entre el valor pagado y el valor libros de las acciones de aquellos accionistas que ejercieron su derecho a retiro.
7) Otras reservas varias provenientes de operaciones realizadas en períodos anteriores.

27.6 Participaciones no controladoras.

El detalle de las principales participaciones no controladoras por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, es el siguiente:

		Participaciones No Controladoras				
		Patrimonio		Resultado		
Compañías	**31-12-2018 %**	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	0,27%	2.471	3.746	128	(111)	(228)
Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce S.A.)	26,00%	204.985	218.722	26.409	35.633	29.509
Enel Distribución Sao Paulo	4,12%	68.083	-	907	-	-
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	51,59%	439.727	457.800	106.363	108.928	86.463
Emgesa S.A. E.S.P.	51,52%	675.574	667.440	178.045	154.744	127.261
Enel Distribucion Perú S.A.	16,85%	104.792	98.590	17.601	23.249	22.250
Enel Generacion Perú S.A.	16,40%	128.863	156.731	25.177	22.647	12.776
Chinango S.A.C.	33,12%	36.158	22.163	6.836	3.810	5.143
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,91%	177.338	2.356	25.609	3.135	(8.604)
Enel Generacion Costanera S.A.	24,38%	34.353	10.187	22.248	4.792	4.061
Enel Generacion El Chocón S.A.	34,31%	102.131	72.893	31.031	30.138	15.276
Inversora Dock Sud S.A.	42,86%	60.390	38.147	12.027	13.984	5.947
Central Dock Sud S.A.	29,76%	59.687	37.432	11.921	13.826	5.842
Enel Distribución Chile S.A.	0,00%	-	-	-	-	405
Chilectra Américas S.A.	0,00%	-	-	-	-	123
Enel Generación Chile S.A.	0,00%	-	-	-	-	71.544
Endesa Américas S.A.	0,00%	-	-	-	-	66.618
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	0,00%	-	-	-	-	1.777
Enel Generacion Piura S.A.	3,50%	4.924	4.529	613	613	795
Enel Distribución Goias (ex Celg)	0,12%	1.033	743	313	12	-
Otros		7.383	6.557	449	2.071	1.416
TOTAL		**2.107.892**	**1.798.036**	**465.677**	**417.471**	**448.374**

NOTA 28. Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos

El detalle de los ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, es el siguiente:

	Saldo al		
Ingresos de Actividades Ordinarias	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
Ventas de energía (1)	**10.929.523**	**8.559.077**	**6.350.968**
Generación	**2.123.166**	**1.895.791**	**1.686.495**
Clientes Regulados	650.264	509.051	472.319
Clientes no Regulados	989.311	1.017.225	706.786
Ventas de Mercado Spot	464.030	348.105	472.921
Otros Clientes	19.561	21.410	34.469
Distribución	**8.806.357**	**6.663.286**	**4.664.473**
Residenciales	4.485.696	2.945.036	2.091.103
Comerciales	2.238.278	1.669.289	1.313.902
Industriales	914.056	706.385	546.028
Otros Consumidores	1.168.327	1.342.576	713.440
Otras ventas	**48.968**	**44.194**	**52.312**
Ventas de gas	36.304	33.541	32.310
Ventas de productos y servicios	12.664	10.653	20.002
Otras prestaciones de servicios	**1.140.643**	**885.995**	**604.628**
Peajes y transmisión	861.717	625.993	433.236

Ingresos de Actividades Ordinarias	Saldo al 31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
Arriendo equipos de medida	130	128	110
Alumbrado público	4.097	4.427	7.521
Verificaciones y enganches	10.985	18.270	11.108
Servicios de ingeniería y consultoría	683	170	4.817
Arrendamiento de Infraestructura de Alumbrado Publico	132.736	110.804	55.487
Otras prestaciones	130.295	126.203	92.349
Total Ingresos de actividades ordinarias	**12.119.134**	**9.489.266**	**7.007.908**

Otros Ingresos	Saldo al 31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
Ingresos por contratos de construcción	833.313	753.389	399.408
Otros Ingresos (2)	231.615	195.348	235.266
Total Otros Ingresos	**1.064.928**	**948.737**	**634.674**

(1) En Argentina, con fecha 1 de febrero de 2017 el ENRE emitió resolución N° 64/2017, referente a Revisión Tarifaria Integral (RTI), que actualiza la tarifa de forma retroactiva a partir de enero de 2017, los efectos reconocidos por esta resolución en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018 fueron por un importe de MUS$1.174.150 (MUS$327.408 al 31 de diciembre de 2017).

(2) Los otros ingresos incluyen MUS$67 y MUS$87.603 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016, respectivamente, relacionados con los contratos de disponibilidad, que a contar de diciembre de 2012 nuestra subsidiaria Enel Generación Costanera S.A. suscribió con CAMMESA.

Nota 29. Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de las materias primas y consumibles utilizados por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al 31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
Compras de energía	(5.737.604)	(3.940.466)	(2.442.519)
Consumo de combustible	(226.843)	(229.308)	(362.156)
Gastos de transporte	(1.055.431)	(634.118)	(394.097)
Costos por contratos de construcción	(833.313)	(753.389)	(399.408)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(289.582)	(325.507)	(270.038)
Total Materias primas y consumibles utilizados	**(8.142.773)**	**(5.882.788)**	**(3.868.218)**

Nota 30. Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de los gastos por beneficios a los empleados por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al 31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
Sueldos y salarios	(476.809)	(489.118)	(400.513)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(17.269)	(20.003)	(13.095)
Seguridad social y otras cargas sociales	(266.566)	(257.185)	(198.822)
Otros gastos de personal	(79.849)	(71.678)	(13.672)
Total Gastos por beneficios a los empleados	**(840.493)**	**(837.984)**	**(626.102)**

Nota 31. Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de los gastos por depreciación, amortización y pérdida por deterioro por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, es el siguiente:

	Saldo al		
	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2016
	MUS$	MUS$	MUS$
Depreciación	(511.326)	(407.535)	(348.385)
Amortización	(351.114)	(240.579)	(124.853)
Subtotal	**(862.440)**	**(648.114)**	**(473.238)**
Reverso (pérdidas) por deterioro	(60.748)	(79.748)	(157.078)
Total	**(923.188)**	**(727.862)**	**(630.316)**

	Generación			Distribución			Otros			Saldo al		
(*) Información por Segmento por Reversión y (Pérdidas) por Deterioro	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
Activos financieros (ver nota 12)	(4.462)	(1.296)	(14.783)	(110.209)	(122.824)	(116.328)	-	-	(141)	(114.671)	(124.120)	(131.252)
Otros activos financieros	(536)	304	(19.388)	(7.295)	(509)	-	-	-	(6.438)	(7.831)	(205)	(25.826)
Activos y grupos matenidos para la venta (ver nota 6)	-	-	-	(5.234)	-	-	-	-	-	(5.234)	-	-
Propiedad, planta y equipo (ver nota 19)	66.988	(10.242)	-	-	54.819	-	-	-	-	66.988	44.577	-
Total	**61.990**	**(11.234)**	**(34.171)**	**(122.738)**	**(68.514)**	**(116.328)**	**-**	**-**	**(6.579)**	**(60.748)**	**(79.748)**	**(157.078)**

Nota 32. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de los otros gastos por naturaleza por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, es el siguiente:

	Saldo al		
	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2016
Otros gastos por naturaleza	**MUS$**	MUS$	MUS$
Otros suministros y servicios	(296.788)	(282.702)	(217.835)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(206.619)	(145.791)	(133.595)
Reparaciones y conservación	(203.382)	(247.137)	(164.437)
Indemnizaciones y multas	(11.981)	(4.316)	(4.181)
Tributos y tasas	(20.548)	(26.413)	(36.822)
Primas de seguros	(37.793)	(38.522)	(42.072)
Arrendamientos y cánones	(27.885)	(26.448)	(17.271)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(12.737)	(5.137)	(5.216)
Otros aprovisionamientos	(179.327)	(131.623)	(174.723)
Gastos de viajes	(21.714)	(25.032)	(18.990)
Gastos de medio ambiente	(2.311)	(10.035)	(2.233)
Total	**(1.021.085)**	**(943.156)**	**(817.375)**

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 fue de MUS$856, MUS$137 y MUS$288, respectivamente.

Nota 33. Otras Ganancias (Pérdidas)

El detalle de las otras ganancias (pérdidas) por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, es el siguiente:

	Saldo al		
	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2016
Otras ganancias (pérdidas)	**MUS$**	MUS$	MUS$
Disposiciones y bajas inmovilizado material	630	5.160	25.844
Otros	51	185	(13.703)
Total Otras ganancias (pérdidas)	**681**	**5.345**	**12.141**

Nota 34. Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y costos financieros por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, es el siguiente:

	Saldo al		
Ingresos financieros	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
Efectivo y otros medios equivalentes	133.180	123.139	150.320
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil) (2)	42	78	164
Ingresos financieros por concesiones IFRIC 12 (Brasil) (1)	73.911	36.648	55.167
Intereses Cobrados a Clientes en Cuentas de Energía y Facturaciones	58.604	30.389	25.491
Otros ingresos financieros	92.344	103.589	45.315
Total Ingresos Financieros	**358.081**	**293.843**	**276.457**

	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
Costos Financieros	**(1.071.759)**	**(869.535)**	**(773.157)**
Préstamos bancarios	(162.192)	(97.495)	(84.753)
Obligaciones con el público	(312.204)	(215.836)	(284.842)
Arrendamientos financieros (leasing)	(8.170)	(5.882)	(2.291)
Valoración derivados financieros	(14.094)	(724)	(16.526)
Actualizacion financiera de provisiones (3)	(147.194)	(175.831)	(162.558)
Gastos financieros activados	19.329	8.054	30.939
Obligación por beneficios post empleo (2)	(83.463)	(37.907)	(29.735)
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(17.883)	(8.694)	(844)
Otros costos financieros (4)	(345.888)	(335.220)	(222.547)
Resultado por unidades de reajuste (**)	**270.380**	**-**	**(1.032)**
Diferencias de cambio (*)	**110.635**	**(6.714)**	**58.934**
Total Costos Financieros	**(690.744)**	**(876.249)**	**(715.255)**
Total Resultado Financiero	**(332.663)**	**(582.406)**	**(438.798)**

(**) Ver nota 8.

(1) Corresponde al ingreso financiero por la actualización financiera durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, de los activos no amortizados a valor nuevo de reposición, al término de la concesión en las distribuidoras Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goias S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A..

(2) Ver nota 26.2.

(3) Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018, se incluyen MUS$61.454 (MUS$115.826 y MUS$69.670 para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, respectivamente) de nuestra subsidiaria Edesur, correspondientes al costo financiero generado por la actualización de multa de calidad de servicio por la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016 (Ver Nota 24). Adicionalmente, nuestras subsidiarias brasileñas Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Sao Paulo, Enel Cien S.A. y Enel Distribución Goias, han reconocido MUS$61.187, MUS$44.440 y MUS$50.801 durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente, por concepto de actualización financiera de reclamaciones legales.

(4) Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018 son incluidos Intereses por la deuda con Enel Finance International NV por MUS$43.874 (M$0 en 2017), referentes a refinanciación compra Enel Distribución Sao Paulo (ver nota 13. d), Intereses provenientes de la deuda de CAMESA por MUS$111.680 (MUS$120.898 y MUS$144.153 al 31 de diciembre de 2017 y 2016, respectivamente), Costos bancarios por MUS$56.188 (MUS$106.079 y MUS$46.304 al 31 de diciembre de 2017 y 2016, respectivamente), Costos financieros por venta de cartera por MUS$23.471 (MUS$35.246 y MUS$4.371 al 31 de diciembre de 2017 y 2016, respectivamente), y Otros por MUS$110.675 (MUS$53.186 y MUS$8.252 al 31 de diciembre de 2017 y 2016, respectivamente).

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

	Saldo al		
Resultado por Unidades de Reajuste (*)	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	-	-	54
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Intrumentos Derivados)	-	-	(1.028)
Otras provisiones	-	-	(58)
Resultado por Unidades de Reajuste	-	**-**	**(1.032)**
Resultado por Hiperinflación (1)	**270.380**	**-**	**-**
Total Resultado por Unidades de Reajuste	**270.380**	**-**	**(1.032)**

	Saldo al		
Diferencias de Cambio (*)	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
Efectivo y equivalentes al efectivo	28.248	7.171	15.143
Otros activos financieros	293.812	117.018	100.338
Otros activos no financieros	5.356	4.260	(2.090)
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	42.999	10.015	10.806
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	2.473	266	738
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Intrumentos Derivados)	(144.669)	(103.890)	(55.203)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(76.575)	(30.326)	1.692
Otros pasivos no financieros	(41.009)	(11.228)	(12.490)
Total Diferencias de Cambio	**110.635**	**(6.714)**	**58.934**

1) Ver nota 8.

Nota 35. Información por Segmento

35.1 Criterios de segmentación

Las actividades del Grupo operan bajo una estructura de organización matricial con responsabilidades de administración duales y cruzadas (basadas en las áreas de responsabilidad de negocio y geográfica) y sus subsidiarias operan en el negocio de generación y transmisión de energía eléctrica y distribución de energía eléctrica.

El Grupo adoptó un enfoque "abajo hacia arriba" para identificar los segmentos sobre los que debe informarse. Los segmentos de Generación y Transmisión y de Distribución han sido definidos basado en NIIF 8.9 y en los criterios establecidos en NIIF 8.12, teniendo en consideración la agregación de segmentos de operación que tienen indicadores económicos similares que son comunes a todos los países en que el Grupo opera.

Segmento de Generación y Transmisión: El segmento de generación y transmisión de energía eléctrica está conformado por un grupo de compañías eléctricas que poseen plantas de generación, y cuya energía es transmitida y distribuida a los consumidores finales.

Los siguientes cuatro segmentos de operación han sido agregados en un conjunto combinado de información para el segmento de Generación y Transmisión:

Segmento de Generación y Transmisión a informar:
- Negocio de Generación y Transmisión en Argentina
- Negocio de Generación y Transmisión en Brasil
- Negocio de Generación y Transmisión en Colombia
- Negocio de Generación y Transmisión en Perú

Nuestro negocio de generación y transmisión es conducido en Argentina por nuestras subsidiarias Enel Trading Argentina (ex Cemsa), Central DockSud, Enel Generación Costanera, y Enel Generación El Chocón; en Brasil por nuestras subsidiarias EGP Cachoeira Dourada, Enel CIEN, Enel Brasil, y Fortaleza; en Colombia por nuestra subsidiaria Emgesa, y en Perú por nuestras subsidiarias Enel Generación Perú y Enel Generación Piura.

Negocio de Distribución: El segmento de distribución de energía eléctrica está conformado por un grupo de compañías eléctricas que operan bajo un régimen de concesión de distribución de energía, con obligaciones de servicio y tarifas reguladas para la distribución a clientes regulados en cuatro países diferentes.

Los siguientes cuatro segmentos de operación han sido agregados en un conjunto combinado de información para el segmento de Distribución:

Segmento de Distribución a informar:

- Negocio de Distribución en Argentina
- Negocio de Distribución en Brasil
- Negocio de Distribución en Colombia
- Negocio de Distribución en Perú

Nuestro negocio de distribución es conducido en Argentina por nuestra subsidiaria Edesur; en Brasil por nuestras subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goias y Enel Distribución Sao Paulo (ex Eletropaulo); en Colombia por nuestra subsidiaria Codensa; y en Perú por nuestra subsidiaria Enel Distribución Perú.

Cada uno de los segmentos de operación genera información financiera separada, la cual es agregada en un conjunto combinado de información para el Negocio de Generación y Transmisión, y otro conjunto de información combinada para el Negocio de Distribución a nivel de segmento sobre el que se debe informar. Adicionalmente, para asistir en el proceso de toma de decisiones, el Departamento de Planificación y Control a nivel de la Matriz prepara informes internos que contienen información combinada a nivel de segmento sobre el que debe informarse acerca de los indicadores de desempeño claves ("KPI" por sus siglas en inglés), tales como: EBITDA, Margen Bruto, Capex Total, Opex Total, Utilidad Neta, Energía Total de Generación y Transmisión, entre otros. La presentación de información bajo un enfoque negocio/país ha sido realizada tomando en consideración que los KPI son similares y comparables en todos los países, en cada uno de los siguientes aspectos:

a) la naturaleza de las actividades: Generación y Transmisión, por un lado, y Distribución por otro;
b) la naturaleza de los procesos de producción: el Negocio de Generación y Transmisión involucre la generación de electricidad y su transmisión a los centros de despacho, mientras que el Negocio de Distribución no genera electricidad, sino que distribuye electricidad a los usuarios finales;
c) el tipo o categoría de clientes a los que se destina sus productos y servicios: el Negocio de Generación y Transmisión entrega servicios principalmente a clientes no regulados, mientras que el Negocio de Distribución entrega servicios a clientes regulados;
d) los métodos usados para distribuir sus productos o prestar los servicios: los generadores normalmente venden la energía mediante licitaciones de energía, mientras que los distribuidores entregan energía en su área de concesión; y
e) la naturaleza del marco normativo (servicios públicos): el marco regulatorio difiere entre el Negocio de Generación y Transmisión y el Negocio de Distribución

La máxima autoridad en la toma de decisiones ("CODM" por sus siglas en inglés) de la Sociedad en conjunto con el gerente del país revisa mensualmente estos reportes internos y utiliza la información de los KPI para tomar decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del desempeño de los segmentos operaciones para cada uno de los segmentos sobre los que debe informarse.

La información revelada en las siguientes tablas está basada en la información financiera de las entidades que conforman cada uno de los segmentos. Las políticas contables utilizadas para determinar la información por segmentos son las mismas que aquellas utilizadas en la preparación de los estados financieros consolidados del Grupo. En este contexto y considerando el proceso de restructuración societaria finalizado en el último trimestre del año 2016, descrito en Nota 6.1, los activos y pasivos relacionados con las operaciones en Chile son presentados como mantenidos para distribución a los propietarios, y en el caso de las cuentas de resultados, como operaciones discontinuadas.

35.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros

Linea de Negocio	Generación		Distribución	
	31-12-2018	31-12-2017	**31-12-2018**	31-12-2017
ACTIVOS	**MUS$**	MUS$	**MUS$**	MUS$
ACTIVOS CORRIENTES	**1.637.118**	**1.428.414**	**4.219.859**	**2.927.495**
Efectivo y equivalentes al efectivo	741.159	598.586	599.445	576.614
Otros activos financieros corrientes	133.524	74.249	42.367	26.175
Otros activos no financieros, corriente	45.867	48.898	221.676	222.545
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	505.920	482.522	3.037.418	1.888.620
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	141.223	167.243	16.585	9.542
Inventarios corrientes	55.723	51.928	283.369	193.708
Activos por impuestos corrientes, corriente	13.702	4.988	13.174	10.291
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	5.825	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	**5.782.238**	**5.657.524**	**15.020.507**	**9.505.117**
Otros activos financieros no corrientes	366.602	421.888	2.429.718	1.325.481
Otros activos no financieros no corrientes	21.552	32.300	1.114.885	525.081
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	408.367	395.692	498.083	220.946
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	3.664	2.641	108	255
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	379.400	143.732	372	24
Activos intangibles distintos de la plusvalía	52.076	47.866	5.761.420	3.624.793
Plusvalía	10.729	7.443	662.218	129.200
Propiedades, planta y equipo	4.513.951	4.574.513	4.167.112	3.511.532
Propiedad de inversión	-	-	11.708	-
Activos por impuestos diferidos	25.897	31.449	374.883	167.805
TOTAL ACTIVOS	**7.419.356**	**7.085.938**	**19.240.366**	**12.432.612**

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Linea de Negocio	Generación		Distribución	
	31-12-2018	31-12-2017	**31-12-2018**	31-12-2017
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**MUS$**	MUS$	**MUS$**	MUS$
PASIVOS CORRIENTES	**1.682.438**	**1.213.127**	**5.064.636**	**3.809.016**
Otros pasivos financieros corrientes	557.288	208.407	701.883	469.228
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	748.149	665.982	3.175.386	2.536.006
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	112.196	76.532	586.817	380.820
Otras provisiones corrientes	74.524	89.943	347.174	178.785
Pasivos por impuestos corrientes	150.391	129.088	42.357	43.312
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	39.890	43.175	207.184	200.865
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	3.835	-
PASIVOS NO CORRIENTES	**1.671.572**	**2.331.607**	**6.625.127**	**4.074.776**
Otros pasivos financieros no corrientes	1.117.237	1.737.988	2.903.618	1.995.344
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	44.893	84.846	877.703	882.795
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	5.253	43.963	-	54.016
Otras provisiones no corrientes	61.377	62.474	1.302.189	597.548
Pasivo por impuestos diferidos	317.075	258.472	221.237	179.957
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	32.073	36.427	1.308.821	349.671
Otros pasivos no financieros no corrientes	93.664	107.437	11.559	15.445
PATRIMONIO NETO	**4.065.346**	**3.541.204**	**7.550.603**	**4.548.820**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**4.065.346**	**3.541.204**	**7.550.603**	**4.548.820**
Capital emitido	1.501.469	705.205	3.599.197	2.395.815
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.384.478	1.190.570	(507.273)	(1.003.058)
Primas de emisión	39.202	38.013	58.677	63.832
Acciones propias en cartera	-	-	(12.704)	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-
Otras reservas	1.140.197	1.607.416	4.412.706	3.092.231
Participaciones no controladoras	**-**	**-**	**-**	**-**
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**7.419.356**	**7.085.938**	**19.240.366**	**12.432.612**

Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
31-12-2018	31-12-2017	**31-12-2018**	31-12-2017
MUS$	MUS$	**MUS$**	MUS$
527.009	**189.512**	**6.383.986**	**4.545.421**
563.681	297.563	1.904.285	1.472.763
34.502	9.928	210.393	110.352
40.189	12.189	307.732	283.632
7.684	6.647	3.551.022	2.377.789
(143.471)	(169.382)	14.337	7.403
306	453	339.398	246.089
24.118	32.114	50.994	47.393
-	-	5.825	-
209.625	**460.929**	**21.012.370**	**15.623.570**
155	4.898	2.796.475	1.752.267
4.271	3.045	1.140.708	560.426
58	155	906.508	616.793
(2.120)	(51)	1.652	2.845
(377.176)	(141.009)	2.596	2.747
13.793	9.820	5.827.289	3.682.479
532.623	576.532	1.205.570	713.175
5.764	6.422	8.686.827	8.092.467
-	-	11.708	-
32.257	1.117	433.037	200.371
736.634	**650.441**	**27.396.356**	**20.168.991**

Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
31-12-2018	31-12-2017	**31-12-2018**	31-12-2017
MUS$	MUS$	**MUS$**	MUS$
2.903.682	**(87.807)**	**9.650.756**	**4.934.336**
388.928	12.133	1.648.099	689.768
192.712	121.865	4.116.247	3.323.853
2.297.655	(232.325)	2.996.668	225.027
1.165	1.238	422.863	269.966
176	238	192.924	172.638
-	-	-	-
23.046	9.044	270.120	253.084
-	-	3.835	-
617.001	**549.765**	**8.913.700**	**6.956.148**
601.013	616.183	4.621.868	4.349.515
10.460	10.928	933.056	978.569
(5.253)	(97.979)	-	-
410	283	1.363.976	660.305
7.758	16.882	546.070	455.311
2.613	2.833	1.343.507	388.931
-	635	105.223	123.517
(2.784.049)	**188.483**	**8.831.900**	**8.278.507**
(2.784.049)	**188.483**	**6.724.008**	**6.480.471**
1.662.538	3.662.184	6.763.204	6.763.204
3.964.482	3.396.319	4.841.687	3.583.831
(97.879)	(101.845)	-	-
12.704	-	-	-
-	-	-	-
(8.325.894)	(6.768.175)	(4.880.883)	(3.866.564)
-	**-**	**2.107.892**	**1.798.036**
736.634	**650.441**	**27.396.356**	**20.168.991**

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Linea de Negocio	Generación			Distribución		
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
INGRESOS	**3.230.791**	**3.019.687**	**2.710.117**	**10.739.115**	**8.253.117**	**5.660.982**
Ingresos de actividades ordinarias	3.156.268	2.926.508	2.587.360	9.748.895	7.394.378	5.148.413
Ventas de energía	2.815.079	2.635.813	2.349.739	8.806.468	6.663.893	4.665.249
Otras ventas	44.810	40.489	39.946	4.158	3.705	3.279
Otras prestaciones de servicios	296.379	250.206	197.675	938.269	726.780	479.885
Otros ingresos	74.523	93.179	122.757	990.220	858.739	512.569
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**(1.474.928)**	**(1.259.326)**	**(1.137.371)**	**(7.456.629)**	**(5.456.305)**	**(3.466.460)**
Compras de energía	(841.160)	(651.208)	(456.008)	(5.637.926)	(4.081.867)	(2.691.685)
Consumo de combustible	(226.843)	(229.308)	(362.156)	-	-	-
Gastos de transporte	(298.238)	(256.279)	(205.494)	(811.849)	(427.099)	(228.321)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(108.687)	(122.531)	(113.713)	(1.006.854)	(947.339)	(546.454)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**1.755.863**	**1.760.361**	**1.572.746**	**3.282.486**	**2.796.812**	**2.194.522**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	9.467	8.852	16.140	168.530	164.334	83.202
Gastos por beneficios a los empleados	(122.858)	(148.095)	(134.919)	(694.262)	(663.005)	(460.414)
Otros gastos, por naturaleza	(140.031)	(155.034)	(160.338)	(816.247)	(740.660)	(566.978)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**1.502.441**	**1.466.084**	**1.293.629**	**1.940.507**	**1.557.481**	**1.250.332**
Gasto por depreciación y amortización	(295.719)	(238.355)	(208.073)	(567.471)	(410.224)	(265.551)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	61.989	(11.234)	(34.171)	(121.938)	(68.158)	(116.328)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**1.268.711**	**1.216.495**	**1.051.385**	**1.251.098**	**1.079.099**	**868.453**
RESULTADO FINANCIERO	**70.220**	**(94.751)**	**(148.574)**	**(216.603)**	**(507.181)**	**(387.234)**
Ingresos financieros	**116.829**	**79.906**	**66.787**	**223.121**	**187.234**	**156.186**
Efectivo y otros medios equivalentes	84.253	63.188	56.649	27.301	31.585	40.476
Otros ingresos financieros	32.576	16.718	10.138	195.820	155.649	115.710
Costos financieros	**(203.183)**	**(204.080)**	**(249.348)**	**(690.462)**	**(686.078)**	**(548.544)**
Préstamos bancarios	(18.221)	(13.912)	(24.236)	(101.105)	(83.583)	(58.090)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(98.979)	(108.597)	(139.650)	(135.140)	(81.263)	(99.776)
Otros	(85.983)	(81.571)	(85.462)	(454.217)	(521.232)	(390.678)
Resultados por Unidades de Reajuste	8.815	-	-	260.137	-	-
Diferencias de cambio	147.759	29.423	33.987	(9.399)	(8.337)	5.124
Positivas	385.805	94.049	128.292	171.169	25.537	41.483
Negativas	(238.046)	(64.626)	(94.305)	(180.568)	(33.874)	(36.359)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	2.171	1.705	1.788	(160)	-	1.443
Otras ganancias (pérdidas)	135	2.813	28.347	546	2.532	(16.215)
Resultado de Otras Inversiones	51	113	-	-	72	(13.704)
Resultados en Ventas de Activos	84	2.700	28.347	546	2.460	(2.511)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**1.341.237**	**1.126.262**	**932.946**	**1.034.881**	**574.450**	**466.447**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(449.235)	(359.599)	(368.682)	(24.007)	(130.254)	(190.768)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**892.002**	**766.663**	**564.264**	**1.010.874**	**444.196**	**275.679**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	**892.002**	**766.663**	**564.264**	**1.010.874**	**444.196**	**275.679**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	892.002	766.663	564.264	1.010.874	444.196	275.679
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora						
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras						

Holdings, Eliminaciones y otros			Totales		
31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
(785.844)	**(834.801)**	**(728.517)**	**13.184.062**	**10.438.003**	**7.642.582**
(786.029)	(831.620)	(727.865)	12.119.134	9.489.266	7.007.908
(692.024)	(740.629)	(664.020)	10.929.523	8.559.077	6.350.968
-	-	9.087	48.968	44.194	52.312
(94.005)	(90.991)	(72.932)	1.140.643	885.995	604.628
185	(3.181)	(652)	1.064.928	948.737	634.674
788.784	**832.843**	**735.613**	**(8.142.773)**	**(5.882.788)**	**(3.868.218)**
741.482	792.609	705.174	(5.737.604)	(3.940.466)	(2.442.519)
-	-	-	(226.843)	(229.308)	(362.156)
54.656	49.260	39.718	(1.055.431)	(634.118)	(394.097)
(7.354)	(9.026)	(9.279)	(1.122.895)	(1.078.896)	(669.446)
2.940	**(1.958)**	**7.096**	**5.041.289**	**4.555.215**	**3.774.364**
-	-	107	177.997	173.186	99.449
(23.373)	(26.884)	(30.769)	(840.493)	(837.984)	(626.102)
(64.807)	(47.462)	(90.059)	(1.021.085)	(943.156)	(817.375)
(85.240)	**(76.304)**	**(113.625)**	**3.357.708**	**2.947.261**	**2.430.336**
750	465	386	(862.440)	(648.114)	(473.238)
(799)	(356)	(6.579)	(60.748)	(79.748)	(157.078)
(85.289)	**(76.195)**	**(119.818)**	**2.434.520**	**2.219.399**	**1.800.020**
(186.280)	**19.526**	**97.010**	**(332.663)**	**(582.406)**	**(438.798)**
18.131	**26.703**	**53.484**	**358.081**	**293.843**	**276.457**
21.626	28.366	53.195	133.180	123.139	150.320
(3.495)	(1.663)	289	224.901	170.704	126.137
(178.114)	**20.623**	**24.735**	**(1.071.759)**	**(869.535)**	**(773.157)**
(42.866)	-	(2.427)	(162.192)	(97.495)	(84.753)
(78.085)	(25.976)	(45.416)	(312.204)	(215.836)	(284.842)
(57.163)	46.599	72.578	(597.363)	(556.204)	(403.562)
1.428	-	(1.032)	270.380	-	(1.032)
(27.725)	(27.800)	19.823	110.635	(6.714)	58.934
(849)	73.053	88.242	556.125	192.639	258.017
(26.876)	(100.853)	(68.419)	(445.490)	(199.353)	(199.083)
441	1.605	(525)	2.452	3.310	2.706
-	-	9	681	5.345	12.141
-	-	-	51	185	(13.704)
-	-	9	630	5.160	25.845
(271.128)	**(55.064)**	**(23.324)**	**2.104.990**	**1.645.648**	**1.376.069**
35.310	(29.281)	27.989	(437.932)	(519.134)	(531.461)
(235.818)	**(84.345)**	**4.665**	**1.667.058**	**1.126.514**	**844.608**
-	-	170.263	-	-	170.263
(235.818)	**(84.345)**	**174.928**	**1.667.058**	**1.126.514**	**1.014.871**
(235.818)	(84.345)	174.928	1.667.058	1.126.514	1.014.871
			1.201.381	**709.043**	**566.497**
			465.677	**417.471**	**448.374**

País		Generación			Distribución	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	1.197.918	1.095.110	1.303.328	771.791	784.223	1.372.654
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(103.167)	(886.371)	(197.018)	(1.022.549)	(1.122.436)	(800.639)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(865.538)	(329.243)	(798.301)	367.923	361.865	(296.701)

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

35.3 Países

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil	
ACTIVOS	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
ACTIVOS CORRIENTES	**526.410**	**265.002**	**644.916**	**711.201**	**4.198.462**	**2.519.658**
Efectivo y equivalentes al efectivo	441.045	184.157	182.829	242.072	633.692	470.361
Otros activos financieros corrientes	7.467	127	-	412	178.492	64.924
Otros activos no financieros, corriente	5.544	3.530	26.228	23.106	220.719	226.385
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	956	639	389.563	395.614	2.801.407	1.544.654
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	71.184	68.433	16.513	28.732	106.693	43.040
Inventarios corrientes	-	-	29.623	20.813	209.125	134.991
Activos por impuestos corrientes, corriente	214	8.116	160	452	48.334	35.303
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	**7.491.715**	**7.410.770**	**2.585.687**	**1.516.003**	**11.585.461**	**6.861.343**
Otros activos financieros no corrientes	-	-	14	27	2.795.863	1.751.137
Otros activos no financieros no corrientes	3.414	2.403	927	5.825	1.127.643	541.556
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	58	124	409.285	400.329	457.162	181.099
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	375.000	375.000	108	255	7.768	57.512
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	7.113.243	7.033.243	292.079	35.641	-	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	22.170	17.628	5.653.825	3.546.462
Plusvalía	-	-	4.827	1.022	662.218	129.200
Propiedades, planta y equipo	-	-	1.856.267	1.004.634	436.248	504.650
Propiedad de inversión	-	-	-	-	11.708	-
Activos por impuestos diferidos	-	-	10	50.642	433.026	149.727
TOTAL ACTIVOS	**8.018.125**	**7.675.772**	**3.230.603**	**2.227.204**	**15.783.923**	**9.381.001**

Holdings, Eliminaciones y otros			Totales		
31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
(125.144)	(9.284)	(143.796)	1.844.565	1.870.049	2.532.186
(1.943.473)	(470.334)	262.699	(3.069.189)	(2.479.141)	(734.958)
2.364.681	(621.142)	1.151	1.867.066	(588.520)	(1.093.851)

Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
710.105	**725.443**	**488.825**	**458.183**	**(184.732)**	**(134.066)**	**6.383.986**	**4.545.421**
394.484	354.110	252.235	222.063	-	-	1.904.285	1.472.763
24.434	44.889	-	-	-	-	210.393	110.352
8.850	7.751	46.391	22.860	-	-	307.732	283.632
217.987	268.651	140.653	167.826	456	405	3.551.022	2.377.789
1.403	1.612	3.732	57	(185.188)	(134.471)	14.337	7.403
57.118	48.424	43.532	41.861	-	-	339.398	246.089
4	6	2.282	3.516	-	-	50.994	47.393
5.825	-	-	-	-	-	5.825	-
4.200.842	**4.372.366**	**3.828.620**	**3.908.055**	**(8.679.955)**	**(8.444.967)**	**21.012.370**	**15.623.570**
598	1.103	-	-	-	-	2.796.475	1.752.267
8.753	9.017	-	-	(29)	1.625	1.140.708	560.426
40.003	35.241	-	-	-	-	906.508	616.793
-	-	-	-	(381.224)	(429.922)	1.652	2.845
137	10	1.428.462	1.527.055	(8.831.325)	(8.593.202)	2.596	2.747
95.095	77.886	56.199	40.503	-	-	5.827.289	3.682.479
5.902	6.421	-	-	532.623	576.532	1.205.570	713.175
4.050.353	4.242.686	2.343.959	2.340.497	-	-	8.686.827	8.092.467
-	-	-	-	-	-	11.708	-
1	2	-	-	-	-	433.037	200.371
4.910.947	**5.097.809**	**4.317.445**	**4.366.238**	**(8.864.687)**	**(8.579.033)**	**27.396.356**	**20.168.991**

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

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
PASIVOS CORRIENTES	**461.314**	**85.879**	**1.094.163**	**1.211.389**	**6.524.191**	**2.157.537**
Otros pasivos financieros corrientes	363.057	11.791	14.322	2.938	748.859	305.468
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	43.723	35.090	716.892	924.655	2.461.540	1.556.408
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	53.178	37.377	114.938	50.329	2.912.524	90.778
Otras provisiones corrientes	1.164	1.239	131.593	150.497	194.942	10.594
Pasivos por impuestos corrientes	-	54	89.622	51.191	15.965	32.399
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	192	328	26.796	31.779	190.361	161.890
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	**612.001**	**618.499**	**592.984**	**610.569**	**5.554.977**	**3.399.496**
Otros pasivos financieros no corrientes	601.014	607.512	40.229	48.913	2.093.405	1.442.737
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	15	195.385	337.338	727.211	630.010
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	6.230	53.642	240.611	403.120
Otras provisiones no corrientes	-	-	23.144	21.826	1.279.877	565.565
Pasivo por impuestos diferidos	8.374	8.140	244.255	37.724	11.188	130.381
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	2.613	2.832	14.599	26.960	1.198.014	227.048
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	69.142	84.166	4.671	635
PATRIMONIO NETO	**6.944.810**	**6.971.394**	**1.543.456**	**405.246**	**3.704.755**	**3.823.968**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	6.944.810	6.971.394	1.543.456	405.246	3.704.755	3.823.968
Capital emitido	6.763.204	6.763.204	997.714	234.050	1.730.839	2.048.181
Ganancias (pérdidas) acumuladas	3.423.217	3.449.803	13.202	274.033	532.531	414.775
Primas de emisión	-	-	-	-	771.039	902.102
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	(3.241.611)	-3.241.613	532.540	-102.837	670.346	458.910
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**8.018.125**	**7.675.772,00**	**3.230.603**	**2.227.204**	**15.783.923**	**9.381.001**

Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
1.116.652	**942.968**	**490.066**	**487.036**	**(35.630)**	**49.527**	**9.650.756**	**4.934.336**
390.762	267.116	131.099	102.455	-	-	1.648.099	689.768
535.183	483.152	222.164	250.202	136.745	74.346	4.116.247	3.323.853
53.265	50.746	35.138	20.616	(172.375)	(24.819)	2.996.668	225.027
35.841	33.779	59.323	73.857	-	-	422.863	269.966
73.902	84.650	13.435	4.344	-	-	192.924	172.638
-	-	-	-	-	-	-	-
23.864	23.525	28.907	35.562	-	-	270.120	253.084
3.835	-	-	-	-	-	3.835	-
1.630.556	**1.971.990**	**770.023**	**812.356**	**(246.841)**	**(456.762)**	**8.913.700**	**6.956.148**
1.428.551	1.750.429	458.669	499.924	-	-	4.621.868	4.349.515
-	-	10.460	11.206	-	-	933.056	978.569
-	-	-	-	(246.841)	(456.762)	-	-
40.340	64.904	20.615	8.010	-	-	1.363.976	660.305
32.622	18.010	249.631	261.056	-	-	546.070	455.311
123.151	127.565	5.130	4.526	-	-	1.343.507	388.931
5.892	11.082	25.518	27.634	-	-	105.223	123.517
2.163.739	**2.182.851**	**3.057.356**	**3.066.846**	**(8.582.216)**	**(8.171.798)**	**8.831.900**	**8.278.507**
2.163.739	2.182.851	3.057.356	3.066.846	(8.582.216)	(8.171.798)	6.724.008	6.480.471
205.915	224.006	2.658.595	1.657.365	(5.593.063)	(4.163.602)	6.763.204	6.763.204
639.936	484.805	522.144	148.516	(289.343)	(1.188.101)	4.841.687	3.583.831
93.552	101.771	6.052	1.874	(870.643)	(1.005.747)	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
1.224.336	1.372.269	-129.435	1.259.091	(1.829.167)	(1.814.348)	(4.880.883)	(3.866.564)
-	-	-	-	-	-	2.107.892	1.798.036
4.910.947	**5.097.809**	**4.317.445**	**4.366.238**	**(8.864.687)**	**(8.579.033)**	**27.396.356**	**20.168.991**

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

País	Chile (Holdings y Otros)			Argentina			Brasil		
	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2016	**31-12-2018**	31-12-2017	31-12-2016	**31-12-2018**	31-12-2017	31-12-2016
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	**MUS$**	MUS$	MUS$	**MUS$**	MUS$	MUS$	**MUS$**	MUS$	MUS$
INGRESOS	**1.335**	**4**	**11.232**	**1.516.392**	**1.520.474**	**1.267.901**	**7.489.756**	**5.132.814**	**2.761.747**
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	9.527	1.488.830	1.482.423	1.137.695	6.520.243	4.285.949	2.281.557
Ventas de energía	-	-	-	1.443.845	1.426.617	1.076.132	5.865.566	3.841.034	2.058.455
Otras ventas	-	-	9.087	191	194	206	2.225	1.855	2.107
Otras prestaciones de servicios	-	-	440	44.794	55.612	61.357	652.452	443.060	220.995
Otros ingresos	1.335	4	1.705	27.562	38.051	130.206	969.513	846.865	480.190
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**-**	**-**	**(4.191)**	**(769.333)**	**(712.345)**	**(517.495)**	**(5.366.693)**	**(3.502.183)**	**(1.653.590)**
Compras de energía	-	-	-	(656.647)	(619.314)	(396.487)	(3.855.878)	(2.359.632)	(1.034.768)
Consumo de combustible	-	-	-	(21.095)	(4.074)	(72.647)	(18.151)	(70.470)	(73.718)
Gastos de transporte	-	-	-	(37.414)	(15.926)	(4.889)	(631.737)	(279.332)	(112.922)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	(4.191)	(54.177)	(73.031)	(43.472)	(860.927)	(792.749)	(432.182)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**1.335**	**4**	**7.041**	**747.059**	**808.129**	**750.406**	**2.123.063**	**1.630.631**	**1.108.157**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	-	54.308	75.737	53.810	83.214	69.089	25.607
Gastos por beneficios a los empleados	(6.732)	(8.070)	(14.931)	(265.521)	(370.729)	(330.358)	(402.618)	(306.267)	(141.745)
Otros gastos, por naturaleza	(27.113)	(21.316)	(50.535)	(139.867)	(185.752)	(166.111)	(603.682)	(486.694)	(347.940)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**(32.510)**	**(29.382)**	**(58.425)**	**395.979**	**327.385**	**307.747**	**1.199.977**	**906.759**	**644.079**
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(213)	(173.774)	(78.353)	(61.939)	(375.937)	(270.611)	(148.606)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	(1.580)	10.333	15.605	(13.688)	(55.843)	(76.255)	(104.225)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**(32.510)**	**(29.382)**	**(60.218)**	**232.538**	**264.637**	**232.120**	**768.197**	**559.893**	**391.248**
RESULTADO FINANCIERO	**(19.825)**	**(3.438)**	**28.745**	**257.912**	**(145.441)**	**(153.569)**	**(430.868)**	**(225.126)**	**(82.448)**
Ingresos financieros	**47.281**	**29.595**	**50.037**	**107.807**	**87.760**	**62.337**	**215.449**	**179.316**	**140.421**
Efectivo y otros medios equivalentes	7.245	8.207	44.463	75.692	61.757	51.545	33.259	32.537	31.030
Otros ingresos financieros	40.036	21.388	5.574	32.115	26.003	10.792	182.190	146.779	109.391
Costos financieros	**(61.869)**	**(38.662)**	**(37.471)**	**(226.859)**	**(265.443)**	**(248.774)**	**(614.811)**	**(361.158)**	**(232.179)**
Préstamos bancarios	(8.084)	-	(1)	(177)	(136)	(2.196)	(131.557)	(65.154)	(49.349)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(25.736)	(25.977)	(23.567)	-	-	-	(124.722)	(35.259)	(58.201)
Otros	(28.049)	(12.685)	(13.903)	(226.682)	(265.307)	(246.578)	(358.532)	(260.745)	(124.629)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	(1.032)	270.380	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	(5.237)	5.629	17.211	106.584	32.242	32.868	(31.506)	(43.284)	9.310
Positivas	39.694	81.484	79.742	262.165	72.910	81.643	402.562	64.474	70.012
Negativas	(44.931)	(75.855)	(62.531)	(155.581)	(40.668)	(48.775)	(434.068)	(107.758)	(60.702)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	441	1.605	(525)	2.011	1.705	1.788	-	-	-
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	10	74	230	(43)	386	954	(1.232)
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	51	168	56	-	-	-
Resultados en Ventas de Activos	-	-	10	23	62	(99)	386	954	(1.232)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**(51.894)**	**(31.215)**	**(31.988)**	**492.535**	**121.131**	**80.296**	**337.715**	**335.721**	**307.568**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(7.137)	(28.109)	17.832	(203.661)	27.183	(44.673)	217.748	(66.666)	(69.565)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**(59.031)**	**(59.324)**	**(14.156)**	**288.874**	**148.314**	**35.623**	**555.463**	**269.055**	**238.003**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-	-	170.263			-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	**(59.031)**	**(59.324)**	**156.107**	**288.874**	**148.314**	**35.623**	**555.463**	**269.055**	**238.003**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	(59.031)	(59.324)	156.107	288.874	148.314	35.623	555.463	269.055	238.003
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora									
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras									

País	Chile (Holdings y Otros)			Argentina			Brasil		
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(34.496)	23.174	115.344	157.539	209.757	328.608	299.827	371.425	765.662
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	348.295	(982.614)	487.375	(98.752)	(122.760)	(157.218)	(2.434.755)	(1.809.287)	(404.148)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(52.458)	(319.794)	(628.712)	(23.844)	(17.354)	12.592	2.389.830	1.608.280	(233.539)

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		
31-12-2018	31-12-2017	31-12-2016	**31-12-2018**	31-12-2017	31-12-2016	**31-12-2018**	31-12-2017	31-12-2016	**31-12-2018**	31-12-2017	31-12-2016
MUS$	MUS$	MUS$	**MUS$**	MUS$	MUS$	**MUS$**	MUS$	MUS$	**MUS$**	MUS$	MUS$
2.671.192	**2.384.407**	**2.262.236**	**1.505.635**	**1.400.304**	**1.339.466**	**(248)**	**-**	**-**	**13.184.062**	**10.438.003**	**7.642.582**
2.642.886	2.366.028	2.244.990	1.467.175	1.354.866	1.334.139	-	-	-	12.119.134	9.489.266	7.007.908
2.388.426	2.128.847	2.038.739	1.231.686	1.162.579	1.177.642	-	-	-	10.929.523	8.559.077	6.350.968
23.232	20.466	14.839	23.320	21.679	26.073	-	-	-	48.968	44.194	52.312
231.228	216.715	191.412	212.169	170.608	130.424	-	-	-	1.140.643	885.995	604.628
28.306	18.379	17.246	38.460	45.438	5.327	(248)	-	-	1.064.928	948.737	634.674
(1.208.848)	**(950.865)**	**(965.018)**	**(798.330)**	**(717.395)**	**(727.924)**	**431**	**-**	**-**	**(8.142.773)**	**(5.882.788)**	**(3.868.218)**
(721.047)	(529.504)	(570.987)	(505.630)	(434.666)	(443.189)	1.598	2.650	2.912	(5.737.604)	(3.940.466)	(2.442.519)
(53.414)	(30.789)	(69.912)	(134.183)	(123.975)	(145.879)	-	-	-	(226.843)	(229.308)	(362.156)
(268.498)	(244.492)	(201.149)	(116.615)	(91.718)	(72.225)	(1.167)	(2.650)	(2.912)	(1.055.431)	(634.118)	(394.097)
(165.889)	(146.080)	(122.970)	(41.902)	(67.036)	(66.631)	-	-	-	(1.122.895)	(1.078.896)	(669.446)
1.462.344	**1.433.542**	**1.297.218**	**707.305**	**682.909**	**611.542**	**183**	**-**	**-**	**5.041.289**	**4.555.215**	**3.774.364**
29.408	19.386	13.097	11.067	8.974	6.935	-	-	-	177.997	173.186	99.449
(99.856)	(89.244)	(76.304)	(65.766)	(63.674)	(62.764)	-	-	-	(840.493)	(837.984)	(626.102)
(161.656)	(160.646)	(134.369)	(88.585)	(88.768)	(118.420)	(182)	20	-	(1.021.085)	(943.156)	(817.375)
1.230.240	**1.203.038**	**1.099.642**	**564.021**	**539.441**	**437.293**	**1**	**20**	**-**	**3.357.708**	**2.947.261**	**2.430.336**
(193.432)	(177.419)	(149.469)	(119.297)	(121.731)	(113.011)	-	-	-	(862.440)	(648.114)	(473.238)
(14.674)	(2.962)	(35.530)	(564)	(16.136)	(2.055)			-	(60.748)	(79.748)	(157.078)
1.022.134	**1.022.657**	**914.643**	**444.160**	**401.574**	**322.227**	**1**	**20,00**	**-**	**2.434.520**	**2.219.399**	**1.800.020**
(159.753)	**(174.979)**	**(197.153)**	**(18.583)**	**(33.422)**	**(34.373)**	**38.454**	**-**	**-**	**(332.663)**	**(582.406)**	**(438.798)**
19.748	**19.371**	**23.942**	**8.583**	**9.138**	**6.816**	**(40.787)**	**(31.337)**	**(7.096)**	**358.081**	**293.843**	**276.457**
12.533	13.297	20.015	4.451	7.341	3.267	-	-	-	133.180	123.139	150.320
7.215	6.074	3.927	4.132	1.797	3.549	(40.787)	(31.337)	(7.096)	224.901	170.704	126.137
(177.537)	**(193.550)**	**(221.529)**	**(31.469)**	**(42.059)**	**(40.086)**	**40.786**	**31.337**	**6.882**	**(1.071.759)**	**(869.535)**	**(773.157)**
(19.659)	(25.090)	(24.726)	(2.715)	(7.115)	(8.481)	-	-	-	(162.192)	(97.495)	(84.753)
(133.916)	(138.469)	(176.995)	(27.830)	(16.131)	(26.079)	-	-	-	(312.204)	(215.836)	(284.842)
(23.962)	(29.991)	(19.808)	(924)	(18.813)	(5.526)	40.786	31.337	6.882	(597.363)	(556.204)	(403.562)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	270.380	-	(1.032)
(1.964)	(800)	434	4.303	(501)	(1.103)	38.455	-	214	110.635	(6.714)	58.934
12.950	4.435	6.220	22.096	17.331	37.217	(183.342)	(47.995)	(16.817)	556.125	192.639	258.017
(14.914)	(5.235)	(5.786)	(17.793)	(17.832)	(38.320)	221.797	47.995	17.031	(445.490)	(199.353)	(199.083)
-	-	1.443	-	-	-	-	-	-	2.452	3.310	2.706
190	474	(15.002)	31	3.687	28.408	-	-	-	681	5.345	12.141
-	-	(13.760)	-	17	-	-	-	-	51	185	(13.704)
190	474	(1.242)	31	3.670	28.408	-	-	-	630	5.160	25.845
862.571	**848.152**	**703.931**	**425.608**	**371.839**	**316.262**	**38.455**	**20**	**-**	**2.104.990**	**1.645.648**	**1.376.069**
(310.823)	(336.689)	(292.755)	(134.059)	(114.853)	(142.300)	-	-	-	(437.932)	(519.134)	(531.461)
551.748	**511.463**	**411.176**	**291.549**	**256.986**	**173.962**	**38.455**	**20**	**-**	**1.667.058**	**1.126.514**	**844.608**
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	170.263
551.748	**511.463**	**411.176**	**291.549**	**256.986**	**173.962**	**38.455**	**20**	**-**	**1.667.058**	**1.126.514**	**1.014.871**
551.748	511.463	411.176	291.549	256.986	173.962	38.455	20	-	1.667.058	1.126.514	1.014.871
									1.201.381	**709.043**	**566.497**
									465.677	**417.471**	**448.374**

Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
31-12-2018	31-12-2017	31-12-2016	**31-12-2018**	31-12-2017	31-12-2016	**31-12-2018**	31-12-2017	31-12-2016	31-12-2018	31-12-2017	31-12-2016
MUS$	MUS$	MUS$	**MUS$**	MUS$	MUS$	**MUS$**	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
1.030.940	898.396	874.110	390.044	334.592	446.371	711	32.705	2.091	**1.844.565**	1.870.049	2.532.186
(378.451)	(390.586)	(318.358)	(89.786)	(1.085.017)	(78.024)	(415.740)	1.911.123	(264.585)	**(3.069.189)**	(2.479.141)	(734.958)
(601.744)	(575.395)	(372.210)	(259.879)	659.599	(134.402)	415.161	(1.943.856)	262.420	**1.867.066**	(588.520)	(1.093.851)

35.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países

a) Generación y Transmisión

Línea de Negocio	Generación y Transmisión					
País	Chile		Argentina		Brasil	
ACTIVOS	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
ACTIVOS CORRIENTES	**-**	**-**	**334.670**	**316.209**	**647.181**	**437.445**
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	-	155.473	140.455	165.998	136.694
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	-	109.137	45.592
Otros activos no financieros, corriente	-	-	18.603	15.674	18.911	15.849
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	-	138.194	127.072	225.977	164.624
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	-	-	17.731	29.225	114.531	72.251
Inventarios corrientes	-	-	4.509	3.331	405	474
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	160	452	12.222	1.961
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	**-**	**-**	**1.188.893**	**656.380**	**833.154**	**1.024.938**
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	-	366.010	420.794
Otros activos no financieros no corrientes	-	-	769	5.513	16.759	20.820
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	404.821	390.436	26	1.198
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	2.521	37.486
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	277.022	6.426	46.834	54.794
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	263	26	5.484	5.665
Plusvalía	-	-	4.827	1.022	-	-
Propiedades, planta y equipo	-	-	501.181	252.934	369.634	452.757
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	-	-	10	23	25.886	31.424
TOTAL ACTIVOS	**-**	**-**	**1.523.563**	**972.589**	**1.480.335**	**1.462.383**

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

Línea de Negocio	Generación y Transmisión					
País	Chile		Argentina		Brasil	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
PASIVOS CORRIENTES	**-**	**-**	**385.283**	**293.504**	**642.003**	**308.085**
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	14.322	2.938	268.907	5.336
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	168.070	185.205	332.055	238.268
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	-	114.209	48.483	15.935	18.663
Otras provisiones corrientes		-	-	-	-	-
Pasivos por impuestos corrientes		-	74.814	40.892	14.941	32.399
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes		-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes		-	13.868	15.986	10.165	13.419
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	**-**	**-**	**245.332**	**312.457**	**82.461**	**385.093**
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	40.229	48.913	60.398	324.117
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	44.393	84.225	500	621
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	6.230	53.642	15.668	53.011
Otras provisiones no corrientes	-	-	-	-	3.831	6.817
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	83.005	37.724	-	527
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	-	3.508	6.184	-	-
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	67.967	81.769	2.064	-
PATRIMONIO NETO	**-**	**-**	**892.948**	**366.628**	**755.871**	**769.205**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**-**	**-**	**892.948**	**366.628**	**755.871**	**769.205**
Capital emitido	-	-	111.092	162.708	275.319	322.118
Ganancias (pérdidas) acumuladas	-	-	258.124	315.019	289.470	322.261
Primas de emisión	-	-	-	-	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	-	-	523.732	(111.099)	191.082	124.826
Participaciones no controladoras	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**-**	**-**	**1.523.563**	**972.589**	**1.480.335**	**1.462.383**

Generación y Transmisión								
Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
339.038	**327.201**	**412.115**	**412.379**	**(95.886)**	**(64.820)**	**1.637.118**	**1.428.414**
197.708	179.828	221.980	141.609	-	-	741.159	598.586
24.387	28.657	-	-	-	-	133.524	74.249
2.104	4.263	6.249	13.112	-	-	45.867	48.898
52.982	96.775	88.382	94.691	385	(640)	505.920	482.522
41.668	668	63.564	129.279	(96.271)	(64.180)	141.223	167.243
20.185	17.004	30.624	31.119	-	-	55.723	51.928
4	6	1.316	2.569	-	-	13.702	4.988
-	-	-	-	-	-	-	-
2.515.463	**2.703.618**	**1.245.705**	**1.305.808**	**(977)**	**(33.220)**	**5.782.238**	**5.657.524**
592	1.094	-	-	-	-	366.602	421.888
4.053	4.342	-	-	(29)	1.625	21.552	32.300
3.520	4.058	-	-	-	-	408.367	395.692
-	-	2.091	-	(948)	(34.845)	3.664	2.641
-	-	55.544	82.512	-	-	379.400	143.732
24.570	24.900	21.759	17.275	-	-	52.076	47.866
5.902	6.421	-	-	-	-	10.729	7.443
2.476.825	2.662.801	1.166.311	1.206.021	-	-	4.513.951	4.574.513
-	-	-	-	-	-	-	-
1	2	-	-	-	-	25.897	31.449
2.854.501	**3.030.819**	**1.657.820**	**1.718.187**	**(96.863)**	**(98.040)**	**7.419.356**	**7.085.938**

Generación y Transmisión							
Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
511.097	**399.796**	**224.273**	**247.092**	**(80.218)**	**(35.350)**	**1.682.438**	**1.213.127**
234.532	154.957	39.527	45.176	-	-	557.288	208.407
157.577	122.971	90.356	119.408	91	130	748.149	665.982
33.850	30.053	28.511	14.813	(80.309)	(35.480)	112.196	76.532
25.516	30.940	49.008	59.003	-	-	74.524	89.943
52.340	54.038	8.296	1.759	-	-	150.391	129.088
-	-	-	-	-	-	-	-
7.282	6.837	8.575	6.933	-	-	39.890	43.175
-	-	-	-	-	-	-	-
1.032.101	**1.335.486**	**328.323**	**361.261**	**(16.645)**	**(62.690)**	**1.671.572**	**2.331.607**
936.776	1.247.200	79.834	117.758	-	-	1.117.237	1.737.988
-	-	-	-	-	-	44.893	84.846
-	-	-	-	(16.645)	(62.690)	5.253	43.963
37.412	48.136	20.134	7.521	-	-	61.377	62.474
30.926	11.428	203.144	208.793	-	-	317.075	258.472
26.987	28.722	1.578	1.521	-	-	32.073	36.427
-	-	23.633	25.668	-	-	93.664	107.437
1.311.303	**1.295.537**	**1.105.224**	**1.109.834**	**-**	**-**	**4.065.346**	**3.541.204**
1.311.303	**1.295.537**	**1.105.224**	**1.109.834**	**-**	**-**	**4.065.346**	**3.541.204**
201.762	219.488	913.296	891	-	-	1.501.469	705.205
446.982	323.370	389.902	229.920	-	-	1.384.478	1.190.570
34.875	37.939	4.327	74	-	-	39.202	38.013
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
627.684	714.740	(202.301)	878.949	-	-	1.140.197	1.607.416
-	**-**	-	**-**	-	**-**	**-**	**-**
2.854.501	**3.030.819**	**1.657.820**	**1.718.187**	**(96.863)**	**(98.040)**	**7.419.356**	**7.085.938**

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

	Generación y Transmisión								
País	Chile			Argentina			Brasil		
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
INGRESOS	**-**	**-**	**-**	**327.613**	**299.771**	**307.022**	**853.595**	**829.715**	**572.463**
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	-	314.689	288.760	217.309	841.722	796.792	550.034
Ventas de energía	-	-	-	313.502	288.568	217.294	759.653	709.105	473.330
Otras ventas	-	-	-	21	-	-	-	-	-
Otras prestaciones de servicios	-	-	-	1.166	192	15	82.069	87.687	76.704
Otros ingresos	-	-	-	12.924	11.011	89.713	11.873	32.923	22.429
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**-**	**-**	**-**	**(40.070)**	**(25.389)**	**(88.050)**	**(574.420)**	**(490.159)**	**(268.643)**
Compras de energía	-	-	-	(1.343)	(1.374)	(1.240)	(525.539)	(393.265)	(166.195)
Consumo de combustible	-	-	-	(21.095)	(4.074)	(72.647)	(18.151)	(70.470)	(73.718)
Gastos de transporte	-	-	-	(6.937)	(7.389)	(3.687)	(30.474)	(26.226)	(20.268)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	-	(10.695)	(12.552)	(10.476)	(256)	(198)	(8.462)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**-**	**-**	**-**	**287.543**	**274.382**	**218.972**	**279.175**	**339.556**	**303.820**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	-	5.011	6.300	13.637	553	903	1.135
Gastos por beneficios a los empleados	-	-	-	(45.672)	(73.209)	(67.799)	(16.364)	(18.426)	(15.547)
Otros gastos, por naturaleza	-	-	-	(28.977)	(36.680)	(28.608)	(19.683)	(20.404)	(18.432)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**-**	**-**	**-**	**217.905**	**170.793**	**136.202**	**243.681**	**301.629**	**270.976**
Gasto por depreciación y amortización	-	-	-	(121.545)	(55.942)	(45.224)	(32.681)	(38.863)	(30.753)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	59.316	(28)	(51)	(260)	(725)	(580)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**-**	**-**	**-**	**155.676**	**114.823**	**90.927**	**210.740**	**262.041**	**239.643**
RESULTADO FINANCIERO	**-**	**-**	**-**	**116.452**	**26.873**	**7.811**	**18.757**	**7.262**	**(759)**
Ingresos financieros	**-**	**-**	**-**	**69.536**	**49.282**	**34.950**	**32.044**	**24.201**	**15.493**
Efectivo y otros medios equivalentes	-			65.748	39.533	31.917	7.712	12.022	8.788
Otros ingresos financieros	-	-	-	3.788	9.749	3.033	24.332	12.179	6.705
Costos financieros	-	**-**	**-**	**(52.457)**	**(51.507)**	**(60.727)**	**(35.648)**	**(19.284)**	**(17.230)**
Préstamos bancarios	-			(43)	(89)	(2.123)	(11.321)	(3.075)	(577)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-			-	-	-	(201)	-	-
Otros	-	-	-	(52.414)	(51.418)	(58.604)	(24.126)	(16.209)	(16.653)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	8.815	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	**-**	**-**	**-**	**90.558**	**29.098**	**33.588**	**22.361**	**2.345**	**978**
Positivas	-	-	-	237.834	68.622	79.263	149.903	20.108	25.341
Negativas	-	-	-	(147.276)	(39.524)	(45.675)	(127.542)	(17.763)	(24.363)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-	-	2.171	1.705	1.788	-	-	-
Otras ganancias (pérdidas)	**-**	**-**	**-**	**74**	**101**	**(99)**	-	**-**	**-**
Resultado de Otras Inversiones				51	96	-	-	-	-
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	23	5	(99)	-	-	-
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**-**	**-**	**-**	**274.373**	**143.502**	**100.427**	**229.497**	**269.303**	**238.884**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	-	-	-	(99.141)	(8.618)	(34.156)	(78.870)	(90.718)	(83.272)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**-**	**-**	**-**	**175.232**	**134.884**	**66.271**	**150.627**	**178.585**	**155.612**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	**-**	**-**	**-**	**175.232**	**134.884**	**66.271**	**150.627**	**178.585**	**155.612**

País	Chile			Argentina			Brasil		
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	-	-	218.464	110.238	140.035	64.075	206.457	247.841	229.293
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-	-	(67.239)	(16.483)	(20.172)	(34.031)	(67.384)	(454.441)	(26.028)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-	-	(225.540)	(23.726)	(17.305)	13.374	(90.783)	264.451	(160.599)

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

Generación y Transmisión												
Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
1.259.471	**1.159.788**	**1.151.866**	**790.356**	**730.413**	**678.766**	**(244)**	**-**	**-**	**3.230.791**	**3.019.687**	**2.710.117**
1.242.506	1.151.492	1.142.581	757.351	689.464	677.436	-	-	-	3.156.268	2.926.508	2.587.360
1.220.266	1.132.015	1.127.716	521.658	506.125	531.399	-	-	-	2.815.079	2.635.813	2.349.739
22.095	19.300	14.677	22.694	21.189	25.269	-	-	-	44.810	40.489	39.946
145	177	188	212.999	162.150	120.768	-	-	-	296.379	250.206	197.675
16.965	8.296	9.285	33.005	40.949	1.330	(244)	-	-	74.523	93.179	122.757
(478.264)	**(396.302)**	**(433.625)**	**(382.603)**	**(347.476)**	**(347.053)**	**429**	**-**	**-**	**(1.474.928)**	**(1.259.326)**	**(1.137.371)**
(191.690)	(165.039)	(195.204)	(124.184)	(94.180)	(96.281)	1.596	2.650	2.912	(841.160)	(651.208)	(456.008)
(53.414)	(30.789)	(69.912)	(134.183)	(123.975)	(145.879)	-	-	-	(226.843)	(229.308)	(362.156)
(143.045)	(128.296)	(106.375)	(116.615)	(91.718)	(72.252)	(1.167)	(2.650)	(2.912)	(298.238)	(256.279)	(205.494)
(90.115)	(72.178)	(62.134)	(7.621)	(37.603)	(32.641)	-	-	-	(108.687)	(122.531)	(113.713)
781.207	**763.486**	**718.241**	**407.753**	**382.937**	**331.713**	**185**	**-**	**-**	**1.755.863**	**1.760.361**	**1.572.746**
2.468	910	1.142	1.435	739	226	-	-	-	9.467	8.852	16.140
(30.726)	(27.270)	(23.606)	(30.096)	(29.190)	(27.967)	-	-	-	(122.858)	(148.095)	(134.919)
(45.800)	(55.117)	(49.095)	(45.395)	(42.833)	(64.203)	(176)	-	-	(140.031)	(155.034)	(160.338)
707.149	**682.009**	**646.682**	**333.697**	**311.653**	**239.769**	**9**	**-**	**-**	**1.502.441**	**1.466.084**	**1.293.629**
(73.252)	(71.196)	(62.886)	(68.241)	(72.354)	(69.210)	-	-	-	(295.719)	(238.355)	(208.073)
(822)	145	(33.540)	3.755	(10.626)	-	-	-	-	61.989	(11.234)	(34.171)
633.075	**610.958**	**550.256**	**269.211**	**228.673**	**170.559**	**9**	**-**	**-**	**1.268.711**	**1.216.495**	**1.051.385**
(101.982)	**(119.198)**	**(145.270)**	**8.420**	**(9.688)**	**(10.356)**	**28.573**	**-**	**-**	**70.220**	**(94.751)**	**(148.574)**
8.361	**9.160**	**15.273**	**6.888**	**6.143**	**3.028**	**-**	**(8.880)**	**(1.957)**	**116.829**	**79.906**	**66.787**
7.025	7.361	14.112	3.768	4.272	1.832	-	-	-	84.253	63.188	56.649
1.336	1.799	1.161	3.120	1.871	1.196	-	(8.880)	(1.957)	32.576	16.718	10.138
(110.076)	**(128.201)**	**(161.273)**	**(5.002)**	**(13.968)**	**(12.075)**	**-**	**8.880**	**1.957**	**(203.183)**	**(204.080)**	**(249.348)**
(6.638)	(9.755)	(16.467)	(219)	(993)	(5.069)	-	-	-	(18.221)	(13.912)	(24.236)
(95.921)	(106.116)	(135.420)	(2.857)	(2.481)	(4.230)	-	-	-	(98.979)	(108.597)	(139.650)
(7.517)	(12.330)	(9.386)	(1.926)	(10.494)	(2.776)	-	8.880	1.957	(85.983)	(81.571)	(85.462)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.815	-	-
(267)	**(157)**	**730**	**6.534**	**(1.863)**	**(1.309)**	**28.573**	**-**	**-**	**147.759**	**29.423**	**33.987**
7.800	3.320	3.882	18.929	14.109	32.753	(28.661)	(12.110)	(12.947)	385.805	94.049	128.292
(8.067)	(3.477)	(3.152)	(12.395)	(15.972)	(34.062)	57.234	12.110	12.947	(238.046)	(64.626)	(94.305)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.171	1.705	1.788
24	**330**	**70**	**37**	**2.382**	**28.376**	**-**	**-**	**-**	**135**	**2.813**	**28.347**
-	-	-	-	17	-	-	-	-	51	113	-
24	330	70	37	2.365	28.376	-	-	-	84	2.700	28.347
531.117	**492.090**	**405.056**	**277.668**	**221.367**	**188.579**	**28.582**	**-**	**-**	**1.341.237**	**1.126.262**	**932.946**
(185.554)	(191.743)	(158.133)	(85.670)	(68.520)	(93.121)	-	-	-	(449.235)	(359.599)	(368.682)
345.563	**300.347**	**246.923**	**191.998**	**152.847**	**95.458**	**28.582**	**-**	**-**	**892.002**	**766.663**	**564.264**
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
345.563	**300.347**	**246.923**	**191.998**	**152.847**	**95.458**	**28.582**	**-**	**-**	**892.002**	**766.663**	**564.264**

	Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
626.538	511.544	520.340	254.685	195.690	271.229	-	-	(73)	1.197.918	1.095.110	1.303.328
(109.801)	(127.976)	(110.432)	90.501	(283.782)	40.712	-	-	-	(103.167)	(886.371)	(197.018)
(494.832)	(413.466)	(301.913)	(256.197)	(162.923)	(123.623)	-	-	-	(865.538)	(329.243)	(798.301)

b) Distribución

Línea de Negocio	Distribución					
País	Chile		Argentina		Brasil	
ACTIVOS	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
ACTIVOS CORRIENTES	**-**	**-**	**312.128**	**396.740**	**3.379.172**	**1.958.520**
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	-	27.356	101.615	345.537	220.764
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	412	42.320	9.531
Otros activos no financieros, corriente	-	-	7.590	7.365	198.877	207.810
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	-	251.369	268.542	2.568.773	1.375.070
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	-	-	699	1.324	2.077	990
Inventarios corrientes	-	-	25.114	17.482	208.414	134.064
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	-	-	13.174	10.291
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	**-**	**-**	**1.381.972**	**830.423**	**10.742.727**	**5.849.861**
Otros activos financieros no corrientes	-	-	14	27	2.429.698	1.325.445
Otros activos no financieros no corrientes	-	-	158	312	1.110.027	520.094
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	4.464	9.894	457.136	179.869
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	108	255	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	235	14	-	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	21.907	17.602	5.637.387	3.533.935
Plusvalía	-	-	-	-	662.218	129.200
Propiedades, planta y equipo	-	-	1.355.086	751.700	59.670	44.132
Propiedad de inversión	-	-	-	-	11.708	-
Activos por impuestos diferidos	-	-	-	50.619	374.883	117.186
TOTAL ACTIVOS	**-**	**-**	**1.694.100**	**1.227.163**	**14.121.899**	**7.808.381**

Línea de Negocio	Distribución					
País	Chile		Argentina		Brasil	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
PASIVOS CORRIENTES	**-**	**-**	**710.708**	**919.538**	**3.434.286**	**2.042.696**
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	-	-	479.938	299.790
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	548.694	739.200	2.117.898	1.306.373
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	-	2.686	3.755	483.142	286.177
Otras provisiones corrientes			131.593	150.498	194.941	10.594
Pasivos por impuestos corrientes			14.808	10.298	1.024	-
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes			-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes			12.927	15.787	157.343	139.762
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	**-**	**-**	**347.653**	**298.112**	**5.247.163**	**2.699.977**
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	-	2.033.008	1.109.949
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	150.992	253.113	726.711	629.388
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	-	54.016
Otras provisiones no corrientes	-	-	23.144	21.826	1.275.636	558.465
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	161.250	-	11.188	121.112
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	-	11.091	20.776	1.198.014	227.047
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	1.176	2.397	2.606	-
PATRIMONIO NETO	**-**	**-**	**635.739**	**9.513**	**5.440.450**	**3.065.708**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**-**	**-**	**635.739**	**9.513**	**5.440.450**	**3.065.708**
Capital emitido	-	-	563.803	44.904	2.873.858	2.346.393
Ganancias (pérdidas) acumuladas	-	-	69.177	(37.196)	(1.184.278)	(1.330.578)
Primas de emisión	-	-	-	-	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	(12.704)	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	-	-	2.759	1.805	3.763.574	2.049.893
Participaciones no controladoras	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**-**	**-**	**1.694.100**	**1.227.163**	**14.121.899**	**7.808.381**

Distribución								
Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
416.279	**402.852**	**112.287**	**169.383**	**(7)**	**-**	**4.219.859**	**2.927.495**
196.776	174.282	29.776	79.953	-	-	599.445	576.614
47	16.232	-	-	-	-	42.367	26.175
6.746	3.488	8.463	3.882	-	-	221.676	222.545
165.005	171.876	52.271	73.132	-	-	3.037.418	1.888.620
4.947	5.554	8.869	1.674	(7)	-	16.585	9.542
36.933	31.420	12.908	10.742	-	-	283.369	193.708
-	-	-	-	-	-	13.174	10.291
5.825	-	-	-	-	-	5.825	-
1.685.379	**1.668.748**	**1.210.429**	**1.156.085**	**-**	**-**	**15.020.507**	**9.505.117**
6	9	-	-	-	-	2.429.718	1.325.481
4.700	4.675	-	-	-	-	1.114.885	525.081
36.483	31.183	-	-	-	-	498.083	220.946
-	-	-	-	-	-	108	255
137	10	-	-	-	-	372	24
70.525	52.986	31.601	20.270	-	-	5.761.420	3.624.793
-	-	-	-	-	-	662.218	129.200
1.573.528	1.579.885	1.178.828	1.135.815	-	-	4.167.112	3.511.532
-	-	-	-	-	-	11.708	-
-	-	-	-	-	-	374.883	167.805
2.101.658	**2.071.600**	**1.322.716**	**1.325.468**	**(7)**	**-**	**19.240.366**	**12.432.612**

Distribución							
Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
650.767	**547.781**	**268.882**	**299.001**	**(7)**	**-**	**5.064.636**	**3.809.016**
156.230	112.159	65.715	57.279	-	-	701.883	469.228
377.606	360.181	131.188	130.252	-	-	3.175.386	2.536.006
64.627	25.303	36.369	65.585	(7)	-	586.817	380.820
10.325	2.839	10.315	14.854	-	-	347.174	178.785
21.562	30.612	4.963	2.402	-	-	42.357	43.312
-	-	-	-	-	-	-	-
16.582	16.687	20.332	28.629	-	-	207.184	200.865
3.835	-	-	-	-	-	3.835	-
598.455	**636.504**	**431.856**	**440.183**	**-**	**-**	**6.625.127**	**4.074.776**
491.775	503.229	378.835	382.166	-	-	2.903.618	1.995.344
-	-	-	294	-	-	877.703	882.795
-	-	-	-	-	-	-	54.016
2.928	16.768	481	489	-	-	1.302.189	597.548
1.696	6.582	47.103	52.263	-	-	221.237	179.957
96.164	98.843	3.552	3.005	-	-	1.308.821	349.671
5.892	11.082	1.885	1.966	-	-	11.559	15.445
852.436	**887.315**	**621.978**	**586.284**	**-**	**-**	**7.550.603**	**4.548.820**
852.436	**887.315**	**621.978**	**586.284**	**-**	**-**	**7.550.603**	**4.548.820**
4.153	4.518	157.383	-	-	-	3.599.197	2.395.815
192.954	161.435	414.874	203.281	-	-	(507.273)	(1.003.058)
58.677	63.832	-	-	-	-	58.677	63.832
-	-	-	-	-	-	(12.704)	-
-	-	-	-	-	-	-	-
596.652	657.530	49.721	383.003	-	-	4.412.706	3.092.231
-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	
2.101.658	**2.071.600**	**1.322.716**	**1.325.468**	**(7)**	**-**	**19.240.366**	**12.432.612**

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

				Distribución					
País		Chile			Argentina			Brasil	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
INGRESOS	**-**	**-**	**-**	**1.189.950**	**1.223.343**	**962.947**	**6.922.417**	**4.612.551**	**2.472.272**
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	-	1.174.151	1.193.683	920.435	5.965.107	3.798.613	2.014.511
Ventas de energía	-	-	-	1.130.353	1.138.069	858.887	5.396.919	3.447.388	1.875.112
Otras ventas	-	-	-	170	194	206	2.225	1.855	2.107
Otras prestaciones de servicios	-	-	-	43.628	55.420	61.342	565.963	349.370	137.292
Otros ingresos	-	-	-	15.799	29.660	42.512	957.310	813.938	457.761
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**-**	**-**	**-**	**(729.223)**	**(686.912)**	**(429.446)**	**(5.084.253)**	**(3.323.143)**	**(1.670.906)**
Compras de energía	-	-	-	(655.312)	(617.960)	(395.267)	(3.621.322)	(2.281.798)	(1.158.531)
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos de transporte	-	-	-	(30.477)	(8.537)	(1.202)	(609.880)	(258.156)	(94.069)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	-	(43.434)	(60.415)	(32.977)	(853.051)	(783.189)	(418.306)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**-**	**-**	**-**	**460.727**	**536.431**	**533.501**	**1.838.164**	**1.289.408**	**801.366**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	-	49.297	69.437	40.174	82.661	68.186	24.407
Gastos por beneficios a los empleados	-	-	-	(219.849)	(297.520)	(262.559)	(369.620)	(269.029)	(110.570)
Otros gastos, por naturaleza	-	-	-	(110.973)	(150.619)	(139.339)	(545.006)	(439.809)	(300.598)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**-**	**-**	**-**	**179.202**	**157.729**	**171.777**	**1.006.199**	**648.756**	**414.605**
Gasto por depreciación y amortización	-	-	-	(52.229)	(22.411)	(16.716)	(343.158)	(231.358)	(117.594)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	(48.983)	15.633	(13.637)	(54.784)	(75.174)	(98.646)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**-**	**-**	**-**	**77.990**	**150.951**	**141.424**	**608.257**	**342.224**	**198.365**
RESULTADO FINANCIERO	**-**	**-**	**-**	**127.247**	**(176.791)**	**(162.045)**	**(263.904)**	**(250.354)**	**(148.927)**
Ingresos financieros	**-**	**-**	**-**	**33.729**	**34.724**	**27.124**	**173.459**	**137.208**	**115.858**
Efectivo y otros medios equivalentes	-	-	-	5.917	18.799	19.204	15.225	3.869	14.305
Otros ingresos financieros	-	-	-	27.812	15.925	7.920	158.234	133.339	101.553
Costos financieros	**-**	**-**	**-**	**(174.402)**	**(213.931)**	**(187.941)**	**(421.956)**	**(377.095)**	**(271.077)**
Préstamos bancarios	-	-	-	(133)	(47)	(2.123)	(86.228)	(62.079)	(48.772)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	-	-	-	(72.172)	(35.259)	(58.202)
Otros	-	-	-	(174.269)	(213.884)	(185.818)	(263.556)	(279.757)	(164.103)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	260.137	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	-	-	-	7.783	2.416	(1.228)	(15.407)	(10.467)	6.292
Positivas	-	-	-	16.088	3.560	1.766	148.186	18.721	34.044
Negativas	-	-	-	(8.305)	(1.144)	(2.994)	(163.593)	(29.188)	(27.752)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-	-	(160)	-	-	-	-	-
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	-	-	128	56	386	954	(1.232)
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	72	56	-	-	-
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	-	56	-	386	954	(1.232)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**-**	**-**	**-**	**205.077**	**(25.712)**	**(20.565)**	**344.739**	**92.824**	**48.206**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	-	-	-	(101.101)	36.981	(10.267)	251.360	23.851	2.618
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**-**	**-**	**-**	**103.976**	**11.269**	**(30.832)**	**596.099**	**116.675**	**50.824**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	**-**	**-**	**-**	**103.976**	**11.269**	**(30.832)**	**596.099**	**116.675**	**50.824**

País		Chile			Argentina			Brasil	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	-	-	5.895	47.301	69.724	264.533	154.589	186.215	572.727
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-	-	(3.018)	(82.268)	(102.586)	(123.187)	(533.164)	(667.942)	(367.158)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-	-	(45.945)	(118)	(48)	(782)	551.548	576.686	(149.062)

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

Distribución												
Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
1.713.801	**1.537.957**	**1.360.858**	**912.950**	**879.266**	**864.905**	**(3)**	**-**	**-**	**10.739.115**	**8.253.117**	**5.660.982**
1.702.390	1.527.674	1.352.717	907.247	874.408	860.750	-	-	-	9.748.895	7.394.378	5.148.413
1.422.918	1.264.632	1.122.301	856.278	813.804	808.949	-	-	-	8.806.468	6.663.893	4.665.249
1.137	1.166	162	626	490	804	-	-	-	4.158	3.705	3.279
278.335	261.876	230.254	50.343	60.114	50.997	-	-	-	938.269	726.780	479.885
11.411	10.283	8.141	5.703	4.858	4.155	(3)	-	-	990.220	858.739	512.569
(1.032.452)	**(867.491)**	**(781.685)**	**(610.701)**	**(578.759)**	**(584.423)**	**-**	**-**	**-**	**(7.456.629)**	**(5.456.305)**	**(3.466.460)**
(784.872)	(632.783)	(587.454)	(576.420)	(549.326)	(550.433)	-	-	-	(5.637.926)	(4.081.867)	(2.691.685)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(171.492)	(160.406)	(133.050)	-	-	-	-	-	-	(811.849)	(427.099)	(228.321)
(76.088)	(74.302)	(61.181)	(34.281)	(29.433)	(33.990)	-	-	-	(1.006.854)	(947.339)	(546.454)
681.349	**670.466**	**579.173**	**302.249**	**300.507**	**280.482**	**(3)**	**-**	**-**	**3.282.486**	**2.796.812**	**2.194.522**
26.940	18.476	11.955	9.632	8.235	6.666	-	-	-	168.530	164.334	83.202
(69.130)	(61.974)	(52.698)	(35.663)	(34.482)	(34.587)	-	-	-	(694.262)	(663.005)	(460.414)
(116.190)	(106.038)	(85.628)	(44.081)	(44.194)	(41.413)	3	-	-	(816.247)	(740.660)	(566.978)
522.969	**520.930**	**452.802**	**232.137**	**230.066**	**211.148**	**-**	**-**	**-**	**1.940.507**	**1.557.481**	**1.250.332**
(120.115)	(106.158)	(86.553)	(51.969)	(50.297)	(44.688)	-	-	-	(567.471)	(410.224)	(265.551)
(13.852)	(3.107)	(1.991)	(4.319)	(5.510)	(2.054)	-	-	-	(121.938)	(68.158)	(116.328)
389.002	**411.665**	**364.258**	**175.849**	**174.259**	**164.406**	**-**	**-**	**-**	**1.251.098**	**1.079.099**	**868.453**
(57.795)	**(55.757)**	**(51.858)**	**(22.151)**	**(24.279)**	**(24.404)**	**-**	**-**	**-**	**(216.603)**	**(507.181)**	**(387.234)**
11.463	**10.271**	**8.756**	**4.470**	**5.031**	**4.448**	**-**	**-**	**-**	**223.121**	**187.234**	**156.186**
5.498	5.935	5.903	661	2.982	1.064				27.301	31.585	40.476
5.965	4.336	2.853	3.809	2.049	3.384				195.820	155.649	115.710
(67.561)	**(65.385)**	**(60.318)**	**(26.543)**	**(29.667)**	**(29.208)**	**-**	**-**	**-**	**(690.462)**	**(686.078)**	**(548.544)**
(13.022)	(15.335)	(8.258)	(1.722)	(6.122)	1.063				**(101.105)**	(83.583)	(58.090)
(37.995)	(32.353)	(41.574)	(24.973)	(13.651)	-				**(135.140)**	(81.263)	(99.776)
(16.544)	(17.697)	(10.486)	152	(9.894)	(30.271)				**(454.217)**	(521.232)	(390.678)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	**260.137**	-	-
(1.697)	(643)	(296)	(78)	357	356	-	-	-	**(9.399)**	(8.337)	5.124
5.150	1.115	2.339	1.745	2.141	3.334	-	-	-	**171.169**	25.537	41.483
(6.847)	(1.758)	(2.635)	(1.823)	(1.784)	(2.978)	-	-	-	**(180.568)**	(33.874)	(36.359)
-	-	1.443	-	-	-	-	-	-	(160)	-	1.443
166	145	(15.071)	(6)	1.305	32	-	-	-	546	2.532	(16.215)
-	-	(13.760)	-	-	-	-	-	-	-	72	(13.704)
166	145	(1.311)	(6)	1.305	32	-	-	-	546	2.460	(2.511)
331.373	**356.053**	**298.772**	**153.692**	**151.285**	**140.034**	**-**	**-**	**-**	**1.034.881**	**574.450**	**466.447**
(125.242)	(144.932)	(134.584)	(49.024)	(46.154)	(48.535)	-	-	-	(24.007)	(130.254)	(190.768)
206.131	**211.121**	**164.188**	**104.668**	**105.131**	**91.499**	**-**	**-**	**-**	**1.010.874**	**444.196**	**275.679**
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
206.131	**211.121**	**164.188**	**104.668**	**105.131**	**91.499**	**-**	**-**	**-**	**1.010.874**	**444.196**	**275.679**

Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$	31-12-2016 MUS$
404.403	386.853	353.771	165.498	141.431	175.728	-	-	-	771.791	784.223	1.372.654
(296.082)	(262.574)	(207.825)	(111.035)	(89.334)	(99.451)	-	-	-	(1.022.549)	(1.122.436)	(800.639)
(79.475)	(161.966)	(70.396)	(104.032)	(52.807)	(30.516)	-	-	-	367.923	361.865	(296.701)

Nota 36. Garantías Comprometidas con Terceros, otros Activos y Pasivos Contingentes y otros Compromisos

36.1 Garantías directas

	Deudor			Activos Comprometidos		
Acreedor de la Garantía	Nombre	Relación	Tipo de Garantía	Tipo	Moneda	Valor Contable
Mitsubishi Corporation	Enel Generación Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	MUS$	7.692
Varios Acreedores	Enel Distribución Río S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas corrientes	MUS$	18.961
Varios Acreedores	Enel Distribución Ceará S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas corrientes	MUS$	19.378
Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social	Enel Cien	Acreedor	Hipoteca, Prenda y otros	Cobranzas corrientes	MUS$	-
Varios Acreedores	Enel Distribución Goias S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas corrientes	MUS$	24.783
Varios Acreedores	Enel Distribución Sao Paulo	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas corrientes	MUS$	9.286
Banco Crédito del Perú	Enel Generación Piura	Acreedor	Hipoteca	Cobranzas corrientes	MUS$	18.371

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos asciende a MUS$7.692 y MUS$26.156, respectivamente (ver Nota 19.e.ii). Enel Américas es codeudor solidario de los bonos locales de Enel Generación Chile, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2018 asciende a M$329.260.529 (MUS$474.439).

Al 31 de diciembre de 2018, Enel Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de MUS$108.243.549 (MUS$84.423.377 al 31 de diciembre de 2017).

36.2 Garantías Indirectas

				Deudor
Tipo	Nombre del Contrato	Fecha de Término	Acreedor de la Garantía	Nombre
Solidario	Bono Serie H	Octubre 2028	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile S.A.
Solidario	Bono Serie M	Diciembre 2029	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile S.A.
Solidario	DEBÊNTURES 9ª EMISSÃO (AMPL19)	Diciembre 2020	DEBENTURES	Enel Distribución Río
Solidario	CITIBANK 4131 II	Marzo 2021	CITIBANK	Enel Distribución Río
Solidario	CITIBANK 4131 III	Junio 2019	CITIBANK	Enel Distribución Río
Solidario	ITAÚ 4131	Julio 2021	ITAÚ	Enel Distribución Río
Solidario	CITI 4131 FORTALEZA	Abril 2020	CITIBANK	Enel Generación Fortaleza
Solidario	ITAÚ 4131 CELG - I	Julio 2020	ITAÚ BBA INTERNATIONAL PLC	Enel Distribución Goias (ex-CELG)
Solidario	ITAÚ 4131 CELG - II	Agosto 2020	ITAÚ BBA INTERNATIONAL PLC	Enel Distribución Goias (ex-CELG)
Solidario	ITAÚ 4131 CELG - IV	Febrero 2021	ITAÚ BBA INTERNATIONAL PLC	Enel Distribución Goias (ex-CELG)
Solidario	ITAÚ 4131 CELG - V	Enero 2020	ITAÚ BBA INTERNATIONAL PLC	Enel Distribución Goias (ex-CELG)
Solidario	NP 1ª Emissão	Octubre 2019	ITAÚ UNIBANCO S.A.	Enel Distribución Goias (ex-CELG)
Solidario	BNDES_FINAME_GIRO	Mayo 2023	BNDES	Enel Distribución Goias (ex-CELG)
Solidario	BNP PARIBAS 4131	Noviembre 2019	BNP PARIBAS- CREDIT AGREEMENT	Volta Grande
Solidario	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO - 1ª serie	Septiembre 2021	DEBENTURES	Enel Distribución Sao Paulo
Solidario	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO - 2ª série	Septiembre 2023	DEBENTURES	Enel Distribución Sao Paulo
Solidario	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO - 3ª serie	Septiembre 2025	DEBENTURES	Enel Distribución Sao Paulo

(1) Al dividirse el emisor original, Endesa Chile (hoy Enel Generación Chile S.A.), y de acuerdo al contrato de deuda, todas las sociedades que surjan de la división son solidariamente responsables, sin perjuicio de que la obligación de pago la mantiene Enel Generación Chile S.A. Luego de la fusión, Enel Américas asumió la responsabilidad solidaria de Endesa Américas.

	Saldo pendiente al		Liberación de garantías					
Moneda	**31-12-2018**	31-12-2017	**2018**	Activos	2019	Activos	2020	Activos
MUS$	54.460	53.161	-	-	-	-	-	-
MUS$	225.471	105.335	-	-	-	-	-	-
MUS$	126.474	106.854	-	-	-	-	-	-
MUS$	-	4.074	-	-	-	-	-	-
MUS$	101.507	154.954	-	-	-	-	-	-
MUS$	828.266	-	-	-	-	-	-	-
MUS$	37.824	48.443	-	-	-	-	-	-

			Saldo pendiente al	
Relación	Tipo de Garantía	Moneda	**31-12-2018**	31-12-2017
Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) (1)	Codeudor Solidario	MUS$	78.925	96.857
Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) (1)	Codeudor Solidario	MUS$	394.987	431.524
Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS$	155.237	-
Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS$	97.276	-
Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS$	37.159	-
Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS$	77.203	-
Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS$	60.974	-
Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS$	77.143	-
Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS$	96.524	-
Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS$	31.011	-
Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS$	41.264	-
Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS$	54.145	-
Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS$	26.058	-
Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS$	267.302	-
Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS$	185.268	-
Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS$	367.520	-
Enel Brasil	Codeudor Solidario	MUS$	237.325	-
	Total		**2.285.321**	**528.381**

36.3 Litigios y arbitrajes

A la fecha de preparación de estos Estados financieros consolidados, los litigios más relevantes de Enel Américas y sus subsidiarias son los siguientes:

a) Juicios pendientes Enel Américas:

El Servicio de Impuestos Internos (SII) efectuó una revisión normal correspondiente al año comercial 2012 (AT 2013). Con fecha 04 de septiembre 2015, notificó liquidación de impuestos por diferencia del impuesto adicional, basado en el artículo 74 de la Ley de la Renta, justificando su posición en que una modificación del FUT implicaría una modificación de la base del impuesto adicional. La compañía señala que el SII aceptó la rectificatoria y la declaración de renta hecha por ella, con lo cual aceptó los impuestos declarados. Con fecha 23 de diciembre 2015, Enersis presentó reclamo tributario ante los Tribunales Tributarios y Aduaneros (TTA), alegando que la obligación tributaria se encuentra cumplida a cabalidad, pues el impuesto adicional enterado en forma provisoria mensualmente fue solucionado en su totalidad cuando se realizó la rectificatoria de renta con fecha 8 de mayo de 2014, el cual incluyó la rectificación del FUT, y por medio de la cual se solucionó y enteró en forma total la obligación tributaria. Se dictó sentencia desfavorable y en enero 2018 la compañía presentó apelación. Con fecha 12 de septiembre 2018, se alegó la causa ante la Corte de Apelaciones, y el fallo de segunda instancia fue desfavorable, con voto disidente de un ministro. Con fecha 15 de noviembre 2018, la compañía presentó recurso de casación en el fondo. La Corte de Apelaciones aceptó su admisibilidad, está pendiente admisibilidad en Corte Suprema. Cuantía MCLP$ 6.495.277.499 MUS$ 9.359.

b) Juicios pendientes subsidiarias:

Argentina:

1. Síntesis del Litigio: Edesur S.A. promovió reclamo administrativo contra el Ministerio de Energía (actualmente la Secretaría de Gobierno de Energía) (el "Estado nacional") por los perjuicios derivados del incumplimiento del Contrato de Concesión desde el 1 de noviembre de 2005 hasta el 31 de enero de 2017. Los daños a indemnizar derivan del incumplimiento por parte del Estado Nacional, en su condición de concedente del servicio público de distribución eléctrica, de las obligaciones establecidas en el Contrato de Concesión del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica celebrado con EDESUR otorgado por Decreto N° 714/1992, según los términos resultantes del Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Concesión del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica suscripta con fecha 15 de febrero de 2006 ratificada mediante Decreto N° 1959/2006 (el "Acta Acuerdo"). Los perjuicios reclamados tienen origen en el incumplimiento de: (i) la obligación de trasladar a tarifa las "variaciones reales" de los costos de la Distribuidora o en su defecto reconocer a la Distribuidora ingresos equivalentes a lo que hubiese resultado del traslado a tarifa de dichos reales mayores costos, desde la firma del Acta Acuerdo hasta la entrada en vigencia de la Resolución ENRE N°64/2017.
Partes: Edesur S.A. –Reclamante- y Estado Nacional – Secretaría de Gobierno de Energía (Ex Ministerio de Energía de la Nación) –Reclamado-.
Autoridad interviniente: Secretaría de Gobierno de Energía (Ex Ministerio de Energía de la Nación).
N° Expte.: EX2018-36261387-APN-DGDO#MEN.
Monto: $ 48.114.773.121 equivalente a U$S 1.277.337.463.
Novedades último trimestre: Inicio de trámite administrativo con fecha 31/07/18, encontrándose en análisis por parte de la Administración.

Colombia:

2. En demanda de Acción de Grupo del 2013, promovida contra EMGESA S.A. ESP por el ciudadano JOSE RODRIGO ALVAREZ y cerca de otras 1,400 personas todos ellos los habitantes del municipio de Garzón que cursa en el Juzgado Cuarto Civil del Circuito de Bogotá, con radicado 11001310300420120083500, se reclama que como consecuencia de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se vieron disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el censo socioeconómico del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. La cuantía es de US$7.597.595 equivalente a COP$24.673.189.693. El proceso no cuenta con provisión. El expediente se encuentra en etapa probatoria desde el año 2016 y no se ha realizado dictamen pericial por falta de actividad de la contraparte. Este proceso se reporta desde el año 2014 en las Notas a los Estados Financieros y Memoria de Enel Américas.

3. Demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho presentada por Emgesa contra la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales DIAN que cursa ante el Tribunal Administrativo del Huila. Emgesa (ex Central Betania) gozaba de un

beneficio fiscal al Impuesto a la renta sobre las sociedades, conocida como "Ley Páez", la cual estableció la liberación de impuestos a las sociedades situadas en un área específica que sufrió una catástrofe. Las autoridades fiscales de Colombia (DIAN) impugnaron el método utilizado por Emgesa para determinar la base gravable del impuesto a la renta utilizando este beneficio. Básicamente, la DIAN entiende que ciertos ingresos de Emgesa, tales como ajustes por inflación y el resultado no operacional, no califican para esta exención por no estar relacionadas con la actividad de generación eléctrica. Sin embargo, Emgesa entiende que, de acuerdo con la Ley, este beneficio especial se aplica a la empresa como entidad y no sólo a ciertos ingresos de la compañía. El Tribunal Administrativo confirmó sanción de inexactitud sin analizar diferencia de criterios ni definir el hecho sancionable. Por lo anterior, el 10 de agosto de 2017, radicamos la apelación reiterando que el beneficio recae sobre la empresa y la ley no discrimina su aplicación cuando se trata de ingresos no operacionales. Se pusieron en consideración nuevos fallos del Consejo de Estado que soportan la posición de la Compañía. Se insistió en que existe una diferencia de criterio y por lo tanto se debe levantar la sanción de inexactitud. El 22 de septiembre de 2017 el proceso fue repartido en el Consejo de Estado donde surtirá la segunda instancia. El 24 de noviembre de 2017, nuestros abogados presentaron los argumentos de cierre y en enero 2018 el expediente entró al despacho de magistrado para la decisión final. La cuantía total de este litigio se estima en Col $ 117.113 millones (MUS$36.063).

4. Demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho presentada por Emgesa contra La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), expedientes: 25000232400020050147601, 25000232400020060083301 y 25000232400020100020201. La CAR mediante Resoluciones 506, de 28 de marzo de 2005, y 1189, de 8 de julio de 2005, impuso a Emgesa, la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (EEAB) la ejecución de unas obras en el embalse de El Muña. Emgesa interpuso demanda en contra de dichas resoluciones buscando su nulidad. En cuanto al estado procesal, se dictó sentencia de primera instancia rechazándose la nulidad de estas resoluciones. Se interpusieron recursos de apelación por Emgesa, EEB y EEAB, 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 2° de la Resolución 1318 de 2007 y el artículo 2° de la Resolución 2000 de 2009, por medio de los cuales se impuso a Emgesa 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 anulados 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, el que fue favorable para la empresa del cual se solicitó aclaración por parte de Emgesa, aclaración que también resultó favorable. Se ha designado por el Tribunal el segundo perito, quien ha tomado posesión del cargo. Estamos a la espera de que rinda el dictamen pericial. La cuantía involucrada en este litigio es indeterminada.

5. En demanda de Acción Popular que cursa en el Tribunal Administrativo del Huila con radicado 41001233300020140052400 contra EMGESA S.A. ESP, - NACION -MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO Y MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, COMEPEZ Y OTRAS empresas piscícolas y pescadores artesanales solicitan la protección de los derechos colectivos y de medio ambiente sano, salubridad pública, seguridad alimentaria, y seguridad y prevención de desastres técnicamente previsibles y que se ordene a las entidades realizar de manera inmediata medidas correctivas y preventivas necesarias para que cese el peligro inminente de una mortalidad masiva en los proyectos piscícolas del embalse Betania, con ocasión del llenado del embalse y la operación de El Quimbo. Este proceso no tiene una cuantía por tratarse de una acción e protección a derechos colectivos, así mismo no está provisionado. El proceso se encuentra al despacho para sentencia desde el 18 de junio de 2018. En las pruebas las autoridades ambientales ANLA y CAM presentaron en conjunto un informe en donde indican que la Empresa cumplió con las obligaciones impuestas por el Tribunal dentro de la medida cautelar. Aunque este proceso no tiene cuantía se reporta porque genera un riesgo para la operación de la Central y porque en su momento la medida cautelar impedía el llenado del embalse El Quimbo, medida que fue modificada pero aún no ha sido levantada y hoy la Central está en operación.

6. Acción de Grupo en contra de Codensa SA presentada por varios Conjuntos Residenciales entre ellos CENTRO MEDICO DE LA SABANA, la cual cursa ante el Juzgado Primero Administrativo de Bogota D.C. bajo el radicado 11-001-33-34-001-2014-00056-00, donde pretenden que esta empresa les devuelva lo que supuestamente se les ha cobrado en exceso por no aplicar el beneficio tarifario que según ellos les correspondería como usuarios pertenecientes al Nivel de Tensión Uno y propietarios de la infraestructura, según lo establece la Resolución 082 de 2002, modificada por la resolución 097 de 2008. En cuanto al estado procesal, Codensa procedió a contestar la demanda rechazándola en todas sus partes. Se llevó a cabo audiencia de conciliación entre las partes, sin éxito. Se ha dictado auto de pruebas el 15 de mayo de 2018 y se negó la inclusión de nuevos demandantes. El proceso está en etapa probatoria. La cuantía estimada para este litigio aproximadamente es Col $ 337.000 millones (MUS$103.772).

7. Acción popular de Henry Andrew Barbosa contra CODENSA y la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos del Distrito Capital de Bogotá (UAESP) expediente 2009-0069 Juzgado Décimo Administrativo de Bogotá DC y Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho de CODENSA SA ESP contra la UAESP expediente 2018-00718 que cursa ante

el Tribunal Administrativo de Cundinamarca. Mediante el fallo de acción popular se ordenó que CODENSA y la UAESP re liquidaran el Convenio de Alumbrado Público de 1997 suscrito entre ellas, por cuanto se determinó que había 8.661 luminarias menos de las que Codensa efectivamente consideró en su facturación. Las partes acordaron en el año 2014 la reliquidación y realizaron una transacción para los periodos 1998 a 2004 quedando una obligación a pagar de CODENSA a la UAESP de Col $ 14.433 millones (aproximadamente MUS$4.924). Mediante auto de 1° de junio de 2017, el Juzgado se negó a considerar el mencionado acuerdo y, en su lugar, ordenó a la UAESP que realizara la liquidación unilateral. En cumplimiento de lo ordenado, la UAEPS expidió la Resolución No. 000730 del 18/12/2017, donde determinó que CODENSA debía cancelar Cop $ 113.082 millones (Aprox. MUS$38.584). Estado Actual del Proceso: Actuaciones Admirativas y/o Judiciales: 1.- Se demandó la Nulidad y Restablecimiento del Derecho en contra de la UAESP, proceso que está en etapa de notificaciones. 2.- La UAESP inicio el cobro ejecutivo, pero con la admisión de la demanda el cobro está suspendido. 3. CODENSA SA ESP realizó un pago por valor de Cop$24.400 millones (MUS8.068) que es el que consideramos deber según los acuerdos del año 2014. Finalmente la demanda de nulidad tiene una cuantía aproximada de Cop $88.698 millones (MUS27.313).

8. El pasado 4 de diciembre de 2017 se notifica a Enel Américas S.A. la intención del Grupo Energía de Bogotá ("GEB") de someter las diferencias surgidas entre las partes sobre la distribución de utilidades del ejercicio 2016 para EMGESA y CODENSA conforme a lo reglado por el Acuerdo Marco de Inversión –AMI. El demandante fundamenta sus pretensiones en que Enel Américas actúa en contra de sus propios actos al votar por una distribución de utilidades del 70%, dado que entiende que esta proporción corresponde a "todas las utilidades disponibles de acuerdo a las buenas prácticas comerciales". La conducta de Enel Américas viola lo dispuesto en la cláusula 3.8. del AMI que regula la forma de distribución de utilidades obligando a las partes a votar favorablemente la distribución de todas ($100%) las utilidades que sean posibles de distribuir durante cada ejercicio. Las pretensiones buscan la declaratoria de incumplimiento de Enel Américas al AMI y como consecuencia se distribuyan el 100% de las utilidades del ejercicio 2016 para cada empresa. Cuantía: para CODENSA SA ESP la suma de COP $63.619.000.000 (MUS$19.590). Que corresponden a la suma dejada de percibir como consecuencia del reparto parcial de utilidades. Para EMGESA SA ESP la suma de COP$ 82.820.000.000 (MUS$25.503). Que corresponden a la suma dejada de percibir como consecuencia del reparto parcial de utilidades. Estado actual: Estando fijada la fecha para la instalación del Tribunal el GEB decide retirar la demanda para realizar reformas e incluir nuevos temas, forzando una acumulación con otras 17 solicitudes de tramite arbitral que estaban en curso. La demanda nueva esta próxima a ser notificada a ENEL AMERICAS para la conformación del Tribunal y estamos a la espera de la aceptación de los árbitros que fueron designados de mutuo acuerdo por las partes.

9. Se encuentran en curso 24 solicitudes de trámite arbitral instauradas por el socio local Grupo Energía de Bogotá contra CODENSA – EMGESA donde se busca la nulidad de Actas de Junta Directiva y Asamblea General de Accionistas planteando los siguientes argumentos: i) Conflictos de Interés con empresas vinculadas económicas. ii) Imposibilidad de ratificación de autorizaciones para contratar. iii) Indebido levantamiento del conflicto de interés. iv) Violación al AMI en cuanto distribución de utilidades.

Las pretensiones de la demanda son similares indicando que las decisiones están viciadas porque contravienen una norma imperativa, son nulas absolutamente por objeto y causa ilícita, contravienen lo indicado en el AMI respecto a distribución de utilidades y haberse aprobado algunos textos de actas estando en curso un arbitramento. La cuantía es indeterminada sin embargo, están se involucran las decisiones tomadas en torno a operaciones con empresas vinculadas económicas de alto impacto para el negocio. El 5 de julio de 2018 se llevó a cabo el sorteo de los árbitros ante la negativa de acuerdo para su designación y acumulación sugerida con el arbitramento contra Enel Américas. El proceso se encuentra en la etapa de designación de árbitros y revelaciones de éstos y de las partes.

Perú:

10. En Perú, la SUNAT (Superintendencia Nacional de Aduanas y Administración Tributaria), autoridad fiscal, cuestionó a Enel Generación Perú S.A.A. (antes denominada Edegel), a través de Resoluciones de Impuestos y Multa, la deducción como gasto, de la depreciación que correspondía a parte del mayor valor asignado a los activos en la tasación realizada con motivo de su revaluación voluntaria en el año 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 SUNAT es que Enel Generación Perú S.A.A. 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 hubiese sido efectivamente incurrido. La posición de Enel Generación Perú S.A.A. 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 la SUNAT no estaba de acuerdo con la valoración debió oponer su propia tasación, lo que no ocurrió.

Respecto del período 1999: En febrero de 2012, el Tribunal Fiscal ("TF") resolvió el litigio del año 1999, a favor de Enel Generación Perú S.A.A. por dos centrales y en contra respecto de cuatro centrales, en base al argumento de que sólo por las dos primeras se acreditó que hubo financiamiento. Enel Generación Perú S.A.A. pagó la deuda reliquidada por SUNAT en junio 2012, por el equivalente a S/ 37.710 millones (MUS$11.160), la cual tendrá que ser devuelta en caso se obtenga un resultado favorable en la demanda planteada ante el Poder Judicial ("PJ") contra lo resuelto por el TF, interpuesta en mayo 2012, contra la SUNAT y el TF.

En marzo de 2018, Enel Generación Perú S.A.A. recibió la resolución de la Corte que declaró la nulidad de la resolución del Juzgado y ordenó emitir un pronunciamiento sobre la pretensión de la demanda. En junio de 2018, el expediente fue remitido al Juzgado y en agosto de 2018 se realizó el informe oral. En septiembre de 2018, Enel Generación Perú S.A.A. presentó los alegatos para un mejor resolver.

Respecto del período 2000 y 2001: El criterio adoptado respecto al período 1999, fue replicado para los períodos 2000 y 2001, por lo que Enel Generación Perú S.A.A. pagó S/ 18.786 millones (MUS$5.558).

Expediente judicial: En marzo de 2018, el Juzgado del PJ emitió una resolución declarando infundada la demanda, y falló a favor de Enel Generación Perú S.A.A. en orden a no aplicar intereses en los anticipos de marzo a diciembre de 2001. En el mismo mes, Enel Generación Perú S.A.A. presentó una apelación por la parte desfavorable. En octubre de 2018, el Ministerio Público emitió el dictamen fiscal donde señaló que es de la opinión que se confirme la sentencia de primera instancia. En diciembre de 2018, se llevó a cabo el informe oral y se presentaron diversos escritos para mejor resolver. En el mismo mes, la Sala del PJ emitió sentencia declarando nula la sentencia de primera instancia, disponiendo que el Juzgado emita nuevo pronunciamiento, atendiendo los argumentos expuestos en la misma sentencia.

Expediente administrativo: En agosto de 2017, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con la Resolución de Cumplimiento, emitida considerando el pronunciamiento del TF por el período de 1999, mediante la cual la SUNAT procedió a reliquidar la deuda tributaria por el período de 2000-2001. Según SUNAT, la deuda tributaria actualizada de Enel Generación Perú S.A.A. ascendía a S/ 220MM, por concepto de IR anual del 2000, su multa vinculada, y pagos a cuenta por el ejercicio 2001. Asimismo, los créditos a favor de la empresa actualizados ascendían a S/ 22MM, por el IR 2001. En septiembre 2017, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con una Resolución, mediante la cual SUNAT corrige la resolución de Cumplimiento de agosto de 2017, señalando que había aplicado un factor de actualización incorrecto a la deuda tributaria liquidada, lo que se generaba que la deuda tributaria liquidada por SUNAT sea S/ 190 MM y no S/ 220 MM. En septiembre de 2017, Enel Generación Perú S.A.A. presentó recurso de apelación contra la mencionada Resolución de Cumplimiento. En julio de 2018, Enel Generación Perú S.A.A. presentó argumentos por escrito.

Las próximas actuaciones.

Respecto de 1999: Enel Generación Perú está a la espera que el Juzgado del PJ emita una nueva resolución (sentencia).

Respecto de 2000 y 2001: Se espera que el TF emita la correspondiente resolución. Se espera que el Juzgado se pronuncie sobre los reclamos de la demanda de Enel Generación Perú S.A.A.

La cuantía total de estos litigios se estima en S/ 75.333 millones (MUS$22.288).

11.La SUNAT desconoció a Enel Distribución Perú S.A.A. (antes denominada Edelnor) las pérdidas comerciales de energía, reconocidas por la compañía entre los años 2006 al 2011, equivalentes al 2% aproximadamente del total comprado y energía autogenerada, por lo que cuestionó el costo de venta de esa energía determinado por Enel Distribución Perú S.A.A., según la SUNAT, sobre la base de un delito de robo de energía que no fue establecido por los tribunales de justicia. La posición de la SUNAT es que la inviabilidad de la acción judicial sólo puede demostrarse a través de un Reporte Policial y de una Resolución, debidamente motivada, emitida por el Fiscal General (Ministerio Público) que declara el archivo, definitivo o provisorio, de la acción criminal por robo de energía. El TF ha emitido algunas sentencias que establecen que dicha resolución es necesaria. La posición de Enel Distribución Perú S.A.A. es que la ley no establece un mecanismo específico sobre cómo se demostrará la inviabilidad de una acción judicial, por lo que es posible presentar cualquier evidencia disponible, apropiada y razonable para esta situación (revisión libre de la prueba). Enel Distribución Perú S.A.A. eligió para demostrar que era inútil perseguir estos delitos mediante acciones legales, los informes producidos por ingenieros especializados, informes emitidos por la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas y por OSINERGMIN (Regulador), demostrando que no tenía sentido ir al PJ y enjuiciar un delito que sería inútil debido a que los autores del crimen, la ocurrencia exacta de robo, el lugar concreto en el que se produce y la cantidad robada en cada oportunidad no pudieron ser identificados. El TF ha permitido este tipo de acreditación en caso de robo en la distribución de agua (una empresa similar a la distribución de electricidad) y no ha señalado que la resolución emitida por el Fiscal General (Ministerio Público) es la única evidencia admisible que demuestra la inutilidad de la prosecución de la acción judicial.

La evolución de los procesos es:

Para el año 2006: El TF falló en contra de Enel Distribución Perú S.A.A., en la apelación, aunque estuvo de acuerdo con la posición de ésta sobre el fondo de la cuestión controvertida. Por tanto, el TF confirmó el reparo después de concluir que Enel Distribución Perú S.A.A. no demostró la cantidad de pérdidas comerciales atribuibles al robo. Tal conclusión se deriva del hecho de que la pérdida de energía comercial no está exclusivamente compuesta por energía robada, sino que también por energía perdida debido a otras razones, tales como errores de medición, errores de facturación y errores en la estimación de pérdidas físicas. Debido a la ejecución inmediata de la sentencia del TF, Enel Distribución Perú S.A.A. pagó la deuda en su totalidad a la SUNAT por un monto total de S/14.517 (MUS$ 4.295). Luego de una decisión parcialmente en favor de Enel Distribución Perú, en enero 2017, tanto SUNAT y Enel Distribución Perú interpusieron un recurso de casación ante la Corte Suprema de Justicia. En enero de 2018, Enel Distribución Perú S.A.A. recibió notificación de la resolución que declaró rechazado su recurso extraordinario (casación) y admitido el recurso extraordinario de la SUNAT. En junio 2018, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la resolución de la Fiscalía Suprema (Ministerio Público) donde señalan que el recurso de casación presentado por SUNAT debiera ser declarado infundado. En septiembre de 2018, Enel Distribución Perú S.A.A. proporcionó un informe oral y presentó los argumentos de cierre por escrito.

Para los años 2007 y 2008: Teniendo en cuenta el resultado obtenido en 2006 para el impuesto a la renta, Enel Distribución Perú S.A.A. inició una nueva estrategia de defensa: (i) en teoría, las pérdidas de energía comerciales pueden estar compuestas de errores de medición, facturación y de estimación de pérdidas físicas, (ii) dado que tales pérdidas se determinan por "sustracción" (la energía que entró en el sistema "menos" la energía suministrada a los clientes y "menos" la pérdida física de la energía), la pérdida de energía comercial puede de hecho, estar integrada por dichos errores sólo en casos de una sub-medición o sub-facturación o subestimación de las pérdidas físicas, (iii) si no existen tales errores, la cantidad que se muestra como pérdida de energía comercial se compone sólo de pérdidas por robo, (iv) durante la inspección, la SUNAT revisó tanto la facturación y el informe de la pérdida física y no hizo ningún cuestionamiento ni investigación respecto de ellos; por lo tanto, en este punto, los errores de facturación o los errores de estimación de pérdidas físicas no se pueden argumentar por la SUNAT como parte de la pérdida de energía comercial, (v) con respecto a los errores de medición, siendo la distribución de energía eléctrica de un negocio regulado, los márgenes de este tipo de errores son mínimos.

Para el año 2007: Enel Distribución Perú S.A.A. presentó pruebas de que una pequeña cantidad de pérdida fue atribuible a sub-medición. Entonces, las pérdidas comerciales de energía consistían principalmente en robo (95%) y, en menor medida (5%), a errores de medición. Enel Distribución Perú S.A. dio informe oral y presentó alegatos.
Para el año 2008: Enel Distribución Perú S.A.A. presentó pruebas que demostraron un exceso de medición. Por ende, las pérdidas de energía comerciales eran solo robo. Enel Distribución Perú S.A.A. proporcionó Informe Oral al TF y presentó los argumentos finales escritos.

Para el año 2009: SUNAT objetó la deducción de las pérdidas de energía comercial, bajo las mismas razones de los años anteriores. En noviembre de 2013, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó una reclamación, en la que además de reiterar las razones por las que la pérdida comercial de energía es deducible, proporcionó evidencia que demostró que la pérdida de energía comercial consistía principalmente de robo (93%) y, en menor medida (7%), de errores de medición. En junio de 2014, la SUNAT solicitó información sobre los detalles del cálculo de la "pérdida de energía estándar". En julio 2014, Enel Distribución Perú S.A.A. dio respuesta a los puntos solicitados por la SUNAT. En agosto 2014, la SUNAT notificó a Enel Distribución Perú S.A.A. con la Resolución que se pronunció sobre el reclamo de ésta última. En dicha resolución, la SUNAT revocó el reparo correspondiente a la pérdida de energía comercial en la parte que se refiere a la pérdida estándar de energía comercial, confirmándolo en la parte correspondiente al exceso de dicha cantidad. En septiembre de 2014, Enel Distribución Perú S.A.A. pagó la deuda mantenida con la SUNAT por un valor S/ 5.274 (MUS$1.560), este monto incluye intereses moratorios por pagos a cuenta y multas. Se presentó una apelación ante el TF.

Para el año 2010: SUNAT sólo objetó la deducción de las pérdidas de energía comerciales en la parte correspondiente al exceso de la pérdida estándar de energía comercial. En julio de 2015, Enel Distribución Perú S.A.A. pagó la deuda mantenida por la SUNAT de un valor S/ 5.085 millones (MUS$1.505) incluye tributos, intereses moratorios de pago de cuenta más multas respectivas. Se presentó reclamación ante la SUNAT. En abril de 2016, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada de la Resolución de la SUNAT, que mantiene los reparos, y en el mismo mes se interpuso un recurso de apelación.

Para el año 2011: SUNAT también objetó la deducción de las pérdidas de energía comerciales en la parte correspondiente al exceso de la pérdida estándar de energía comercial. En julio de 2016, Enel Distribución Perú S.A. pagó la deuda mantenida con la SUNAT por un valor de S/ 3.126 millones (MUS$ 925) por concepto de pago a cuentas y multas con los respectivos intereses moratorios. En septiembre 2016, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con liquidaciones de impuestos y multas. En octubre 2016, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó reclamación de los impuestos y multas. En junio de 2017, Enel Distribución Perú S.A.A. recibió resolución mediante la cual la SUNAT mantiene las objeciones levantadas. En julio de 2017, Enel Distribución Perú interpuso un recurso de apelación.

Las próximas actuaciones son:

Para el año 2006: Enel Distribución Perú está a la espera de una resolución de la Corte Suprema, que falle el recurso extraordinario de la SUNAT (casación).

Para los años 2007, 2008, 2009, 2010 y 2011: A la espera que el TF emita la resolución correspondiente.

La cuantía total por estos litigios se estima en S/ 76.753 (MUS$ 22.708).

12. En 1997, Enel Generación Perú S.A.A. (antes denominada Edegel), Perené y Simsa entraron en un acuerdo de Joint Venture para el desarrollo de las plantas de energía Chimay y Yanango, acordando un bono para Enel Generación Perú S.A.A. en la cantidad US$ 13 millones. En 1998, Enel Generación Perú S.A.A. firmó un contrato con su compañía controladora Generandes (en adelante, Enel Perú empresa absorbente de Generandes vía fusión) con el fin de que esta última prestara servicios de supervisión para la construcción de las plantas de energía, acordando un bono para Enel Perú en la cantidad de US$ 13 millones. A su vez, Generandes celebró contratos con sus accionistas, Entergy Perú y Conosur, transfiriendo sus compromisos con Enel Generación Perú S.A.A. y acordando un bono para cada parte, en la cantidad US$ 3 millones. La SUNAT cuestionó esta operación (i) en Enel Generación Perú S.A.A.: el uso del IVA como crédito fiscal que fue recargado por Enel Perú, y (ii) en Enel Perú: el gasto deducido del impuesto a la renta de la empresa y el uso del IVA como crédito fiscal que fue recargado por sus accionistas. La posición de la SUNAT es que las operaciones no son reales pues Enel Perú y sus accionistas son una entidad holding que no tiene personal para prestar tales servicios. Los servicios de supervisión fueron prestados directamente por Enel Generación Perú S.A. a través de su personal. Esta posición ha sido respaldada por el TF en las Resoluciones Nos. 15281-8-2014 (caso Enel Generación Perú S.A.A.) y 11180-5-2017 (Enel Perú). Tomando en cuenta ello, Enel Perú espera que el PJ ordene que se emita un nuevo pronunciamiento, indicado que no sólo no existen los costos sino que tampoco existen ingresos. De acuerdo a esta esperada nueva determinación, se produciría un pago en exceso en el impuesto a la renta de Enel Perú, y este exceso debería compensarse con el IVA, eliminándose la contingencia para este caso.

La evolución del proceso es el siguiente:

Tras una decisión adversa en el proceso administrativo, Enel Perú pagó a SUNAT el impuesto adeudado de PS $ 87.055 millones (MUS$26.500) y presentó una demanda judicial contra SUNAT y el TF. En septiembre 2018, se emitió el Dictamen Fiscal respectivo que indica que la demanda debe ser declarada infundada, y se puso a conocimiento de las partes para los descargos. En octubre 2018, se llevó a cabo el informe oral sin la presencia de los representantes de SUNAT. La cuantía total de este litigio se estima en S/ 87.055 (MUS$ 25.764) y se encuentra pendiente de resolución.

13. El 5 de julio de 2016, Electroperú presentó una solicitud de arbitraje contra Enel Generación Perú S.A. por existir discrepancias relativas a la interpretación de ciertos aspectos técnicos (potencia comprometida, fecha de inicio de la segunda etapa del contrato, determinación del Precio Base del Gas) de un contrato de suministro de energía eléctrica celebrado el año 2003. La cuantía total de este litigio se estima en aproximadamente S/ 41,2 millones (MUS$ 12.189). Por su parte, la controversia contiene pretensiones de Enel Generación Perú S.A. contra Electroperú por aproximadamente US$ 18.5 millones. Electroperú presentó su demanda el 04 de junio de 2017 y Enel Generación Perú presentó su contestación de demanda y reconvención el 04 de agosto de 2017. El 10 de agosto de 2017 el tribunal arbitral notificó a Enel Generación Perú la liquidación de los gastos arbitrales. El 18 de septiembre de 2017 Electroperú presentó su réplica a la contestación de demanda y reconvención de Enel Generación Perú. El 3 de octubre de 2017, Electroperú presenta su contestación a la reconvención de Enel Generación Perú. El 02 de noviembre de 2017 Enel Generación Perú presentó su respuesta a la réplica de Electroperú. Con fecha 17 de noviembre de 2017, Enel Generación Perú absolvió el traslado de la contestación a la reconvención efectuada por Electroperú. Con fecha de 2 de enero de 2018, Enel Generación Perú presentó dúplica a lo alegado por Electroperú. Los días 23, 24 y 25 de julio de 2018 se llevaron a cabo las audiencias únicas. El 24 de agosto de 2018, las partes presentaron sus alegatos finales y el proceso arbitral está expedito para que el tribunal pueda emitir su laudo.

Brasil:

Enel Distribución Ceará (Companhia Energética do Ceará S.A. o "Coelce")

14. El Ministerio Público ha deducido Demanda de Derecho Público en contra de Enel Distribución Ceará, aduciendo la ilegalidad del traspaso en el cobro del PIS-COFINS a los consumidores, y ordenando la suspensión de dicho cobro. Además, exige la devolución de los valores indebidamente cobrados por la concesionaria durante los últimos 5 años. No se ha dictado fallo cautelar. El 10/01/18 la demanda fue trasladada a la Justicia Federal y todavía no se ha dictado fallo de primera

instancia. El 31/12/18 el monto involucrado en la demanda era de US$ 265.742.748 (1.029,96 MBRL). (Ministerio Público del estado de Ceará x Companhia Energética do Ceará – Coelce / 0800260-85.2018.4.05.8100, Justicia Federal de Ceará)

15. IPDEC ha deducido Demanda de Derecho Público en contra de Enel Distribución Ceará, aduciendo la ilegalidad de incorporar en la tarifa los costos por hurto de energía reflejados por las distribuidoras. Exige excluir este componente de la tarifa y la devolución de los valores indebidamente cobrados por la concesionaria. No se ha dictado fallo cautelar, como así tampoco un fallo de primera instancia. El juez decretó trasladar la demanda a la Justicia Federal, en vista del interés de ANEEL en la materia. El 31/12/18 el monto involucrado en la demanda era de US$ 155.362.857 (602,15 MBRL). (Instituto de Defensa de los Consumidores – IPEDC x Companhia Energética do Ceará – Coelce / 0168166-91.2016.8.06.0001, Justicia Federal de Ceará).

16. El Ministerio Público ha deducido Demanda de Derecho Público en contra de Enel Distribución Ceará, Enel Generación Fortaleza y ANEEL, aduciendo que: a) el contrato de compraventa de energía eléctrica [PPA] suscrito entre Enel Distribución Ceará y Enel Generación Fortaleza (empresas del mismo grupo económico) es ilegal, que el precio de la energía contratada sería muy elevado, resultando en una excesiva onerosidad de la tarifa cobrada a los consumidores finales; b) la revisión tarifaria realizada por ANEEL desde 2002 es incorrecta, pues ha considerado datos imprecisos en el proceso. Exige excluir estos componentes de la tarifa y la devolución de los valores indebidamente cobrados por la concesionaria. La legalidad del PPA fue confirmada en primera y segunda instancias, pero el proceso de revisión arancelaria se estimó incorrecto en estas instancias. Actualmente, el conocimiento de un recurso especial presentado por Enel Distribución Ceará está pendiente ante el Tribunal Superior de Justicia. El monto involucrado en la demanda es inestimable. (Ministerio Público Federal x Companhia Energética do Ceará – Coelce, Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. y ANEEL / 0001711-62.2010.4.05.8100 / REsp 1.588.415/CE, Tribunal Superior de Justicia).

17. El Ministerio Público del Trabajo ha deducido Demanda de Derecho Público en contra de Enel Distribución Ceará, aduciendo la supuesta tercerización de la ejecución de servicios finales por parte del a compañía, lo que constituiría una infracción a la legislación brasileña (Considerando 331 del TST), que solamente permitiría la tercerización de servicios no esenciales. El Tribunal Superior del Trabajo dictaminó que la tercerización era ilegal. Hasta la fecha, el conocimiento de un recurso [Embargos de Divergencia] presentado por Enel Distribución Ceará está pendiente ante la Sección de Negociación Colectiva (instancia de alzada del Tribunal Superior del Trabajo). El monto involucrado en la demanda es inestimable. (Ministerio Público del Trabajo x Companhia Energética do Ceará – Coelce / 258200-62.2001.5.07.0001, Tribunal Superior del Trabajo).

18. Ciertas empresas de electrificación rural han presentado demandas para que se revise el alquiler de la red de suministro de energía en el área rural del estado de Ceará, supuestamente de su propiedad. A pesar de que Enel Distribución Ceará paga regularmente la renta de arrendamiento de la red a 13 electrificadoras rurales, una controversia en torno a la propiedad de estos activos está pendiente de fallo, pues los mismos ya habrían sido sustituidos directamente por Enel Distribución Ceará a lo largo de los más de 30 años que estos contratos de arrendamiento han permanecido vigentes.

Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú – COPERVA x Companhia Energética do Ceará – Coelce / 384620-27.2000.8.06.0001, Justicia del estado de Ceará. No hay fallo cautelar y todavía no se dicta fallo de primera instancia.

Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú – COPERVA x Companhia Energética do Ceará – Coelce / 0045456-16.2009.8.06.0001, el Tribunal Superior de Justicia [STJ] (tercera instancia). Tribunal de Justicia [TJCE] (segunda instancia) dictó decisión favorable a Enel Distribución Ceará no dando ha lugar a la petición de revisión de la renta de arrendamiento. En contra esta decisión, COPERVA ha presentado un recurso especial al STJ. Al 05 de noviembre de 18, el STJ dictó un fallo monocrático en recurso especial presentado por COPERVA y anuló la decisión de los embargos de aclaración presentados por COPERVA. En resumen, el juez ponente afirmó que la decisión del TJCE no ha aclarado satisfactoriamente los hechos presentados en los embargos de aclaración de COPERVA y determinó que se reabra el expediente de este recurso. En contra de esta decisión, el 3 de diciembre de 2018, Enel Distribución Ceará ha presentado un recurso (Agravo Interno) al propio STJ para que el pleno de la Sala decida sobre la cuestión (toda vez que la decisión fue monocrática), a la fecha sin fallo. El 31 de diciembre de 2018 el monto involucrado en las dos demandas era de US$ 60.433.621 (234,23 MBRL).

Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural – COERCE x Companhia Energética do Ceará – Coelce / 0067837-57.2005.8.06.0001, Justicia del estado de Ceará. No hay fallo cautelar y todavía no se dicta fallo de primera instancia. Al 31/12/18 el monto involucrado en la demanda era de US$ 36.252.219 (140,5 MBRL).

Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural – COPERCA x Companhia Energética do Ceará – Coelce / 0041982-42.2006.8.06.0001, Justicia del estado de Ceará. No hay fallo cautelar y todavía no se dicta fallo de primera instancia. Al 31/12/18 el monto involucrado en la demanda era de US$31.490.227 (122,0 MBRL).

19. Fiação Nordeste do Brasil S/A – FINOBRASA (sucedida por Vicunha) ha presentado una demanda en contra de Enel Distribución Ceará, afirmando que el reajuste de las tarifas de energía eléctrica hecho por medio de las Portarías nº 38 y 45 (DNAEE) en febrero de 1986 fue ilegal. Exige sentencia declaratoria de la ilegalidad del reajuste y que sus efectos sean reflejados en todos los reajustes posteriores, como asimismo la devolución de los montos cobrados indebidamente. El Tribunal de Justicia (segunda instancia) dictó fallo, declarando ilegal el reajuste introducido en 1986, pero ha rechazado reflejar esto en los demás reajustes (efecto cascada). Actualmente, un recurso especial presentado por COPERVA está pendiente de fallo por el Tribunal Superior de Justicia (tercera instancia). Al 31/12/18 el monto involucrado en la demanda era de US$ 22.484.384 (87,1 MBRL). (Fiação Nordeste do Brasil S/A – FINOBRASA x Companhia Energética do Ceará – Coelce / 0227271-58.2000.8.06.0001, Tribunal Superior de Justicia).

20. Enel Distribución Ceará S.A., a efectos de calcular el importe de ICMS deducible respecto del ICMS total gravado a las compras de energía, debe aplicar la regla de prorrateo. La regla señala que el porcentaje que representen los ingresos gravados por ICMS sobre el total de ingresos (gravados por ICMS y no gravados con ICMS) es deducible. Enel Distribución Ceará S.A. considera, a efectos de su inclusión en el denominador de la prorrata, que el ingreso no gravado resulta de la aplicación del precio de venta final de la energía (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 para consumidores de bajos ingresos del estado de Ceará). Por la diferencia de interpretación de la legislación, Enel Distribución Ceará registra 9 demandas correspondientes al período de 2005 a 2013. La Compañía sigue con su defensa en los procesos administrativos y judiciales. La cuantía total de estos litigios se estima en R$ 189 millones (MUS$48.904).

21. El Estado de Ceará levantó actas contra Enel Distribución Ceará S.A. por los períodos correspondientes al 2003 y del 2004 al 2017, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS gravado a la adquisición de activos fijos. Enel Distribución Ceará S.A. presentó sus defensas en todos los procesos administrativos y aguarda fallos definitivos. La cuantía total de este litigio se estima en R$ 174 millones (MUS$ 44.894).

Enel Distribución Goias S.A. (antes CELG Distribução S.A.)

22. Ciertas municipalidades han presentado demandas en contra de Enel Distribución Goiás, aduciendo la ilegalidad de un acuerdo celebrado entre Enel Distribución Goiás, el estado de Goiás y una Asociación de Municipalidades [AGM], con anterioridad al traspaso directo a Enel Distribución Goiás de montos adeudados a los municipios por el estado de Goiás. Los montos traspasados fueron utilizados para el pago de facturas morosas de energía eléctrica. Enel Distribución Goiás afirma que, a pesar de la eventual ilegalidad del convenio, los montos eran efectivamente adeudados y que su devolución a los municipios no sería factible. El Tribunal de Justicia de Goiás está dividido y todavía no hay una opinión unánime, lo que será resuelto solamente en la tercera instancia (Tribunal Superior de Justicia).
Al 31 de diciembre de 2018, las siguientes demandas por US$ 20 millones o más estaban pendientes contra Enel Distribución Goias:

- Municipio de Aparecida de Goiânia x CELG Distribuição S.A. / 0083966-21.2008.8.09.0011, Justicia del estado de Goiás. Al 31 de diciembre de 2018, el monto involucrado en la demanda era de US$ 133,6 millones (517,8 MBRL).
- Municipio de Quirinópolis x CELG Distribuição S.A. / 0507256-53.2007.8.09.0134, Justicia del estado de Goiás. Al 31 de diciembre de 2018, el monto involucrado en la demanda era de US$ 71,8 millones (278,28 MBRL).
- Municipio de Vicentinópolis x CELG Distribuição S.A. / 0081705-20.2008.8.09.0129, Justicia del estado de Goiás. Al 31 de diciembre de 2018, el monto involucrado en la demanda era de US$ 25,4 millones (98,44 MBRL).
- Municipio de Mineiros x CELG Distribuição S.A. / 0515621-86.2007.8.09.0105, Justicia del estado de Goiás. Al 31 de diciembre de 2018, el monto involucrado en la demanda era de US$ 39 millones (151,15 MBRL).
- Municipio de Anápolis x CELG Distribuição S.A. / 0165203-98.2001.8.09.0051, Justicia del estado de Goiás. Al 31 de diciembre de 2018, el monto involucrado en la demanda era de US$ 70,3 millones (272,47 MBRL).
- Municipio de Bela Vista de Goiás x CELG Distribuição S.A. / 0525428-69.2008.8.09.0017, Justicia del estado de Goiás. Al 31 de diciembre de 2018, el monto involucrado en la demanda era de US$ 22,4 millones (86,8 MBRL).
- Municipio de Goiatuba x CELG Distribuição S.A. / 085040-39.2008.8.09.0067, Justicia del estado de Goiás. Al 31 de diciembre de 2018, el monto involucrado en la demanda era de US$ 77,4 millones (299,9 MBRL).
- Municipio de Caiapônia x CELG Distribuição S.A. / 0060677-23.2008.8.09.0023, Justicia del estado de Goiás. Al 31 de diciembre de 2018, el monto involucrado en la demanda era de US$23,8 millones (92,2 MBRL).
- Municipio de Cezarina x CELG Distribuição S.A. / 0382470-22.2006.8.09.0117, Justicia del estado de Goiás. Al 31 de diciembre de 2018, el monto involucrado en la demanda era de US$30,1 millones (116,7 MBRL).

23. Un grupo de 21 proveedores ha presentado una demanda en contra de Enel Distribución Goiás, aduciendo que la modalidad de contratación (tercerización) utilizado por Enel [CELG-D] fue estimada ilegal por la Justicia del Trabajo y que sufrieron perjuicios, los cuales deberían ser resarcidos. El Tribunal de Justicia (segunda instancia) dictó fallo a favor de los proveedores. Actualmente está pendiente de conocimiento un recurso especial presentado por Enel Distribución Goiás ante el Tribunal Superior de Justicia (tercera instancia). Al 31 de diciembre de 2018, el monto involucrado en la deman-

da era de US$ 30.370.837 (117,7 MBRL). (Empresa Eletromecânica de Montagem ltda. (ELMONT) y otros / 0423864-66.2013.8.09.0051, Justicia del estado de Goiás.

24. Enel Distribución Goiás ("CELG"), fue fiscalizada por las autoridades tributarias brasileñas debido a su postura sobre la exclusión de los montos de ICMS de la base de Contribuciones Sociales (PIS/COFINS). La Compañía excluyó el ICMS antes de pronunciarse un fallo definitivo y, en consecuencia, la Administración Tributaria brasileña emitió 4 Actas en contra de CELG, argumentando que la exclusión no estaba permitida. En la jurisprudencia sobre el tema, la Suprema Corte reconocía que el ICMS no debía ser parte de la base imponible del PIS y de la COFINS. Esta demanda aún tiene pendiente un pronunciamiento sobre el recurso presentado por la Hacienda Pública. En el caso específico de Enel Distribución Goiás, se aguarda fallo definitivo por parte del juzgado. La cuantía es de R$ 607 millones (MUS$ 156.614).

Enel Distribución Río (Ampla Energia e Serviços S.A.)

25. CIBRAN ha presentado demandas en contra de Enel Distribución Río, exigiendo un resarcimiento por fallas en el suministro de energía en los años de 1987 a 1994 y 1995 a 1999.

- Companhia Brasileira de Antibióticos – CIBRAN x Ampla Energia e Serviços S.A. / 0005405-80.1999.8.19.0023, Justicia del estado de Rio de Janeiro. El Tribunal de Justicia (segunda instancia) dictó fallo favorable a Enel Distribución Río, rechazando el pedido de resarcimiento; a la fecha, está pendiente de conocimiento un recurso especial presentado por CIBRAN ante el Tribunal Superior de Justicia (tercera instancia). El monto involucrado en la demanda es inestimable, toda vez que será definido por un peritaje en la instancia final.
- Companhia Brasileira de Antibióticos – CIBRAN x Ampla Energia e Serviços S.A. / 0008419-28.2006.8.19.0023, Justicia del estado de Rio de Janeiro. El juez (primera instancia) dictó fallo en contra de Enel Distribución Río; a la fecha, está pendiente de conocimiento una apelación presentada por Enel Distribución Río ante el Tribunal de Justicia del estado de Rio de Janeiro. Al 31/12/18 el monto involucrado en la demanda era de US$ 124.264.478 (481,62 MBRL).

26. Industria de Papel e Embalagens S.A. – CIBRAPEL ha presentado una demanda de resarcimiento en contra de Enel Distribución Río por fallas con el suministro de energía. Se dictó decisión firme en contra de Enel Distribución Río. El peritaje determinó una indemnización en R$ 21,5 millones, pero el monto ha sido impugnado por Enel Distribución Río, recurso del cual no se ha tomado conocimiento hasta la fecha. Al 31/12/18 el monto involucrado en la demanda era de US$ 49,054,154 (190,1 MBRL). (Industria de Papel e Embalagens S.A. – CIBRAPEL x Ampla Energia e Serviços S.A. / 0000014-28.1998.8.19.0073, Tribunal Superior de Justicia).

27. El Sindicato de los Trabajadores de Niterói interpuso demanda laboral en contra de Enel Distribución Río, requiriendo el pago de diferencias salariales en un 26,05% a partir de febrero de 1989, en virtud del Plan Económico instituido por el Decreto Ley N° 2.335/87. Se dictó falló en contra de Enel Distribución Río en todas las instancias anteriores de la Corte, y está pendiente de conocimiento actualmente un recurso extraordinario presentado por Enel Distribución Río ante el Supremo Tribunal Federal. Al 31/12/18 el monto involucrado en la demanda era de US$ 25.214.204 (97,7 MBRL). (Sindicato de los Trabajadores de Niterói x Ampla Energia e Serviços S.A. / RE 671.351/RJ, Supremo Tribunal Federal).

28. Ejecución fiscal contra Enel Distribución Río a raíz de un Acta de infracción presentada por la Administración Tributaria brasileña en 2003 para cobrar adeudos de COFINS a raíz de supuestos pagos insuficientes correspondientes al período de diciembre de 2001 hasta marzo de 2002. Tras fallos desfavorables de primera y segunda instancias de la Corte, Enel Distribución Río presentó una apelación extraordinaria ante el Tribunal Superior (STF) y está a la espera de una decisión. La cuantía asciende a R$ 166 millones (MUS$ 42.830).

29. En 2005, la Administración Tributaria brasileña notificó a Enel Distribución Río S.A. un Acta en la que declara la no aplicación del régimen fiscal especial que había reducido a cero la alícuota de impuesto a la renta retenido en la fuente imponible sobre los intereses remetidos al exterior en razón de las Fixed Rate Notes (FRN) emitidos por la Compañía en 1998. Enel Distribución Rio ha seguido insistiendo en su postura en la corte de justicia de primera instancia. La cuantía total de este litigio se estima en R$ 1.272 millones (MUS$328.192).

30. El Estado de Rio de Janeiro (el "Estado") levantó actas en contra de Enel Distribución Río por los períodos del 1996 al 1999 y del 2007 al 2017, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS gravado sobre la adquisición de activos fijos. Enel Distribución Río, presentó sus descargos administrativos y judiciales en todos los procesos y el proceso judicial aguarda fallos definitivos. La cuantía total de este litigio se estima en R$ 126 millones (MUS$32.510).

Eletropaulo (conocida comercialmente como Enel Distribución Sao Paulo)

31. Centrais Elétricas Brasileiras S.A – Eletrobrás ha presentado una demanda en contra de Enel Distribución Sao Paulo, requiriendo el pago de montos debidos por ajustes inflacionarios en un contrato de fondos firmado en 1986. Se dictó de-

cisión – firme – en contra de Enel Distribución Sao Paulo. El peritaje para definir el monto se inició, pero al 31/05/2018 las partes firmaron un acuerdo (pendiente de homologación por el juez de la demanda) y Enel Distribución Sao Paulo pagará a Eletrobrás el monto de 1.500 MBRL a lo largo de 5 años. Al 31/12/18 el monto involucrado en la demanda era de US$ 413.285.847 (1.601,4 MBRL). (Centrais Elétricas Brasileiras S.A - Eletrobrás x Enel Distribución Sao Paulo / 0010021-19.1989.8.19.0001, Tribunal de Justicia de Rio de Janeiro).

32. Enel Distribución Sao Paulo ha presentado una demanda anulatoria de decisión administrativa de ANEEL [en el procedimiento administrativo n° 48500-006159/2012-75], que determinó la exclusión retroactiva de las tarifas cobradas por Enel Distribución Sao Paulo antes de la fecha de su tercera revisión periódica, con restitución de valores asociados a una red posiblemente inexistente, y rechazó una petición en subsidio (formulada por Enel Distribución Sao Paulo) para que se incorporasen otros activos (red) de servicio existentes en la base de remuneración, que estaban ausentes de la base de remuneración de la compañía. No hay un fallo de primera instancia y la demanda está en su fase inicial. Al 31/12/18 el monto involucrado en la demanda era de US$ 213.559.410 (827,5 MBRL). (Enel Distribución Sao Paulo x Agencia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL / 54491-83.2014.4.01.3400, Tribunal de Justicia de Distrito Federal).

33. El Sindicato de los Trabajadores en las Industrias de Energía Eléctrica de São Paulo ha deducido 5 acciones colectivas, requiriendo el pago de una cuota adicional por riesgo a todos los empleados (excepto cargos de gestión) de Enel Distribución Sao Paulo que trabajan en la oficina de Barueri, hasta la desactivación del motor generador que estaba en el ático – por encima del piso 14° y por debajo del Helipuerto, (período de febrero de 2012 a febrero de 2016, cuando se desactivó el motor generador y fue instalado en la parte externa del edificio). No hay todavía un fallo de primera instancia. Al 31/12/18 el monto involucrado en la demanda era de US$ 28.288.170 (109,6 MBRL). (Sindicato de los Trabajadores en las Industrias de Energía Eléctrica de São Paulo x Enel Distribución Sao Paulo / 1004117-46.2016.5.02.0205, Justicia del Trabajo).

34. El Ministerio Público Federal [MPF] ha presentado una demanda de derecho público en contra de Enel Distribución Sao Paulo y ANEEL con el objetivo de impedir el traspaso de los montos contratados con partes relacionadas (AES Tietê, en aquel momento) a la tarifa de los consumidores y la doble devolución de los montos ya cobrados. El juez dicto fallo favorable a Enel Distribución Sao Paulo, rechazando los requerimientos, pero el Tribunal Regional Federal [TRF] ha aceptado la apelación del MPF y anuló la sentencia. Actualmente, está pendiente de conocimiento un recurso de Enel Distribución Sao Paulo contra el fallo de TRF ante el Tribunal Superior de Justicia. El monto involucrado en la demanda es inestimable. (Enel Distribución Sao Paulo x Agencia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL / 2003.61.00.035723-8, Justicia Federal de São Paulo).

35. El Ministerio Público del Trabajo ha presentado una demanda de derecho público en contra de Enel Distribución Sao Paulo, aduciendo la supuesta tercerización de la ejecución de servicios finales por parte del a compañía, lo que constituiría una infracción a la legislación brasileña (Considerando 331 del TST), que solamente permitiría la tercerización de servicios no esenciales. No hay todavía un fallo de primera instancia. El monto involucrado en la demanda es inestimable. (Ministerio Público del Trabajo x Enel Distribución Sao Paulo / 1002267-94.2016.5.02.0709, Justicia del Trabajo).

36. Neoenergia ha empezado un arbitraje en contra Enel Distribución Sao Paulo por supuesto incumplimiento del investment letter firmado entre las partes en el proceso que resultó en la adquisición del control accionario de la compañía por parte de Enel Américas. En resumen, Neoenergia exige resarcimiento, todavía no estimado, por pérdidas y daños sufridos en razón del incumplimiento del investment letter. El arbitraje se ha constituido. El 18 de octubre de 2018 Neoenergia presentó su manifestación inicial. El 3 de diciembre de 2018 Enel Distribución Sao Paulo presentó su contestación, luego vienen la réplica de Neoenergia y posteriormente Enel podrá presentar surespuesta. Se prevé que se dicte fallo definitivo hacia fines del 2019. (Neoenergia x Enel Distribución Sao Paulo / CAM 106/18, CAM – Cámara de Arbitraje del Mercado).

37. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, solicitando que se reconozca que los montos de COFINS pagados por la Compañía fueron hechos de conformidad con las reglas del Programa de Amnistía del Gobierno Federal brasileño (reducción de multas e intereses) creado en 1999. La demanda fue presentada por la compañía en septiembre 1999. En abril de 2018, contra la decisión parcialmente favorable de Segunda Instancia, la Compañía presentó apelaciones ante los Tribunales Superiores (STF y STJ) que actualmente aguardan fallo. Del monto total involucrado (R$796,4 MM), R$159,3 MM corresponde a honorarios de abogados (20%) cobrados por la Autoridad Tributaria Federal y la posibilidad de pérdida es probable. El saldo (R $ 637,1 MM) está relacionado con el capital (impuesto) pagado con los beneficios de amnistía y la posibilidad de pérdida con respecto a esta porción es remota. Por lo tanto, la cuantía posible: de pérdida es: R$ 159,3 millones (MUS$41.101).

38. En mayo de 2008, la Autoridad Tributaria brasileña presentó una demanda judicial contra Enel Distribución Sao Paulo para solicitar el pago del impuesto PIS (Programa de Integración Social), correspondientes al aumento de la tasa para el período de marzo de 1996 a diciembre de 1998. Tras decisiones desfavorables de primera y segunda instancia, Enel Dis-

tribución Sao Paulo presentó recursos ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ) y ante el Supremo Tribunal Federal (STF). Los montos sujetos a disputa han sido cubiertos por una garantía bancaria. Sobre esto último, mientras se espera conocer el resultado de dicho procedimiento, la Fiscalía General del Departamento del Tesoro Nacional de Brasil ha formulado una solicitud para que se sustituya la carta de garantía bancaria con una presentación judicial. Esta solicitud fue rechazada y la Fiscalía General apeló. Cuantía del litigio: R$ 238,5 millones (MUS$61.536).

39. De acuerdo con una decisión definitiva emitida en un juicio, se reconoció el derecho de Enel Distribución Sao Paulo de compensar los créditos por los FINSOCIAL (contribución social establecida en marzo 1992 antes del COFINS) relacionados con montos pagados desde septiembre de 1989 hasta marzo de 1992. A pesar de eso, debido a diferencias en el cálculo de los créditos indicado por la Autoridad Fiscal Federal, parte de las compensaciones requeridas por la Compañía no fueron aceptadas y las deudas fueron requeridas por la autoridad fiscal. Tras un fallo desfavorable en primera instancia, la Compañía presentó un recurso de apelación, el cual está pendiente ante el Tribunal Administrativo de segunda instancia. Cuantía del litigio: R$ 216,9 millones (MUS$55.963).

40. Acta tributaria emitida por la Autoridad Tributaria Federal contra Enel Distribución Sao Paulo, basada en la supuesta falta de pago del Impuesto a las Ganancias (IRPJ) y Contribución Social sobre la Utilidad Líquido (CSLL) para los años fiscales 2001 y 2002, debido a que la compañía supuestamente dedujo montos integrados pagados a su fondo de pensiones tanto del IRPJ como del CSLL, cuando la regulación específica establece una limitación del 20% para tales deducciones. Una vez que se dictó fallo desfavorable en el procedimiento administrativo, en octubre de 2017, la litis fue llevada a los Tribunales de Justicia. Actualmente, se espera fallo del Juzgado de primera Instancia judicial. Cuantía del litigio: R$ 168 millones (MUS$43.346).

41. Acta tributaria levantada por la autoridad tributaria contra Enel Distribución Sao Paulo la cual no ratifica la compensación relacionada con los créditos del Programa de Integración Social (PIS) originados por cambios legislativos introducidos por los Decretos 2.445 y 2.449 / 1988, que fueron declarados inconstitucionales por el Tribunal Supremo Federal (STF), que a la vez fueron compensados con otros impuestos federales con vencimiento en abril y mayo del 2013. En septiembre de 2014, la Compañía presentó sus descargos. Actualmente, el caso aguarda fallo en primera Instancia Administrativa. Cuantía del litigio: R$ 151,8 millones (MUS$39.166).

42. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, en la que solicita el reconocimiento del derecho de compensar los créditos impositivos totales resultantes de la división de Enel Distribución Sao Paulo con la Contribución Social a la Utilidad Líquida (CSLL). Se dictaron fallos favorables en primera y segunda instancias. En mayo de 2017, la Autoridad Tributaria presentó un recurso especial ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ) que aguarda fallo. Cuantía del litigio: R$ 147,4 millones (MUS$38.031).

43. En julio de 2000, Enel Distribución Sao Paulo presentó una demanda solicitando el reconocimiento de los créditos originados por pagos indebidos de PIS (Contribución al Programa de Integración Social) realizado de conformidad con los Decretos 2,445 y 2,449 /1988, que fueron declarados inconstitucionales por el Tribunal Supremo Federal (STF). En mayo de 2012, se dictó fallo definitivo a favor de la compañía, que reconocía el derecho a los créditos. Sin embargo, se dictaron actas de cobro de impuestos contra Enel Distribución Sao Paulo por parte de las autoridades fiscales federales, puesto que las compensaciones fueron rechazadas por haberse efectuado antes del término de la acción judicial y con adeudos de otros tributos federales ajenos al PIS. La Compañía sostiene que las compensaciones se efectuaron conforme al fallo favorable y que el procedimiento adoptado fue el correcto. Tras decisiones desfavorables en primera instancia judicial, la compañía presentó apelaciones ante el Tribunal de segunda instancia. La cuantía involucrada es de R$ 640,7 millones (MUS$165.309). La diferencia entre este importe y lo previamente divulgado por la Compañía en el tercer trimestre de 2018 se deriva de la reevaluación realizada por la Compañía en conjunto con sus asesores legales. En el tercer trimestre de 2018, se consideraron solamente la multa moratoria y los honorarios de los abogados de la autoridad tributaria, en tanto que ahora el importe comprende la totalidad del monto involucrado (capital (impuesto), multa moratoria, intereses y honorarios).

44. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo en contra de las actas emitidas por la Autoridad Tributaria del Municipio de Sao Paulo, que requieren el pago de la Contribución al Alumbrado Público (COSIP) relacionado con el período de marzo de 2011 a diciembre de 2015. Estas liquidaciones tributarias se basan en las siguientes supuestas irregularidades imputadas a la Compañía: (i) clasificación incorrecta de los clientes, (ii) aplicación ilegal de exención tributaria y (iii) falta de pago de multa por incumplimiento en los pagos atrasados de la contribución. En julio de 2018, el Tribunal de Primera Instancia emitió un fallo parcialmente favorable a la Compañía, que limitó los intereses cobrados por la autoridad fiscal a los correspondientes a la tasa preferencial de Brasil ("SELIC"). En contra de este fallo, ambas partes presentaron apelaciones que están actualmente pendientes ante el Tribunal de Segunda Instancia. Cuantía del litigio: R$ 118,7 millones. (MUS$30.626).

45. Acta fiscal emitida por la Autoridad Tributaria del Estado de São Paulo que requiere el pago de ICMS debido a presuntas compensaciones irregulares, en las cuales la Compañía utilizó créditos asignados en la adquisición de activos fijos, y que a juicio de la autoridad era improcedente. La Compañía presentó sus descargos en todos los procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. Cuantía del litigio: R$107,9 millones (MU$27.840).

46. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo contra el Decreto Federal N° 8,426 / 2015, que restableció el gravamen de PIS / PASEP y COFINS sobre los ingresos financieros obtenidos por las empresas sujetas al régimen no acumulativo PIS / PASEP y COFINS, a una tasa del 4,65%, desde el 1 de julio de 2015. El estado del litigio es que se obtuvo decisiones desfavorables en primera instancia (noviembre de 2015) y en segunda instancia en sede judicial (agosto de 2017). En diciembre 2017, la Compañía presentó apelaciones ante los Tribunales Superiores (STJ y STF) que actualmente aguardan fallo. Cuantía del litigio: R$ 106,1 millones (MUS$ 27.375).

47. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, reclamando el derecho a no considerar, en sus bases de cálculo del Impuesto a la Renta de las Persona Jurídicas (IRPJ) y la Contribución Social sobre la Utilidad Líquida (CSLL), los montos relacionados con intereses derivados de la demora en cumplir obligaciones contractuales por parte de terceros que mantienen relaciones contractuales de cualquier tipo con la Compañía (intereses como avaluación anticipada de perjuicios). En marzo de 2012, el Juzgado de primera instancia emitió una decisión favorable a Enel Distribución Sao Paulo. Contra esta decisión, la Autoridad Fiscal Federal presentó una apelación y se espera el fallo de la apelación. Desde que se emitió la decisión del Tribunal de Primera Instancia, la Compañía no ha pagado los impuestos en disputa al Gobierno Federal. Cuantía del litigio: R$ 68,2 millones (MUS$17.596).

48. Demandas presentadas por Enel Distribución Sao Paulo contra las actas fiscales emitidas por la autoridad tributaria del Estado de São Paulo que cobran el pago de ICMS debido a presuntas irregularidades en las operaciones de reversión de la deuda. La compañía ha controvertido judicialmente cinco actas fiscales que aguardan decisiones finales. Cuantía del litigio: R$ 151,5 millones (MUS$39.089).

Enel Cien S.A.

49. Enel CIEN es una transmisora del grupo Enel en Brasil, su red conecta el sistema eléctrico de Brasil y Argentina. Enel CIEN ha firmado, con dos empresas brasileñas (Furnas y Tractebel Energia S.A), contratos de compraventa de energía con potencia firme, con energía asociada proveniente de Argentina. En 2005, en razón de la crisis energética y económica en Argentina, ya no resultó posible cumplir los términos del contrato. Las dos compañías han presentado acciones para que se dicte sentencia declaratoria de rescisión contractual, imposición de sanción contractual y pedido de indemnización (no estimable a la fecha).

Furnas x Enel CIEN S.A. / 0150142-62.2010.8.19.0001, Justicia del estado de Rio de Janeiro. El juez (de primera instancia) dictó fallo favorable a Enel y el 21/08/2018 la decisión fue refrendada por el Tribunal de Justicia, pero el fallo aún no ha sido publicado, oportunidad en la cual el plazo para un recurso de Furnas empezará a correr. Al 31/12/18, el monto involucrado en la demanda era de US$ 483.947.558 (1.875,7 MBRL).

Tractebel Energia S.A. x Enel CIEN S.A. / 0071189-14.2009.8.24.0023, Justicia del estado de Santa Catarina. No hay fallo cautelar y todavía no se pronuncia fallo de primera instancia. Al 31/12/18 el monto involucrado en la demanda era de US$ 101.656.859 (393,9 MBRL).

Enel Generación Fortaleza S.A. (antes Central Geradora Termoelétrica Fortaleza S.A. o "CGTF")

50. Petróleo Brasileiro S.A [Petrobrás] ha notificado a Enel Generación Fortaleza su intención de rescindir el contrato de suministro de gas firmado en 2003 (en el ámbito del programa prioritario termoeléctrico establecido por el gobierno brasileño) basado en un supuesto desequilibrio económico-financiero. Enel Generación Fortaleza aduce que las condiciones contractuales del suministro del gas están "garantizadas" por el gobierno brasileño y que la generación de energía por Enel Generación Fortaleza y demás generadoras afiliadas a este programa garanticen el suministro de energía para el país. Desde el inicio de esta disputa, el suministro del gas ha sido suspendido en algunas oportunidades y posteriormente restablecido por determinación judicial (la última decisión está vigente desde 10 de diciembre de 2018). Además, se encuentra pendiente de resolución cual sería la jurisdicción para radicar a controversia, ya sea en sede judicial o arbitral. El litigio aún está en su etapa inicial y el probatorio aún no ha empezado. El 28/12/18, las partes solicitaron que se decrete la suspensión del arbitraje, toda vez que se han retomado las conversaciones con miras a que las partes celebren un acuerdo. El Tribunal arbitral ha aceptado el pedido. Por esto, el arbitraje se ha suspendido hasta el 28/03/19. El monto involucrado en la demanda es inestimable. [(CGTF x Petrobras, Cegás, Gobierno Federal y Estado de Ceará / 1014566-58.2017.4.01.3400, Judicial Federal del Distrito Federal), (CGTF x Petrobras, Cegás, Gobierno Federal y Estado de Ceará

/ 1009874-31.2017.4.01.0000, Judicial Federal del Distrito Federal), (CGTF x Petrobras, Cegás, Gobierno Federal y Estado de Ceará / 1006566-50.2018.401.0000, Judicial Federal del Distrito Federal) y (CGTF x Juez Federal – writ of mandamus / 1027936-85.2018.4.01.0000 - 0027095-92.2018.4.01.3400, Judicial Federal del Distrito Federal).

51. En febrero de 2007, la Administración Tributaria de Brasil levantó un acta contra Enel Generación Fortaleza por adeudos de PIS/COFINS correspondientes a los períodos de 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 régimen no acumulativo) y los importes declarados en la declaración mensual (donde se informaron los importes debidos bajo el régimen acumulativo). Tras decisión de la Tercera Instancia Administrativa en contra de CGTF, la Compañía presentó recurso de aclaración y está a la espera de un fallo definitivo. Si el recurso se resuelve en forma desfavorable, Enel Generación Fortaleza recurrirá al Poder Judicial. La cuantía total de este litigio se estima en R$ 86 millones (MUS$ 22.189).

Enel Brasil S.A.

52. En 2014 la administración tributaria notificó a Enel Brasil un acta de infracción, requiriendo el cobro de Impuesto a la Renta sobre dividendos supuestamente distribuidos en exceso a lo que correspondía en los años de 2009 y 2010. Tras decisiones desfavorables de primera y segunda instancias, la compañía presentó una apelación nuevamente al segundo nivel administrativo. La cuantía total de este litigio se estima en R$ 284 millones (MUS$73.276).

En relación a los litigios anteriormente descritas, el Grupo ha constituido provisiones por MUS$538.500 al 31 de diciembre de 2018 (ver Nota 25). Si bien existen otros litigios que también tienen provisiones asociadas pero que no son descritas en esta nota ya que individualmente representan montos de menor cuantía, la Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por litigios, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

36.4 Restricciones financieras.

Diversos contratos de deuda de la sociedad, así como el de algunas de sus subsidiarias, incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También existen obligaciones afirmativas (de hacer) y negativas (de no hacer) que exigen el monitoreo de estos compromisos. Adicionalmente, existen restricciones en las secciones de eventos de incumplimiento de los contratos, que deben cumplirse para evitar el aceleramiento de la dicha deuda.

Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enel Américas contienen cláusulas de cross default. Las líneas de crédito bajo ley chilena suscritas por Enel Américas en marzo de 2016 y que vence en marzo 2019, por UF 2,8 millones, estipulan que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del propio Deudor, es decir Enel Américas, no haciendo referencia a sus subsidiarias. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de estas líneas debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una deuda debe exceder los US$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas y además deben incluirse otras condiciones adicionales como por ejemplo la expiración de periodos de gracia. Estas líneas no han sido desembolsadas.

En el crédito bancario de Enel Américas bajo ley del Estado de Nueva York, suscrito en febrero 2018 y que expira en febrero de 2021, el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de Enel Américas a nivel individual, o de alguna "Significant Subsidiary" (según se define contractualmente). Para que se produzca el aceleramiento de la deuda en este crédito debido al cross default originado en otras deudas, el monto en mora, ya sea en una deuda individual o a nivel agregado de deudas, debe exceder los US$ 150 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 66,67% del monto adeudado o comprometido. Al31 de diciembre de 2018, el monto adeudado por este crédito totaliza MUS$ 352.387.

Una parte sustancial de los bonos de Enel Américas 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 Enel Américas a nivel individual, o de alguna "Significant Subsidiary" (según se define contractualmente), por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US$ 150 millones, o su equivalente en otras monedas. El aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben exigirlo los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds. Adicionalmente, los eventos de quiebra o insolvencia de subsidiarias en el extranjero no tienen efectos

contractuales en los Yankee Bonds de Enel Américas. Los Yankee Bonds de Enel Américas vencen en diciembre 2026. Al 31 de diciembre de 2018, el monto adeudado por concepto de Yankee Bonds totaliza MUS$ 588.882.

Los bonos de Enel Américas emitidos en Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del propio Emisor, en los casos en que el monto en mora exceda un 3% del Total de Activos Consolidados, ya sea en una deuda individual o a nivel agregado de deudas. A su vez el aceleramiento debe ser exigido en junta de tenedores de bonos por los titulares de al menos un 50% de los bonos de una determinada serie. Al 31 de diciembre de 2018, el monto adeudado por concepto de bonos locales totaliza MUS$ 22.798.

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 cumplir en momentos determinados de tiempo (trimestralmente, anualmente, etc.) y en algunos casos sólo cuando se cumplen ciertas condiciones. La mayoría de los covenants financieros que mantiene Enel Américas limitan el nivel de endeudamiento y evalúan la capacidad de generar flujos para hacer frente a los servicios de la deuda de la empresa. 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.

El bono local Serie B2 de Enel Américas incluye los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en el respectivo contrato:

- Patrimonio Total Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de Ch$ 677.228 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2018, el Patrimonio Total de Enel Américas fue Ch$ 6.136.139 millones (utilizando el tipo de cambio de cierre).
- Razón de Endeudamiento: Se debe mantener una Razón de Endeudamiento, definida como la razón entre Pasivo Exigible y Patrimonio Neto menor o igual a 2,24. El Pasivo Exigible es la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, mientras que el Patrimonio Neto es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2018, la Razón de Endeudamiento fue de 2,10.
- Activos Susceptibles de Constituirse en Garantía: Se debe mantener activos susceptibles de constituirse en garantía respecto a Pasivos Exigibles No Garantizados en una razón mayor o igual a 1. El Total de Activos Libres es la diferencia entre el Total de Activos Depurados o Libres y el Total de Activos Grabados. Para el Total de Activos Depurados o Libres se considera el Total de Activos menos la suma de Efectivo en caja, Saldos en bancos, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Pagos anticipados, corrientes, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes, y Activos intangibles identificables, bruto, mientras que el Total de Activos Grabados corresponde a los activos comprometidos a través de garantías directas. Por otro lado, los Pasivos Exigibles No Garantizados corresponden a la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, descontando los Pasivos Garantizados a través de garantías directas. Al 31 de diciembre de 2018, la relación mencionada fue de 1,09.

Las líneas de crédito locales, no desembolsadas, incluyen los siguientes covenants cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en los respectivos contratos y son:

- Razón de Endeudamiento: Se debe mantener una relación entre Deuda Financiera y Patrimonio Neto menor o igual a 1,3. Deuda Financiera es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente y Préstamos que devengan intereses, no corrientes, mientras que Patrimonio Neto es la suma entre Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2018, la Razón de endeudamiento fue de 0,71.
- Capacidad de Pago de la Deuda (Ratio Deuda/EBITDA): Se debe mantener una relación entre Deuda Financiera y EBITDA menor o igual a 3,5. Deuda Financiera es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente y Préstamos que devengan intereses, no corrientes, mientras que EBITDA es el Resultado de Explotación excluidos el Gasto por depreciación y amortización y la Reversión de pérdidas (pérdidas) por deterioro de valor que corresponda para los cuatro trimestres móviles que terminen en la fecha de cálculo. Al 31 de diciembre de 2018, la Razón Deuda/EBITDA fue de 1,87.

Por su parte, los "Yankee Bonds" o cualquier otra deuda de Enel Américas a nivel individual, no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

Al 31 de diciembre de 2018, el covenant financiero más restrictivo de Enel Américas era la Razón de Endeudamiento correspondiente al bono local Serie B2.

En Perú, la deuda de Enel Distribución Perú incluye el siguiente covenant:

- Bonos locales del cuarto programa, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2018 ascendió a MUS$ 82.865 y cuyo último vencimiento es en enero de 2033, incluye el covenant Razón de Endeudamiento, calculado como Total de Pasivos menos Pasivos Diferidos sobre Patrimonio.

Por su parte, la deuda de Enel Generación Perú incluye los siguientes covenants:

- Bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2018 ascendió a MUS$ 43.895 y cuyo último vencimiento es en enero 2028, incluye el covenant Razón de Endeudamiento, calculado como Deuda Financiera menos caja sobre Patrimonio Neto.
- Préstamo bancario de Chinango, filial de Enel Generación Perú, con Bank of Nova Scotia, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2018 ascendió a MUS$ 424 y cuyo vencimiento es en enero 2019, incluye los covenants, calculados a nivel individual, Razón de Endeudamiento, calculado como Deuda Neta menos caja sobre Patrimonio Neto y Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera sobre EBITDA.
- Al 31 de diciembre de 2018, el covenant financiero más restrictivo de Enel Generación Perú era la Razón de Endeudamiento, correspondiente a los bonos locales, mientras que el covenant más restrictivo de Chinango era la Capacidad del pago de la deuda.

Finalmente, en Perú, la deuda de Enel Generación Piura incluye el siguiente covenant:

- Arrendamiento financiero (leasing) con el Banco de Crédito del Perú, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2018 ascendió a MUS$ 43.866 y cuyo vencimiento es en junio de 2020, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Flujos de Caja para Servicio de la Deuda sobre Servicio de la Deuda y Nivel de Endeudamiento, calculado como calculado como Total de Pasivos menos Pasivos Diferidos sobre Patrimonio.
- Arrendamiento financiero (leasing) con el Banco Scotiabank, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2018 ascendió a MUS$ 31.165 y cuyo vencimiento es en marzo de 2022 e incluye idénticos covenants que el contrato de arrendamiento con el Banco de Crédito del Perú.
- Al 31 de diciembre de 2018, el covenant más restrictivo de Enel Generación Piura fue la Capacidad de pago de la deuda presente en el contrato con el Banco Scotiabank.

En Brasil, la deuda de Enel Distribución Río incluye los siguientes covenants:

- Novena emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2018 ascendió a MUS$ 154.663 y cuyo vencimiento es en diciembre de 2020, incluyen los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera sobre EBITDA y la Razón de endeudamiento, calculado como Deuda Financiera sobre la suma de Deuda Financiera y Patrimonio Líquido.
- Préstamos del Banco Nacional De Desenvolvimento ("BNDES"), cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2018 ascendió a MUS$ 225.414 y cuyo último vencimiento es en diciembre de 2023, incluyen los siguientes covenants, en que sus definiciones varían según el contrato con BNDES: Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA y la Razón Deuda Financiera Neta sobre la suma de Deuda Financiera y Patrimonio líquido.
- Préstamo bancario con Banco Citibank e Itaú, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2018 ascendió a MUS$ 172.865 y cuyo último vencimiento es en julio de 2021, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA y la Razón de endeudamiento, calculado como Deuda Financiera Neta sobre la suma de la Deuda Financiera Neta y Patrimonio Líquido.
- Al 31 de diciembre de 2018, el covenant financiero más restrictivo de Enel Distribución Río era la Capacidad de pago de la deuda, contenidos en los préstamos con BNDES.

Adicionalmente en Brasil, la deuda de Enel Distribución Ceará incluye los siguientes covenants:

- Préstamo con Electrobrás y Banco do Brasil, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2018 ascendió a MUS$ 25.049 y cuyo último vencimiento es en octubre de 2023, incluyen el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA.
- Préstamos con BNDES y Banco Itaú, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2018 ascendió a MUS$ 48.607 cuyo último vencimiento es en diciembre de 2023, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA y Razón de Endeudamiento, calculada como Deuda Neta sobre la suma de la Deuda Neta y Patrimonio Líquido.
- Tercera emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2018 ascendió a MUS$ 25.049 y cuyo vencimiento es en octubre de 2018, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA y Capacidad de pago de intereses, calculado como EBITDA sobre Gastos Financieros Netos.

- Quinta emisión, Sexta emisión de bonos locales y Notas Promisoria con Itaú, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2018 ascendió a MUS$ 250.972 y cuyo vencimiento es en junio de 2025, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA.
- Al 31 de diciembre de 2018, el covenant más restrictivo de Enel Distribución Ceará era la Razón Deuda/EBITDA correspondiente a los bonos locales y notas promisorias.

Finalmente en Brasil, la deuda de Eletropaulo incluye los siguientes covenants:

- 14ava y 23ava emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2018 ascendió a MUS$ 922.422 y cuyo último vencimiento es en septiembre de 2025, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA y Capacidad de pago de intereses, calculada como EBITDA sobre Gastos Financieros Netos (sólo aplicable a la 14ava emisión).
- Al 31 de diciembre de 2018, el covenant más restrictivo de Eletropaulo era la Razón Deuda/EBITDA.

En Colombia, la deuda de Codensa S.A. ("Codensa"), incluye el siguiente covenant:

- Préstamos bancarios con el Bank of Tokyo, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembrede 2018 ascendió a MUS$ 113.223 y cuyo último vencimiento es en junio de 2020, incluyen el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculada como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA.

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

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

Al 31 de diciembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, ninguna de las subsidiarias de Enel Américas se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

36.5 Otras informaciones

Enel Generación Costanera S.A.

Contratos de Disponibilidad de Ciclos Combinados y Turbovapor

El 18 de marzo de 2015, la Subsecretaría de Energía Eléctrica emitió la Nota SS.EE. 476/2015, la cual estableció el procedimiento para compatibilizar las remuneraciones de la Resolución SE N° 95/2013 y los Contratos de Disponibilidad de Ciclos Combinados y Turbovapor a partir de febrero de 2014. De acuerdo a lo estipulado en la misma, la Sociedad renuncia 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 implicó la reversión de las deducciones emitidas y aplicadas a la Sociedad conforme lo instruido mediante las notas SE N° 7594/2013 y N° 8376/2013, a partir de la entrada en vigencia de esa norma. Desde la transacción económica del mes de enero de 2015, los conceptos a cuya percepción renuncia la Sociedad son aplicados a la compensación de los fondos que CAMMESA transfiera a la Sociedad a partir de dicha fecha para la ejecución de las tareas previstas en los contratos.

Con fecha 29 de junio de 2015, la Secretaría de Energía emitió su Nota S.E. N° 1210/2015 mediante la cual instruyó a CAMMESA el método para adecuar las condiciones de remuneración establecidas en las correspondientes cláusulas de los Contratos de Disponibilidad de Equipamiento Ciclos Combinados y Turbovapor, contemplando los conceptos definidos en las Res. SE. N° 95/2013 y SE. N° 529/2014 y demás normativa aplicable.

El 3 de julio de 2015 la Sociedad firmó las adendas con CAMMESA a los Contratos de Compromiso de Disponibilidad de Ciclos combinados y Turbovapor. Las disposiciones de los Contratos más las modificaciones introducidas por las presentes adendas regulan el acuerdo entre las partes y se entienden plenamente vigentes hasta que haya finalizado el período de vigencia establecido en los citados contratos. Consecuentemente, CAMMESA desarrolló todos los documentos requeridos, así como las modificaciones incluidas en las adendas, según lo definido en el procedimiento.

El 30 de agosto de 2016, mediante Nota B-110359-1, CAMMESA informó a la Sociedad la autorización de la Secretaría de Energía Eléctrica de reasignar los fondos de parte de las Obras Complementarias por hasta USD 5.287.772 originalmente previstos para las Unidades de Turbovapor N° 3 y 4 a la unidad TV N°6. Asimismo, se amplió el alcance de las Obras Complementarias previstas a ejecutar en las unidades TV N°6 y N°7 por hasta un monto de USD 10.575.000 más IVA y derechos de importación. El 16 de diciembre de 2016 se firmó la Adenda V al Contrato de Compromiso de Disponibilidad de Equipamiento Turbovapor en el MEM, mediante la cual se aprobó la reasignación de fondos requeridos para la realización de las obras complementarias en la unidad TV06 por un monto de USD 5.287.772 más impuestos, y se amplía el fondo destinado a las obras complementarias de la TV06 y TV07 por hasta una suma de USD 10.575.000 más impuestos.

El contrato de disponibilidad de equipamiento de ciclos combinados finalizó el 31 de octubre de 2016. Sin perjuicio de ciertas obras menores ejecutadas con posterioridad, en el mes de diciembre del 2017, la Sociedad envió sendas notas a CAMMESA con el objeto de solicitar la finalización de los contratos de compromiso de disponibilidad de equipamiento. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, la Sociedad no ha recibido notificación alguna de CAMMESA en relación al cierre de dichos contratos. Los estados financieros al 31 de diciembre de 2018 contemplan los efectos estimados de esta cuestión en base a las mejores expectativas de la Sociedad respecto a la resolución esperada de este tema.

Central Vuelta de Obligado (VOSA)

Durante el ejercicio 2016, continuó generando energía a requerimiento de CAMMESA con las dos TGs a ciclo simple con ambos combustibles, no obstante, el avance de obra se vio ralentizado; hecho que motivó varias notas de reclamo de parte de VOSA a GE, actuando en nombre del Fideicomiso VOSA, para lograr recuperar el ritmo de obra.

En este sentido, con fecha 12 de febrero de 2016 GE inició un reclamo de mayores costos al Fideicomiso VOSA a través de la cláusula contractual de "negociaciones amistosas". Durante el mes de septiembre de 2016, a causa de los sobrecostes derivados de la inflación, las negociaciones terminaron en un proceso de arbitraje previsto en el contrato. El 10 de noviembre de 2016 el FCVO y VOSA fueron notificados por el Tribunal de Arbitraje de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires de la demanda arbitral entablada por GE. El 7 de agosto de 2017, tras una serie de tratativas negociables, el FCVO y GE celebraron un Segundo Acuerdo Suplementario ("SAS") por medio del cual GE se comprometió a alcanzar el Inicio de la Operación Total ("IOT") a más tardar el 28 de febrero de 2018 y, además de otras cuestiones, las Partes acordaron nuevas penalidades por incumplimiento, la entrega de nuevas garantías, y la suspensión de todos los plazos judiciales y/o extrajudiciales hasta el 29 de mayo de 2018 respecto de las acciones y reclamos existentes entre el FCVO y GE. Con tal motivo las Partes le solicitaron al Tribunal la suspensión del proceso arbitral, resolviendo finalmente el Tribunal suspender el proceso hasta el 28 de mayo de 2018. Posteriormente, con fecha 11 de junio de 2018, las Partes resolvieron extender el período de suspensión de todos los plazos judiciales y/o extrajudiciales hasta el 15 de septiembre de 2018, y antes de vencer este último plazo, con fecha 13 de septiembre de 2018, las Partes resolvieron extender nuevamente el período de suspensión de todos los plazos judiciales y/o extrajudiciales hasta el 15 de noviembre de 2018. Una vez más, con fecha 13 de noviembre de 2018, las Partes resolvieron una nueva extensión del período de suspensión de todos los plazos judiciales y/o extrajudiciales hasta el 15 de marzo de 2019.

Finalmente, con fecha 20 de marzo de 2018, CAMMESA habilitó la operación comercial en el Mercado Eléctrico Mayorista, de las dos unidades TGs y TV en su funcionamiento como ciclo combinado de la Central Vuelta de Obligado, por hasta 778,884 MW (potencia neta).

El 07 de febrero de 2019, VOSA suscribió con CAMMESA tanto el Contrato de Abastecimiento, el Contrato de Operación y Gestión del Mantenimiento como los contratos de prenda y cesión en garantía. Por tal motivo, solo resta se comience a recibir el cobro de las cuotas. Una vez que CAMMESA informe el cronograma de pago de las cuotas, la Sociedad readecuará la clasificación del crédito entre corriente y no corriente.

Deudas CAMMESA

El 18 de agosto de 2016, CAMMESA y Costanera formalizaron un contrato de mutuo y cesión de créditos en garantía, por un monto de 1.300 millones necesarios para financiar la operación de la Central. La metodología y plazos a implementar para la devolución serán en un máximo de 48 cuotas mensuales iguales y consecutivas, con un plazo de gracia de 12 meses, a contar desde la entrega del último adelanto parcial o el día 31 de diciembre de 2016 como fecha límite, lo que ocurra primero, a las que se les aplicará intereses a la tasa equivalente al rendimiento medio mensual obtenido por CAMMESA en sus colocaciones financieras.

Al 31 de diciembre de 2018, el saldo de esta deuda asciende a pesos 2.120.074.389 (incluyendo intereses) y se exponen 1.485.382.516 en el pasivo no corriente y 634.691.873 en el pasivo corriente. Al 31 de diciembre de 2017, el saldo de esta deuda ascendía a pesos 2.739.439.172 (incluyendo intereses) y se exponen 2.054.579.379 en el pasivo no corriente y 684.859.793 en el pasivo corriente.

Enel Generación El Chocón S.A.

Provisiones y pasivos contingentes

Administración Federal de Ingresos Públicos – Dirección General Impositiva (AFIP)

La Sociedad presentó su declaración jurada del impuesto a las ganancias por el ejercicio 2013, aplicando el mecanismo de ajuste por inflación impositivo previsto en la Ley de Impuesto a las Ganancias. En el caso de la Sociedad, la imposibilidad normativa de practicar el ajuste por inflación en materia impositiva tendría como consecuencia la determinación de un impuesto sobre ganancias inexistente, ya que la liquidación del gravamen aplicando los mecanismos de ajuste por inflación arroja quebranto impositivo, y de no aplicarse los mecanismos de ajuste por inflación, se verificaría un supuesto de confiscatoriedad, en un todo de acuerdo con la jurisprudencia de la Corte Suprema de Justicia de la Nación en autos "Candy S.A.". En forma complementaria, la Sociedad interpuso una Acción Declarativa de Certeza y Medida Cautelar ante la Justicia Nacional de Primera Instancia en lo Contencioso Administrativo Federal, con la finalidad de obtener que se declare, en el caso concreto, la inaplicabilidad de toda norma que suspenda la aplicación de los mecanismos de ajuste por inflación por acreditarse un supuesto de confiscatoriedad. El 31 de octubre de 2014, se notificó a la Sociedad la resolución de la sentencia del juzgado que resolvió no hacer lugar a la medida cautelar solicitada. Contra esa resolución, con fecha 7 de noviembre de 2014 la Sociedad presentó recurso de apelación para que sea tratado por la Cámara de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal. Dicha Cámara confirmó el rechazo de la cautelar, notificando su resolución el día 12 de marzo de 2015. El 21 de noviembre de 2014 la Sociedad solicitó al juzgado de primera instancia el traslado de la Acción Declarativa al Fisco Nacional, a efectos de que siga adelante el tratamiento de la cuestión de fondo, paralelamente con la impugnación a la resolución que rechazó la medida cautelar solicitada. Con fecha 13 de mayo de 2015 la Sociedad solicitó al juzgado interviniente la apertura del período probatorio, la cual fue ordenada con fecha 18 de mayo de 2015. En virtud de ello se efectuaron los traslados de los puntos de prueba ofrecidos, traslados que fueren contestados oportunamente y respecto de los cuales el Juzgado resolvió haciendo lugar a los puntos de prueba pericial ofrecidos por ambas partes. El 31 de mayo de 2017, habiendo tomado vista del expediente administrativo, la Sociedad observó el informe de descargo de fecha 2 de febrero de 2017, suscripto por la AFIP, donde se expone que no surgen observaciones que formular respecto a los ajustes y de los conceptos afectados por el ajuste por inflación relacionados con la declaración jurada del impuesto a las ganancias presentada por la Sociedad y elevando dicho informe a la División Fiscalización Externa II para su consideración. El 6 de junio de 2017 el juzgado ordenó que se corra traslado a las partes del informe pericial. Ello así, la Sociedad procedió a notificarse personalmente del informe pericial y presentó su contestación de traslado prestando conformidad con dicho informe. Por su parte, el Fisco Nacional contestó dicho traslado en tiempo y forma, formulando ciertas impugnaciones al mentado informe. Habiendo el Fisco Nacional corrido traslado al perito de sus impugnaciones, el perito contador contestó dicho traslado en fecha 8 de marzo de 2018 ratificando en todos sus términos el informe pericial. Con fecha 4 de septiembre de 2018 la Sociedad solicitó se ordene la clausura del período probatorio. Finalmente, con fecha 6 de septiembre de 2018, se dispuso la clausura del período probatorio y se pusieron las actuaciones para alegar en mérito a las pruebas del caso.

Adicionalmente, la Sociedad presentó su declaración jurada del impuesto a las ganancias por el ejercicio 2014, aplicando el mecanismo de ajuste por inflación impositivo previsto en la Ley de Impuesto a las Ganancias a los mismos efectos que lo realizado para el período fiscal 2013. En virtud de ello, en forma complementaria la Sociedad interpuso con fecha 8 de mayo de 2015 una Acción Declarativa de Certeza ante la Justicia Nacional de Primera Instancia en lo Contencioso Administrativo Federal, con la finalidad de obtener que se declare, en el caso concreto, la inaplicabilidad de toda norma que suspenda la aplicación de los mecanismos de ajuste por inflación por acreditarse un supuesto de confiscatoriedad. Con fecha 11 de junio de 2015, el juzgado tuvo presente la demanda interpuesta, ordenando su comunicación a la Procuración del Tesoro de la Nación. Con fecha 25 de septiembre de 2015 el expediente fue remitido a la Fiscalía Federal para que se expida sobre la competencia del Tribunal interviniente. Con fecha 30 de octubre de 2015, y en atención a lo manifestado por el Fiscal Federal, se tuvo por competente al Juzgado, y asimismo se ordenó correr traslado de la demanda a la AFIP. Consecuentemente, con fecha 11 de diciembre de 2015, la Sociedad corrió traslado de la demanda a la AFIP, quien contestó la misma en tiempo y forma. El 23 de junio de 2016 se proveyeron las pruebas ofrecidas por las partes. En virtud de ello se efectuaron los traslados de los puntos de prueba ofrecidos, traslados que fueren contestados oportunamente por ambas partes. El 22 de diciembre de 2016 el juzgado resolvió rechazar las impugnaciones planteadas por la Sociedad y admitió los puntos adicionales propuestos por el Fisco Nacional. El 31 de mayo de 2017, habiendo tomado vista del expediente administrativo, la Sociedad observó el informe de descargo de fecha 2 de febrero de 2017, suscripto por la AFIP, donde se expone que no surgen observaciones que formular respecto a los ajustes y de los conceptos afectados por el ajuste por inflación relacionados con la declaración jurada del impuesto a las ganancias presentada por la Sociedad y elevando dicho informe a la División Fiscalización Externa II para su consideración. Por su parte, en el expediente judicial, luego de sucesivas prórrogas, con fecha 23 de marzo de 2018 el perito contador presentó el informe pericial. El 6 de julio de 2018 se

envió cédula de notificación a la parte demandada a los fines de correrle traslado del informe pericial contable. Con fecha 21 de agosto de 2018 el Fisco contestó el informe pericial, solicitando ciertas aclaraciones al mismo, lo cual fue notificado defectuosamente al perito contador por el juzgado en fecha 5 de noviembre de 2018. En atención a que la notificación fue incorrecta, con fecha 20 de noviembre de 2018 el juzgado ordenó librar nueva cédula a fin de notificar al perito de las impugnaciones efectuadas por la AFIP al informe pericial, lo cual se encuentra pendiente de notificación.

La Sociedad presentó su declaración jurada del impuesto a las ganancias por el ejercicio 2016, nuevamente aplicando el mecanismo de ajuste por inflación impositivo previsto en la Ley de Impuesto a las Ganancias a los mismos efectos que lo realizado para el período fiscal 2013 y 2014. En forma complementaria la Sociedad interpuso con fecha 15 de mayo de 2017 una Acción Declarativa de Certeza ante la Justicia Nacional de Primera Instancia en lo Contencioso Administrativo Federal, a los mismos efectos que lo realizado para los períodos fiscales antes señalados. Dicha demanda recayó ante el Juzgado Contencioso Administrativo Federal N°2, Secretaría N°3, juzgado que ordenó con fecha 31 de mayo de 2017 acompañar toda la documental ofrecida por la Sociedad. Con fecha 31 de julio de 2017 se acompañó al expediente la mentada documental, y posteriormente con fecha 16 de agosto de 2017 se acreditó el diligenciamiento del oficio dirigido a la Procuración General de la Nación. Finalmente, con fecha 22 de septiembre de 2017 el juzgado ordenó correr el traslado de la demanda al Fisco Nacional. Consecuentemente con fecha 17 de noviembre de 2017 se presentó ante el Juzgado el oficio pertinente para cumplimentar con dicho traslado a los fines de ser confrontado. Con fecha 8 de febrero de 2018 el oficio fue confrontado por el juzgado, corriéndose el traslado a la demanda. El 16 de abril de 2018, la AFIP contestó demanda e interpuso excepción de personería por lo que el juzgado dispuso que se corra traslado a la parte actora de la excepción interpuesta por el Fisco Nacional. Posteriormente, la Sociedad contestó el traslado respecto de la excepción de la personería, adjuntando el nuevo poder de representación. Finalmente, con fecha 31 de octubre de 2018 se tuvo por contestado el traslado, y con fecha 7 de noviembre de 2018 se resolvió a favor de la Sociedad, teniendo por subsanada la personería.

Continuando un criterio consistente con los períodos fiscales anteriores, la Sociedad presentó su declaración jurada del impuesto a las ganancias por el ejercicio 2017, aplicando el mecanismo de ajuste por inflación impositivo previsto en la Ley de Impuesto a las Ganancias a los mismos efectos que lo realizado para los períodos fiscales 2013, 2014 y 2016. La Sociedad con fecha 16 de octubre de 2018 interpuso la Acción Declarativa de certeza, por ante la Secretaria Contenciosa Administrativa a fin de que se realice el sorteo del juzgado a intervenir en las presentes actuaciones, resultando designado el Juzgado Contencioso Administrativo Federal N° 11 Secretaría N° 21.

Ello así, con fecha 19 de octubre de 2018 el juzgado tuvo por presentada la acción, ordenando que se cumpla con la Acordada N° 7/94 y 13/05 y que se acompañe la documental ofrecida. Consecuentemente, con fecha 08 de noviembre de 2018 se tuvo por cumplida la mentada acordada y por agregada la documental acompañada, ordenándose asimismo en dicho acto, que se libre oficio a la Procuración del Tesoro de la Nación, para luego ser remitido el expediente al Fiscal, a fin de que se expida respecto de la competencia del juzgado y la habilitación de la instancia. Finalmente, con fecha 13 de noviembre de 2018, se tuvo por acreditada la tasa de justicia.

En virtud de las altas probabilidades de que el planteamiento de Enel Generación El Chocón debería encontrar resolución favorable tanto a nivel judicial como a nivel de Tribunal Fiscal de la Nación en término de la improcedencia de impuesto a las ganancias por los ejercicios 2013, 2014, 2016 y 2017 por configurarse un supuesto de confiscatoriedad, la sociedad no ha registrado pasivo alguno por esta cuestión al 31 de diciembre 2018, asimismo durante 2018 la Sociedad desafectó una provisión de impuestos de pesos 268.075.396, que en moneda homogénea asciende a 354.395.675. Al 31 de diciembre de 2017, la Sociedad había desafectado una provisión de impuestos de pesos 411.770.483, más los intereses resarcitorios de pesos 107.792.572, incluida en el pasivo corriente (ambas importes en moneda histórica).

Edesur S.A.

Con fecha 5 de abril de 2016, se publicaron las resoluciones ENRE N° 54 y N° 55. Mediante la primera de ellas, el ENRE resuelve llevar adelante el procedimiento tendiente a la contratación de los servicios de consultoría para la realización de la RTI, y aprueba el pliego de bases y condiciones particulares al efecto.

Por su parte, la Resolución ENRE N° 55/2016 aprueba el programa para la RTI en el año 2016. La misma define los criterios y metodología a los que debía sujetarse Edesur para realizar los estudios tarifarios en dicho proceso, como asimismo el plan de trabajo. Para la elaboración de las propuestas tarifarias, el ENRE informó a la Sociedad los parámetros de calidad objetivo y los criterios de gestión que deberán ser contemplados, e informó la tasa de rentabilidad que se debería tener en cuenta para el cálculo del costo propio de distribución.

El ENRE, a través de su Resolución N° 522/2016 del día 28 de septiembre de 2016, convocó a audiencia pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones sobre las Propuestas Tarifarias presentadas por las empresas distribuidoras para el siguiente período quinquenal.

En el marco del proceso de la RTI, con fecha 28 de octubre de 2016 se llevó a cabo la audiencia pública para poner en conocimiento y escuchar opiniones sobre las propuestas tarifarias que las empresas distribuidoras Edesur S.A. y Edenor S.A. presentaron al ENRE conforme a la Resolución ENRE N° 55/2016.

En su exposición, Edesur presentó una síntesis de su propuesta para los próximos 5 años y destacó especialmente la significativa inversión proyectada para el período 2017-2021. Asimismo, afirmó que se estaba haciendo foco en la mejora de la calidad del servicio a través de la reducción de los tiempos de restitución del suministro, la optimización en la atención comercial y la incorporación de tecnología en todo el proceso operativo.

Con fecha 14 de noviembre de 2016, el ENRE publicó en el B.O. una nota en relación a dicha audiencia, comprometiéndose en un plazo de 30 días, a partir del 11 de noviembre de 2016, a dictar resolución final de la Audiencia Pública.

En cumplimiento de lo anterior, el 30 de diciembre de 2016, el ENRE publicó la Resolución ENRE N° 626, aprobando el documento denominado "Resolución Final Audiencia Pública" con el objeto de poner en conocimiento y responder las opiniones vertidas sobre las propuestas tarifarias presentadas por las empresas y con carácter previo a definir las tarifas a aplicar. Asimismo, traslada a consideración de la Subsecretaría de Coordinación de Política Tarifaria del MINEM aquellos temas planteados en la audiencia, que no son competencia de dicho Ente.

Como consecuencia de lo anterior, el 1° de febrero de 2017 el ENRE emitió la Resolución N° 64 que aprueba los valores del nuevo cuadro tarifario.
Con relación a la aplicación de la nueva estructura y cargos tarifarios, el MINEM entendió oportuno y conveniente instruir al ENRE a limitar el incremento del VAD surgido como resultado del proceso de RTI a aplicar a partir del 1° de febrero de 2017, a un máximo de 42% respecto del VAD vigente a la fecha, debiendo completar la aplicación del valor restante del nuevo VAD, en dos etapas: la primera en noviembre de 2017 y la última, en febrero de 2018.

Además, dispone que el ENRE debe reconocer al concesionario la diferencia del VAD que se produce por la aplicación de la gradualidad del incremento tarifario reconocido en la RTI, en cuotas a partir del 1° de febrero de 2018 y hasta el 31 de enero de 2021, las cuales se incorporarán al valor del VAD resultante a esa fecha. Con fecha 26 de julio de 2017, el ENRE emitió la Resolución N° 329/2017 que establece el procedimiento para la determinación del recupero del crédito y su facturación en 48 cuotas a partir del 1° de febrero de 2018.

La normativa también fija la forma de actualización de los ingresos de la Sociedad por efecto de variación de los precios de la economía y todas las demás cuestiones relacionadas con la calidad de la prestación de servicio y el reglamento de suministro.

En cumplimiento de la Resolución ENRE N° 64/2017, con fecha 20 de marzo de 2017 Edesur ratificó el plan de inversiones para el período 2017-2021 oportunamente informado para la RTI más la reconversión de las Subestaciones Balcarce y Tres Sargentos de 27,5 a 13,2 kW. Adicionalmente, se indicó la posibilidad de adecuar dicho plan en el futuro ante cambios en la demanda.

Con la emisión de la Resolución ENRE N° 64/2017, sus modificatorias y la Resolución SEE N° 20/2017 que aprobó la reprogramación estacional de verano y fijó precios estacionales de referencia, se encuentra superada la etapa de transición tarifaria establecida en el Acta Acuerdo suscripta el 29 de agosto de 2005 entre Edesur y los entonces Ministerios de Economía y Producción, y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, pasando a regirse la Sociedad por lo establecido en su Contrato de Concesión.

En mayo de 2017, la SEE, a través de sus resoluciones N° 256 y 261, aprobó la reprogramación estacional de invierno y extendió hasta el 31 de octubre de 2017 los precios estacionales de referencia fijados por la Resolución SEE N° 20/2017.

Con fecha 16 de mayo de 2017 fue promulgada, mediante Decreto PEN N° 339/2017, la Ley N° 27.351 de Electrodependientes. La misma otorga gratuidad y continuidad del suministro eléctrico a aquellas personas que se encuentren registradas como tales. Como consecuencia de lo anterior, el 26 de julio de 2017 el ENRE emitió la Resolución N° 292, estableciendo la gratuidad del servicio y del costo de conexión para esta categoría de usuarios. Asimismo, con fecha 25 de septiembre de 2017 el Ministerio de Salud mediante la Resolución N° 1538-E creó el "Registro de Electrodependientes por Cuestiones de Salud". A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, se encuentra pendiente la reglamentación de las cuestiones operativas en cuanto a garantizar la continuidad del suministro, al resarcimiento a las empresas distribuidoras.

Con fecha 27 de octubre de 2017 el ENRE, en cumplimiento de la resolución MINEM N° 403 del 26 de octubre de 2017, mediante las resoluciones N° 526 y 527 convocó a Audiencia Pública para el día 17 de noviembre de 2017 en el Palacio de las Aguas. En dicha audiencia se tratarían en primer lugar los nuevos precios de referencia de la potencia y energía y estabilizados de referencia de la energía para distribuidores en el modo equivalente a cada uno de ellos correspondientes al Período Esta-

cional de Verano 2017-2018; el plan estímulo al ahorro de energía eléctrica; tarifa social y metodología de distribución, entre la demanda del MEM, del costo que representa la remuneración del transporte de energía eléctrica en extra alta tensión y, entre la demanda de la respectiva región, la correspondiente al transporte por distribución troncal. En segundo lugar, se informaría el impacto que tendrían en la factura de los usuarios de las empresas distribuidoras las medidas que el Ministerio de Energía y Minería habría de implementar como resultado de la Audiencia Pública que dicho Ministerio convocó por Resolución MEyM 403/2017, en relación a los precios del Mercado Eléctrico Mayorista, al retiro de subsidios del transporte de energía eléctrica, y a los criterios de reparto entre los usuarios del transporte de la remuneración de los transportistas que este Ente resolviera en oportunidad de la Revisión Tarifaria Integral de Transporte de Energía Eléctrica.

Con fecha 1° de noviembre de 2017 el ENRE publicó la Resolución N° 525 haciendo lugar parcialmente al Recurso de Reconsideración interpuesto por Edesur contra la Resolución ENRE N° 64/2017, aceptando su planteo en cuanto al tratamiento de las servidumbres y solicitándole a la compañía que en el término de 60 días de notificada la presente, remita el plan anual de regularización de las servidumbres a desarrollar durante el período 2017/2021, de igual forma en cuanto a los reconocimientos de gastos CAMMESA, tasas y otros que deben estar presentes en los futuros ajustes ex–post y modificaciones menores al régimen de calidad y otros reconocimientos.

Como resultado de la misma, el día 1° de diciembre de 2017 mediante la Resolución N° 602 el ENRE resolvió aprobar los nuevos valores del Costo Propio de Distribución de Edesur, mediante la aplicación de los mecanismos previstos en la RTI. Conjuntamente emitió los nuevos Cuadros Tarifarios que reflejan los nuevos Precios Estacionales (generación y transporte) contenidos en la Resolución de Secretaría de Energía Eléctrica 1091 del año 2017, así como también los nuevos esquemas de subsidio por tarifa social y bonificación por ahorro de consumo para usuarios residenciales.

Con fecha 17 de abril de 2017, el MINEM emitió una nota mediante la cual instruye a la Secretaría de Energía Eléctrica (SEE) a determinar en un plazo de 120 días hábiles si existen obligaciones pendientes del Acta Acuerdo y el tratamiento a otorgarse, y a emitir durante los 30 días subsiguientes un informe de resolución final. A estos efectos, la SEE solicitó a Edesur, ENRE y CAMMESA la información pertinente.

En el marco del procedimiento iniciado en virtud de la mencionada nota, con fecha 28 de diciembre de 2017, el MINEM emitió otra nota mediante la cual comunica a CAMMESA que con relación a las acreencias que pudieran corresponderle a la distribuidora respecto del Estado Nacional en virtud de lo previsto en las Actas Acuerdo por hechos y omisiones que hubieren ocurrido hasta la entrada en vigencia de los cuadros tarifarios resultantes de la RTI, descontadas las obligaciones a cargo de las concesionarias que se determinen pendientes de cumplimiento originadas en dicho período, el Estado Nacional toma a su cargo las obligaciones que Edesur mantiene con CAMMESA por la compra de energía eléctrica en el MEM. Lo anterior, en ejercicios de la facultad prevista por el artículo 15 de la Ley N° 27.341 y en base a lo establecido en dicho artículo en relación con las obligaciones de las empresas distribuidoras a las que no se les hubiera reconocido ingresos. Con fecha 29 de diciembre de 2017, Edesur prestó conformidad a los términos de esta nota.

En base a la forma de actualización de ingresos de la Sociedad prevista en la Resolución ENRE N° 64/2017, el 31 de enero de 2018, el ENRE aprobó los nuevos valores con vigencia a partir del 1° de febrero de 2018. Estos cuadros incluyen una nueva reducción de subsidios del precio mayorista, llevándolo hasta un valor del 90% del precio estacional operado en 2017, como así también mantienen la tarifa social y una bonificación del plan estímulo, por reducción del consumo eléctrico de menor alcance.

En cuanto a la componente del VAD, se incorporó a este cuadro tarifario la tercera cuota del aumento surgido como resultado del proceso de RTI, la parte proporcional del ingreso diferido producido por dicho escalonamiento, la actualización correspondiente al período septiembre 2017 – enero 2018 y la aplicación del factor de eficiencia, que refleja el cumplimiento por parte de Edesur del plan de inversiones comprometido en la RTI.

Paralelamente y con el objeto de retomar las condiciones estructurales de normalidad, el Gobierno Nacional Argentino decidió no prorrogar la vigencia de la Ley de Emergencia Eléctrica (vigente hasta el 31 de diciembre de 2017) y la de Emergencia Económica (vigente hasta el 6 de enero de 2018).

En cuanto a los puntos pendientes de reglamentación de la RTI, el día 31 de mayo de 2018 el ENRE emitió la Resolución N° 170/2018 la cual resuelve aprobar el régimen sancionatorio por apartamiento del Plan de Inversiones presentados por las empresas distribuidoras al momento de la RTI.

El 23 de agosto de 2018, el ENRE, mediante la resolución 222, rechazó el recurso interpuesto por EDESUR contra el régimen sancionatorio por el apartamiento del Plan de Inversiones presentado en la RTI y publicado el 31 de mayo de 2018. A su vez el 5 de septiembre, EDESUR presentó un nuevo Recurso de Alzada en Subsidio contra dicha resolución.

Con fecha 30 de julio de 2018 Edesur firmó un compromiso con el ex-MINEM, en el marco de la intención del ministerio de dotar de mayor gradualidad a los aumentos tarifarios. Por el mismo se establece que Edesur recibirá el 50% del aumento correspondiente al mecanismo de ajuste previsto en la tarifa a partir del 1° de agosto, mientras que el 50% restante se recibirá en 6 cuotas ajustadas a partir del 1° de febrero de 2019. El compromiso abarca, también, mantener el Plan de Inversión acordado en la RTI.

Con fecha 1° de agosto de 2018 se aplicó el 50% (7,925%) del aumento correspondiente a la aplicación del MMC de agosto de 2018 al VAD. Conjuntamente con dicho aumento se reanudó la senda de eliminación de subsidios al precio mayorista de la energía, que había quedado retrasado por la devaluación de junio y julio de 2018. Adicionalmente, el ex-MINEM modificó los topes a la tarifa social, disminuyendo de esta forma subsidios a esta tarifa y las distorsiones provocadas por este concepto a las Distribuidoras que aún se encuentran pendientes de solución y en análisis por parte del ENRE.

En cuanto al Acuerdo para la solución del Activo y Pasivo Regulatorio, más allá del retraso en los plazos, se continúan cumpliendo los avances administrativos para la firma definitiva del acuerdo. Habiendo la Subsecretaria de Energía Eléctrica solicitado, la última semana de septiembre, tanto al ENRE como a las empresas involucradas la información conducente y necesaria para su elevación a la Procuraduría de la Nación y la SIGEN..

Plan de retiro voluntario

Durante el año 2018, el Directorio de la Sociedad aprobó un plan de retiro voluntario para el personal de la Sociedad que reúna ciertos requisitos, con vigencia hasta el 31 de marzo de 2019. En todos los casos, Edesur se reserva la decisión final de la inclusión de cada interesado en el plan.

Por las adhesiones acordadas al 31 de diciembre de 2018, se reconoció un cargo a resultados de aproximadamente AR$ 911 millones, quedando pendiente de pago a esa fecha un monto de AR$ 97 millones, que se expone en las "Deudas sociales y fiscales" del pasivo corriente y no corriente, según corresponda..

Situación económica – financiera de Edesur

Edesur confía en que la aplicación de los efectos surgidos de la resolución final de la RTI permitirá recomponer la ecuación económico-financiera prevista en la ley y en el Contrato de Concesión, y revertir los efectos en la red de los acotados niveles de inversión consecuencia de la merma sostenida de ingresos en los años 2002 a 2014 y consiguientes restricciones financieras, y así alcanzar la normalización definitiva de la situación del servicio eléctrico prestado por la Sociedad.

Si bien la Sociedad presenta capital de trabajo negativo, los principales componentes del pasivo corriente (deuda con CAMMESA por compra de energía y deuda con el ENRE por multas) se encuentran supeditados a modificaciones a regulaciones específicas y conversaciones y reuniones de trabajo con las diversas autoridades del sector, las cuales se encuentran avanzadas a la fecha de publicación de los presentes estados financieros. La Dirección de la Sociedad estima adecuar los plazos de cancelación de dichas obligaciones a las posibilidades reales de cancelación de la Sociedad, no haciéndolos exigibles en el corto plazo. No obstante, y hasta tanto se concreten e instrumenten los resultados de dichas negociaciones, dichos pasivos se exponen como corrientes.

Aplica a todas las Sociedades de Argentina

Reforma Fiscal

El 29 de diciembre de 2017 se firmó el Decreto 1112/2017 del Poder Ejecutivo Nacional, por el cual promulgó la Ley de reforma tributaria N° 27.430 sancionada por el Congreso de la Nación el 27 de diciembre de 2017. La ley fue publicada en el Boletín Oficial en la misma fecha de su promulgación. Los siguientes son aspectos relevantes de esa reforma:

a) Reducción de la tasa corporativa de impuesto a las ganancias e impuesto adicional a la distribución de dividendos

Hasta el ejercicio fiscal finalizado el 31 de diciembre de 2017, se mantiene en el impuesto a las ganancias la tasa corporativa del 35%, que se reducirá al 30% durante los dos ejercicios fiscales contados a partir del que se inicia el 1° de enero de 2018, y al 25% para los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2020.
La reducción en la tasa de impuesto corporativa se complementa con la aplicación de un impuesto a la distribución de dividendos efectuada a personas humanas locales y a beneficiarios del exterior, que la Sociedad deberá retener e ingresar al fisco con carácter de pago único y definitivo cuando los dividendos se paguen. Ese impuesto adicional será del 7% o

13%, según sea que los dividendos que se distribuyan correspondan a ganancias de un período fiscal en el que la Sociedad resultó alcanzada a la tasa del 30% o del 25%, respectivamente. A estos fines se considera, sin admitir prueba en contrario, que los dividendos que se ponen a disposición corresponden, en primer término, a las ganancias acumuladas de mayor antigüedad.

b) Impuesto de igualación

De acuerdo con la ley 25.063, el pago de dividendos en exceso de las ganancias fiscales acumuladas al cierre del ejercicio inmediato anterior a la fecha de dicho pago (en su caso; distribución de utilidades), genera la obligación de retener sobre ese excedente un 35% de impuesto a las ganancias en concepto de pago único y definitivo. Dicha retención ya no resultará de aplicación para los dividendos (en su caso: utilidades) atribuibles a ganancias devengadas en los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2018.

c) Revalúo impositivo

La Ley 27.430 permite ejercer la opción de revaluar a fines impositivos, por única vez, ciertos bienes de titularidad del contribuyente existentes al cierre del primer ejercicio fiscal cerrado con posterioridad al 29 de diciembre de 2017, fecha de entrada en vigencia de la ley, en la medida que (i) estén situados, colocados o utilizados económicamente en el país, y se encuentren afectados a la generación de ganancias gravadas, (ii) no se trate de bienes con régimen de amortización acelerada o que estén totalmente amortizados, y (iii) no se trate de bienes que fueron exteriorizados conforme a la Ley 27.260.

El ejercicio de la opción conlleva el pago de un impuesto especial respecto de todos los bienes revaluados conforme a las alícuotas establecidas para cada tipo de bien, las que se aplicarán sobre la diferencia entre el valor impositivo revaluado residual y el valor impositivo de origen residual, calculados conforme con las disposiciones de la ley de impuesto a las ganancias. El impuesto determinado no es deducible a los efectos de la liquidación del impuesto a las ganancias, y la ganancia por el importe del revalúo está exenta del impuesto a las ganancias. Asimismo, el importe del revalúo, neto de las correspondientes amortizaciones, no es computable a los efectos de la liquidación del impuesto a la ganancia mínima presunta.

La revaluación se practica aplicando desde el año de alta de los bienes un factor de revalúo que surge de una tabla contenida en la Ley 27.430, y al valor así determinado se le restan las amortizaciones que hubieran correspondido según la ley de impuesto a las ganancias por los períodos de vida útil transcurridos, incluyendo el período de la opción. Para inmuebles que no sean bienes de cambio y bienes muebles amortizables, existe la opción de optar por la estimación que realice un valuador independiente, en tanto la misma no supere el 50% que resultaría de aplicar el factor de revalúo. Los bienes revaluados continuarán actualizándose fiscalmente sobre la base de las variaciones porcentuales del índice de precios internos al por mayor suministradas por el Instituto Nacional de Estadística y Censos, conforme a las tablas que a esos fines elabore la AFIP. De este modo, la amortización a deducir en la liquidación del impuesto a las ganancias tendrá como componentes (i) la cuota de amortización determinada en base al valor de origen, método y vida útil oportunamente adoptados para la determinación del impuesto a las ganancias, más (ii) la cuota de amortización correspondiente al importe del revalúo con la actualización posterior mencionada. Si un bien revaluado se enajenara en alguno de los dos períodos fiscales inmediatos siguientes al ejercicio tomado como base para la determinación del revalúo, el costo computable sufrirá una penalidad, consistente en reducir el importe residual del revalúo actualizado en un 60%, si la enajenación fuera en el primero de los ejercicios mencionados, o en una 30% si fuera en el segundo de los ejercicios.

Nota 37. Dotación

La distribución del personal de Enel Américas, incluyendo la información relativa a las subsidiarias en los cinco países donde está presente el Grupo, al 31 de diciembre de 2018 y 2017, era la siguiente:

	31-12-2018				
País	**Gerentes y Ejecutivos Principales**	**Profesionales y Técnicos**	**Trabajadores y Otros**	**Total**	Promedio del período
Chile	10	44	3	57	53
Argentina	21	1.914	2.439	4.374	4.547
Brasil	56	4.839	6.005	10.900	7.935
Perú	41	874	-	915	920
Colombia	38	2.104	2	2.144	2.148
Total	**166**	**9.775**	**8.449**	**18.390**	**15.603**

	31-12-2017				
País	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	Promedio del período
Chile	7	45	3	55	58
Argentina	45	3.709	1.107	4.861	4.801
Brasil	19	2.756	814	3.589	3.788
Perú	45	863	-	908	907
Colombia	37	1.941	2	1.980	1.963
Total	**153**	**9.314**	**1.926**	**11.393**	**11.517**

Nota 38. Sanciones

Las siguientes compañías del Grupo han recibido sanciones de autoridades administrativas:

Subsidiarias

1. Edesur S.A. (Empresa Distribuidora del Sur S.A.)

Al 31 de diciembre de 2018, y considerando las sanciones pendientes impuestas por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) a partir del período iniciado el 1 de octubre de 2018, Edesur S.A. ha sido penalizada: (i) en 4 oportunidades por infracciones al régimen de seguridad en vía pública (Res. ENRE 247/18, 248/17, 278/18 y 299/18) por un monto total de $220.453.759 equivalente a US$5.852.544,-); y, en 2 oportunidades por vulneración de las normas de calidad comercial (Res. ENRE 337/18 y 338/18) por un monto total de $2.831.196 equivalente a US$75.162. En el primer caso de las sanciones relativas a seguridad en vía pública han sido recurridas por ante el ENRE encontrándose en trámite la sustanciación del sumario. En el caso de las sanciones de calidad comercial, y tomando en cuenta que el vencimiento del plazo para recurrir resulta posterior al cierre de este informe, se hace saber que serán las mismas impugnadas por ante el Ente Regulador.

2. Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera)

Al 31 de diciembre de 2018, se encuentra pendiente de resolución un recurso de apelación contra una multa impuesta por la Administración Federal de Ingresos Públicos ("AFIP") durante el año 2015 por Arg$ 58.480 pesos argentinos (aprox. US$ 1.553). Asimismo, junto a dicha sanción, se dispuso el pago de una diferencia de tributos de $ 9.746,63 pesos argentinos (aprox. US$ 259), por infracción al artículo 970 del Código Aduanero. Dicha sanción fue apelada y se encuentra pendiente de resolución, toda vez que se cumplió con el retorno de la exportación temporal en tiempo y forma legal, circunstancia que acreditó con la presentación de la documentación de soporte correspondiente.

3. Enel Distribución Río S.A. (Ampla Energia e Serviços S.A. o "Ampla")

En 2018, la Secretaría Municipal de Medioambiente de São Gonçalo emitió una acta de infracción en contra de Enel Distribución Río en un monto de 47,0 MBRL por supuestas "contaminaciones del aire, agua y suelo, causados por la eliminación y quema de residuos dispuestos irregularmente." Enel Distribución Río presentó un recurso administrativo en contra la sanción, hasta la fecha sin resolverse. Al 31 de diciembre de 2018 el monto involucrado en la sanción era de US$ 12.129.701 (47,0 MBRL). (Enel Energia e Serviços S.A. / Recurso administrativo Ayuntamiento de São Gonçalo).

Fiscales: La compañía recibió, el 13 de agosto de 2018, dos sanciones de la autoridad fiscal de la hacienda estatal del Rio de Janeiro por incumplimiento de normas (obligaciones de registro de facturas de compras y archivos fiscales). Se ha pagado la suma de 70 mil euros (US$ 81.192).

Fiscales: La compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. MBRL4.126 – US$1.064.560.

4. Enel Distribución Ceará S.A. (Companhia Energetica do Ceará o Coelce)

En 2012, la Agencia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL sancionó a Enel Distribución Ceará en un monto de 20,6 MBRL por supuestos errores en el registro de la base de activos de la compañía. Enel Distribución Ceará recurrió de la sanción, que ha sido reducida a 11,2 MBRL. Considerándose la necesidad de regularizar la situación de la compañía ante el regulador (ANEEL), Enel Distribución Ceará constituyó una garantía judicial e inició una demanda ante los tribunales de justicia para dejar la sanción sin efecto alguno. La demanda se encuentra pendiente de fallo. Una decisión favorable resultaría en la devolución actualizada del monto pagado por Enel Distribución Ceará.

Al 31 de diciembre de 2018 el monto involucrado en la sanción era de US$5.331.224 (20,7 MBRL). (Companhia Energética do Ceará – Coelce / 48500.0067700/2010-83, Recurso administrativo ANEEL).

Fiscales: La compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. MBRL299,4 – US$77.248,96.

5. Enel Distribución Goias (ex CELG Distribuição S.A)

En 2016, Agencia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL sancionó a Enel Distribución Goias en un monto de 61,0 MBRL por incumplimiento de obligación sectorial (vinculada a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE). Enel Distribución Goias ha presentado un recurso en contra de la sanción, a la fecha sin resolverse. Al 31 de diciembre de 2018 el monto involucrado en la sanción era de US$8.436.631 (32,7 MBRL). (CELG Distribuição S.A. / 48500.004848/2015-32, Recurso administrativo ANEEL).

6. Enel Distribución Sao Paulo (ex Eletropaulo)

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL ha sancionado a Enel por supuestos errores en el registro de la base de activos de la compañía. Enel Distribución Sao Paulo presentó recurso, el cual fue rechazado. Enel presentó una demanda ante la justicia para que la sanción quede totalmente sin efecto. El juez dictó decisión rechazando la demanda de Enel Distribución Sao Paulo, por lo que Enel Distribución Sao Paulo dedujo una apelación ante el Tribunal (segunda instancia), hasta la fecha sin resolverse. Al 31 de diciembre de 2018 el monto involucrado en la sanción era de US$ 45.855.270 (177,7 MBRL). (Enel Distribución Sao Paulo x ANEEL / 0051114-70.2015.4.01.3400 [Auto de Infração n° 122/2012-SFF], Justicia Federal de Distrito Federal)

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL ha sancionado a Enel por supuestas irregularidades formales de los registros contables de activos. Enel Distribución Sao Paulo afirma que los errores no han generado en los hechos ninguna consecuencia negativa para las tarifas, como así tampoco para el servicio prestado por la Compañía. El recurso administrativo de Enel Distribución Sao Paulo fue rechazado, entonces Enel Distribución Sao Paulo presentó una demanda ante la justicia para que la sanción quede sin efecto alguno, hasta la fecha sin resolverse en primera instancia. Al 31 de diciembre de 2018 el monto involucrado en la sanción era de US$ 22.821.823 (88,4 MBRL). (Enel Distribución Sao Paulo x ANEEL / 0051411-43.2016.4.01.3400 [Auto de Infração n° 008/2012-SFF], Justicia Federal de Distrito Federal)

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL ha sancionado a Enel por supuestas irregularidades (en 2012) formales de los registros de los índices de calidad de suministro de los consumidores [PRODIST 8], así como en la ejecución de la compensación a los consumidores en razón del incumplimiento de estos índices (DIC, FIC y DMIC). Enel Distribución Sao Paulo presentó un recurso administrativo y se aguarda la decisión del Directorio de la ANEEL. Al 31 de diciembre de 2018 el monto involucrado en la sanción era de US$6.028.698 (23,4 MBRL). (Enel Distribución Sao Paulo / recurso administrativo ANEEL n.° 48500.002625/2015-96 [Auto de Infração n° 063/2017-SFE])

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL ha sancionado a Enel por supuestas inadecuaciones (en 2015) formales de registros de los índices de calidad de suministro de los consumidores [PRODIST 8], así como en la ejecución de la compensación a los consumidores en razón del incumplimiento de estos índices (DIC, FIC y DMIC). Enel Distribución Sao Paulo ha presentado un recurso administrativo y se aguarda la decisión del Directorio de la ANEEL. Al 31 de diciembre de 2018 el monto involucrado en la sanción era de US$6.015.794 (23,3 MBRL). (Enel Distribución Sao Paulo / recurso administrativo ANEEL n.° 48500.005077/2015-56 [Auto de Infração n° 064/2017-SFE])

El 04 de diciembre de 2018, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL ha sancionado a Enel por la calidad de la atención al cliente - CTO&CTA (TN 1012/2018). El 14/12/18, Enel Distribución Sao Paulo presentó recurso administrativo en

contra de la sanción y se espera el análisis y juicio de la Superintendencia de Fiscalización de los Servicios de Electricidad – SFE de la ANEEL. Al 31 de diciembre de 2018 el monto involucrado en la sanción era de US$9.941.158 (38,5 MBRL). (Enel Distribución Sao Paulo / recurso administrativo ANEEL n.° 48500.001349/2018 [Auto de Infração n° 1008/2018-SFE]).

Fiscales: La compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. MBRL 44.796 – US$11.557.932.

7. Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A.

Fiscales: La compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. MBRL 999,6 – US$257.909,37.

8. Enel Cien S.A.

Fiscales: La compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. MBRL 80,3 - US$ 20.718,41.

9. Enel Generación Fortaleza (Central Geradora Termoelétrica Fortaleza S.A.)

Fiscales: La compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. MBRL 1.924 – US$496.416,62.

10. Enel Distribución Perú S.A.A. (ex Edelnor S.A.A.)

Al 31 de diciembre de 2018, Enel Distribución Perú ha incurrido en las siguientes multas de índole tributaria:

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el Impuesto a la Renta (IR) del ejercicio 2006, la Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria (SUNAT) cursó a Enel Distribución Perú la Resolución de Multa No.012-002-0016678 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual, ascendente a S/ 2.451.254 (USD 725.223), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 2.264.959 (USD 670.106). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida en la Corte Suprema del Poder Judicial.
- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR del ejercicio 2007, la SUNAT cursó a Enel Distribución Perú la Resolución de Multa No.0120020019094 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a S/ 2.424.073 (USD 717.181), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a S/ 2.964.862 (USD 877.178). Asimismo, la SUNAT notificó a Enel Distribución Perú con las Resoluciones de Multas Nos. 012-002-0019095 a 012-002-0019106, mediante las cuales impuso multas por omisiones en los anticipos de los períodos de enero a diciembre del IR 2007, las mismas que ascienden a S/ 2.150.442 (USD 636.225), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a S/ 2.853.727 (USD 844.298). Al respecto, debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentran siendo discutidas en el Tribunal Fiscal (TF) (última instancia administrativa).
- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR del ejercicio 2008, la SUNAT cursó a Enel Distribución Perú la Resolución de Multa No. 0120020020666 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a S/ 2.591.405 (USD 767.575), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a S/ 2.696.593 (USD 797.809). Asimismo, la SUNAT notificó a Enel Distribución Perú con las Resoluciones de Multas Nos. 0120020020654 a 0120020020665, mediante las cuales impuso multas por omisiones en los anticipos de los períodos de enero a diciembre del IR 2008, las mismas que ascienden a S/ 2.631.295 (USD 778.490), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a S/ 3.046.048 (USD 901.198). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentran siendo discutidas en el TF.
- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR del ejercicio 2009, la SUNAT cursó a Enel Distribución

Perú la Resolución de Multa No. 0120020023127 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a S/ 616.333 (USD 182.347), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 400.616 (USD 118.525). Asimismo, la SUNAT notificó a Enel Distribución Perú con las Resoluciones de Multas Nos. 0120020023115 a 0120020023126, mediante la cuales impuso multas por omisiones en los anticipos de los períodos de enero a diciembre del IR 2009, las mismas que asciende a S/ 1.538.153 (USD 455.075), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 1.595.377 (USD 472.005). Debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentran siendo discutidas en el TF.

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR del ejercicio 2010, la SUNAT cursó a Enel Distribución Perú la Resolución de Multa No. 0120030025982 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a S/ 500.298 (USD 148.017), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 314.788 (USD 93.133). Asimismo, la SUNAT notificó a Enel Distribución Perú con las Resoluciones de Multas Nos. 0120030025983 a 0120030025994, mediante las cuales impuso multas por omisiones en los anticipos de los períodos de enero a diciembre del IR 2010, las mismas que ascienden a S/ 374.545 (USD 110.812), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascienden a S/ 422.876 (USD 125.111). Nótese que la imposición de las referidas multas se encuentran siendo discutidas en el TF.
- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR del ejercicio 2011, la SUNAT cursó a Enel Distribución Perú la Resolución de Multa No. 0120020029011 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a S/ 507.761 (USD 150.225), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 317.452 (USD 93.921). Asimismo, la SUNAT notificó a Enel Distribución Perú con las Resoluciones de Multas Nos. 0120020029012 a 0120020029023, mediante las cuales impuso multas por omisiones en los anticipos de los períodos de enero a diciembre del IR 2011, las mismas que asciende a S/ 593.147 (USD 175.487), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 425.908 (USD 126.008). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentra siendo discutida en el TF.

11. Enel Generación Perú S.A.A. (ex Edegel S.A.A.)

Al 31 de diciembre de 2018, Enel Generación Perú ha incurrido en las siguientes multas de índole tributaria:

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR del ejercicio 1999, la SUNAT cursó a Enel Generación Perú la Resolución de Multa No. 0120020004919 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a S/ 2.076.888 (USD 614.464), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 10.501.965 (USD 3.107.090). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial.
- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR de los ejercicios 2000 y 2001, la SUNAT cursó a Enel Generación Perú la Resolución de Multa No. 0120020008723 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual del ejercicio 2000. Tomando en cuenta diversos pagos efectuados y la reliquidación realizada por SUNAT, a la fecha, el monto de la multa que califica como posible y probable asciende a S/ 6.460.523 (USD1.911.397), y los intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a S/ 14.636.762 (USD4.330.403). Actualmente, Enel Generación Perú viene discutiendo la reliquidación de la multa ante el TF y el tema de fondo ante el Poder Judicial. Cabe precisar que S/ 7.928.535 (USD2.345.720) se encuentran debidamente pagados.
- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR del ejercicio 2007, la SUNAT cursó a Enel Generación Perú las Resoluciones de Multas Nos. 0120020022202 a 0120020022211, mediante las cuales impuso multas por omisiones en los anticipos de los períodos de marzo a diciembre del IR 2007, las mismas que asciende a S/ 4.338.344 (USD 1.283.534), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a S/ 5.757.637 (USD 1.703.443). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentran siendo discutidas en el TF.
- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el Impuesto General a las Ventas (IGV) Ad Valorem e Impuesto de Promoción Municipal (IPM) en importaciones por los ejercicios 2008 y 2009, la SUNAT cursó a Enel Generación Perú la Resolución de División No. 0003X4100/2013-000440, mediante la cual se le impuso una multa ascendente a USD 2.974.314 (las multas aduaneras fueron liquidadas en dólares). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial, para lo cual se tuvo que cancelar S/ 5.832.129 (USD 1.725.482), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 3.395.224 (USD 1.004.504). Cabe precisar que no se pagó el íntegro de la deuda tributaria vinculada con la referida Resolución de Multa puesto que parte de la misma prescribió.

12. Enel Perú S.A.C. (ex Generandes)

Al 31 de diciembre de 2018, Enel Perú ha incurrido en la siguiente multa de índole tributaria:

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR e Impuesto General a las Ventas (IGV) del ejercicio 2000,

la SUNAT cursó a Enel Perú la Resolución de Multa No. 0240030008355 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a S/ 2.920.104 (USD 863.936), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 14.053.695 (USD 4.157.898). Asimismo, la SUNAT notificó a Enel Perú con las Resoluciones de Multas Nos. 0240020022829 a 0240020022831, mediante las cuales impuso multas por la aplicación del IGV de forma indebida por los períodos de abril, junio y octubre del 2000, las mismas que asciende a S/ 1.771.933 (USD 524.241), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a S/ 10.231.619 (USD3.027.106). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentran siendo discutidas ante el Poder Judicial.

13. Enel Generación Piura (ex EEPSA)

Al 31 de diciembre de 2018, Enel Generación Piura ha incurrido en la siguiente multa de índole tributaria:

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el Impuesto General a las Ventas (IGV) Ad Valorem e Impuesto de Promoción Municipal (IPM) en las importaciones del ejercicio 2011, la SUNAT cursó a Enel Generación Piura la Resolución de División No. 0003Y4100/2014-000211, mediante la cual se le impuso una multa ascendente a S/ 6.868.256 (USD 2.032.028), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a S/ 5.326.715 (USD 1.575.951). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida en el TF y S/ 12.194.971 (USD 3.607.980) se encuentra provisionado.

14. Emgesa

- La ANLA confirmó la sanción contra EMGESA por un valor de $ 2.503.258.650 Pesos Colombianos (aprox. US$770.826), por el presunto incumplimiento a la Licencia Ambiental, en lo relacionado con el retiro de la madera y biomasa producto del aprovechamiento forestal del vaso del embalse del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo. Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del Derecho y está pendiente de pronunciamiento.
- La CAM se pronunció al recurso interpuesto contra la Resolución No. 2239 del 29 de julio de 2016, en la cual se sancionó a EMGESA por valor de $ 758.864.176 pesos colombianos (aprox. US$ 233.676), por infracción a la normatividad ambiental, ya que se realizaron actividades sin tener el permiso ambiental previo como lo establece la norma (Apertura de vía por encima de la cota 720 del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo-PHEQ), la sanción fue disminuida a COP$492.007.073.oo (aprox. US$ 151.503). Se presentó la solicitud de conciliación para agotar requisito de procedibilidad y se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho y está pendiente de pronunciamiento.
- AUTORIDAD AMBIENTAL (CAM): La Corporación Autónoma Regional (CAR) impuso tres (3) sanciones consistentes en una multa por $50.670 (aprox. US$15,6) cada una, las siguientes son las resoluciones y los hechos por los cuales nos sancionan:

RESOLUCIÓN No. 3590 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona la Compañía por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de Montea, la sanción es por $50.670 (aprox. US$15,6). Se presentó demanda de Nulidad y Restablecimiento del derecho y está pendiente de pronunciamiento.

RESOLUCIÓN No. 3653 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona la Compañía por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de Santiago y Palacios, la sanción es por $50.670 (aprox. US$15,6). Se presentó demanda de Nulidad y Restablecimiento del derecho y está pendiente de pronunciamiento.

- RESOLUCIÓN No. 3816 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona la Compañía por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de Santiago y Palacios, la sanción es por $50.670 (aprox. US$15,6). Se presentó demanda de Nulidad y Restablecimiento del derecho y está pendiente de pronunciamiento.
- Impuesto Vehículo. Extemporaneidad impuesto sobre vehículo vendido sin traspaso a comprador. Cuantía Multa COP$ 713.000 (US$ 220).

15. Codensa

- El 12 de febrero de 2018 la Superintendencia de Servicios Públicos, dentro del expediente No 2016240350600061E. resolvió sancionar con una multa por valor de COP$15.624.840 (US$4.811) a CODENSA S.A. ESP., por considerar que la compañía incurrió en falla en la prestación del servicio porque las compensaciones regulatorias estimadas para 1 usuario del servicio excedió el cargo de distribución facturado para el respectivo mes. La sanción impuesta fue recurrida en reposición ante la misma SSPD y se encuentra en espera de se resuelva el referido recurso.
- El 28 de febrero de 2018 la Superintendencia de Servicios Públicos, dentro del expediente No. 2015240350600113E, resolvió sancionar con una multa por valor de COP$62.499.360 (US$19.245) a CODENSA S.A. ESP., por considerar

que la compañía incurrió en falla en la prestación del servicio porque las compensaciones regulatorias estimadas para 10 usuarios del servicio excedió el cargo de distribución facturado para el respectivo mes. La sanción impuesta fue recurrida en reposición ante la misma SSPD y se encuentra en espera de se resuelva el referido recurso.

- El 12 de abril de 2018 la Superintendencia de Servicios Públicos, dentro del expediente No. 20152403506000082E, resolvió sancionar con una multa por valor de COP COP$15.624.840 (US$4.811) a CODENSA S.A. ESP., por considerar que la compañía incurrió en falla en la prestación del servicio porque las compensaciones regulatorias estimadas para 1 usuario del servicio excedió el cargo de distribución facturado para el respectivo mes. La sanción impuesta fue recurrida en reposición ante la misma SSPD y se encuentra en espera de se resuelva el referido recurso.
- Al 30 de junio de 2017, fuimos notificamos de la Resolución 85653 de 2016 en la cual la Superintendencia de Industria y Comercio impone una sanción a CODENSA por COP$241.309.250 (US$74.306) por una queja presentada por la señora Claudia Milena Muñoz Triviño, al considerar dicho ente que se encuentra probado que Codensa violó el régimen de protección de datos personales al haber publicado en twitter información de carácter personal de la quejosa (dirección de residencia). El 13 de diciembre de 2017 la SIC notificó la Resolución No. 6323 del 4 de octubre de 2017 mediante la cual decidió los recursos de reposición y apelación interpuestos contra la Resolución 85653 de 2016, confirmando la multa. El 20 de diciembre de 2017 se pagó la multa en el Banco Popular. se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho y está pendiente de pronunciamiento.
- Mediante auto No. 26346 del 15 de marzo de 2018 la Superintendencia de Industria y Comercio impuso multa de $37.834.434 (US$11.650) a CODENSA, por 339 días de retraso del cumplimiento de pago por concepto de indemnización por producto defectuoso a un cliente. Se interpuso en término recurso de reposición ante el auto que impuso la sanción y CODENSA se encuentra a la espera que la Autoridad resuelva este recurso.
- Impuesto Vehículo. Requerimiento especial por corrección valor avaluó vehículo. Cuantía Multa más intereses COP$ 229.000 (US$ 71).

Nota 39. Medio Ambiente

Los gastos ambientales por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente
EMGESA	Proyecto Central Hidroelectrica El Quimbo	Plan Manejo Ambiental El Quimbo
EDESUR	Material Contaminante	Manipulacion de Material Contaminante
	Actividades De Prevencion	Proteccion de la biodiversidad del Medio Ambiente
	Estudios Ambientales	Estudios sobre Aspectos Ambientales
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reduccion del Ruido, protección contra la radiacion
CHINANGO	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas Verdes y Fauna Menor
	Desmantelamiento Pcbs	Colombia con la ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la resolución del Ministerio de Medio Ambiente 222 del 15 de diciembre de 2011, se reconoció la provisión por desmantelamiento de transformadores contaminados con PCBs.
CODENSA	Nueva Esperanza Compensacion Ambiental	Compensaciones incluidas en la Resolución 1061 y el Acuerdo 017 de 2013 del Ministerio de Medio Ambiente y la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, respectivamente, donde se aprueba la sustitución de la reserva forestal protectora y productora de la cuenca alta del río Bogotá, comprometiendo a la compañía a efectuar un plan de compensación y reforestación en la zona de construcción de la sub estación Nueva Esperanza, Gran sabana y Compartir
	Actividades De Prevencion	Proteccion de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y Recuperacion del Suelo y Agua
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiacion
ENEL GENERACIÓN PERÚ	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor
Total		

- Impuesto Alumbrado. Sanción por entrega de información en municipio de Itagüí. Cuantía Multa COP$ 179.624.170 (US$ 55.312).
- Retención Manta 2017 y 2018. Extemporaneidad Retenciones en municipio. Cuantía Multa COP$ 1.607.000 (US$ 495).
- Auto retención ICA ANAPOIMA I y II BIM 2018. Extemporaneidad en declaraciones por cambio de periodicidad en acuerdo municipal. Cuantía Multa COP$ 6.325.000 (US$ 1.947,65).

16. Sociedad Portuaria Central Cartagena (SPCC):

El día 12 de julio fuimos notificados de la Resolución en la cual la Superintendencia de Puertos y Transportes confirmó, en instancia de reposición, una sanción impuesta a SPCC por el no reporte de la información a que refiere la circular 88 del 2016, referente a la capacidad de atención de vehículos por día y la capacidad de almacenamiento de cada operación portuaria. El monto de la sanción es COP$18.442.925 (US$5.679). Se presentó el recurso de reposición y en subsidio de apelación, y en este recurso se confirmó la sanción. Se presentó acción de Nulidad y Restablecimiento del derecho y está pendiente de pronunciamiento.

En relación a las sanciones anteriormente descritas, el Grupo ha constituido provisiones por MUS$40.697 al 31 de diciembre de 2018 (ver Nota 25). Si bien existen otras sanciones que también tienen provisiones asociadas pero que no son descritas en esta nota ya que individualmente representan montos de menor cuantía, la Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por sanciones, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

	31-12-2018					
Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	**Monto desembolsos MUS$**	**Monto Activado MUS$**	**Monto Gasto MUS$**	**Monto desembolso a futuro MUS$**	**Fecha estimada desembolso Futuro MUS$**	**Total desembolsos MUS$**
En proceso	-	-	-	7.495	31-12-2020	7.495
En proceso	130	-	130	-	-	130
En proceso	57	-	57	-	31-12-2018	57
En proceso	63	-	63	-	31-12-2018	63
En proceso	44	-	44	-	31-12-2018	44
En proceso	426	-	426	-	31-12-2018	426
En proceso	11	-	11	-	31-12-2018	11
En proceso	373	113	260	7	31-12-2018	380
En proceso	494	481	12	1	31-12-2019	494
En proceso	301	-	301	-	31-12-2018	301
En proceso	256	-	256	-	31-12-2018	256
En proceso	314	-	314	-	31-12-2018	314
En proceso	37	-	37	-	31-12-2018	37
En proceso	180	-	180	-	31-12-2018	180
En proceso	220	-	220	-	31-12-2018	220
	2.906	**594**	**2.311**	**7.503**		**10.408**

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente
EMGESA	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Plan manejo ambiental EL QUIMBO
ENEL GENERACIÓN PERÚ	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales
	Gestion de residuos	Manejo de residuos peligrosos
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes y fauna menor
CHINANGO	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales
	Gestion de residuos	Manejo de residuos peligrosos
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes y fauna menor
EDESUR	Material contaminante	Proyecto de inversión en medio ambiente
		Manipuleo de material contaminante
CODENSA	Desmantelamiento PCBS	Colombia con la ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la resolución del ministerio de medio ambiente 222 del 15 de diciembre de 2011, se reconoció la provisión por desmantelamiento de transformadores contaminados con PCBS
	Nueva esperanza rescate arqueológico	Rescate arqueológico de los restos encontrados en el terreno donde se construye la subestación nueva esperanza
	Nueva esperanza compensación ambiental	Compensaciones incluidas en la resolución 1061 y el acuerdo 017 de 2013 del ministerio de medio ambiente y la corporación autónoma regional de Cundinamarca, respectivamente, donde se aprueba la sustitución de la reserva forestal protectora y productora de la cuenca alta del Río Bogotá, comprometiendo a la compañía a efectuar un plan de compensación y reforestación en la zona de construcción de la sub estación Nueva Esperanza y Gran Sabana
Total		

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente
EMGESA	Manejo ambiental HIDRA	Plan socio ambiental Centrales Térmicas
		Plan socio ambiental Centrales Hidráulicas
ENEL GENERACIÓN PERÚ	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos
	Estudios ambientales	Estudios sobres aspectos ambientales
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua
CHINANGO	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos
	Estudios ambientales	Estudios sobres aspectos ambientales
EDESUR	Actividades de prevención	Protección inversión medioambiente
	Material contaminante	Manipulación de material contaminante
CODENSA	Desmantelamiento PCBS	Desmantelamiento de Transformadores con residuos de PCBS
	Nueva Esperanza Rescate Arqueológico	Rescate de restos arqueológicos de cultura Herrera, en la ubicación donde se construirá la subestación de Nueva Esperanza
	Nueva Esperanza Compensación Ambiental	Compensación Ambiental por la construcción de la subestación Nueva Esperanza
	Desamantelamiento central Río Negro	Contingencia Planta Hidroeléctrica Río Negro
Total		

	31-12-2017					
Estado del proyecto (Terminado, En proceso)	Monto desembolsos MUS$	Monto Activado MUS$	Monto Gasto MUS$	Monto desembolso a futuro MUS$	Fecha estimada desembolso Futuro MUS$	Total desembolsos MUS$
En proceso	-	-	-	5.727	31-12-2019	5.727
Terminado	270	-	270	-	31-12-2017	270
Terminado	314	-	314	-	31-12-2017	314
Terminado	317	-	317	-	31-12-2017	317
Terminado	41	-	41	-	31-12-2017	41
Terminado	311	-	311	-	31-12-2017	311
Terminado	196	-	196	-	31-12-2017	196
En proceso	27	-	27	-	-	27
En proceso	66	-	66	-	-	66
En proceso	73	-	73	-	-	73
En proceso	-	-	-	-	-	-
En proceso	453	-	453	-	-	453
En proceso	14	-	14	-	-	14
En proceso	5773	5.773	-	-	-	5.773
En proceso	110	-	110	-	-	110
En proceso	5.825	1.261	7.086	6.609	31-12-2027	784
Terminado	-	-	-	-	-	-
En proceso	132	625	757	302	31-12-2019	170
	13.922	**7.659**	**10.035**	**12.638**		**14.646**

	31-12-2016					
Estado del proyecto (Terminado, En proceso)	Monto desembolsos MUS$	Monto Activado MUS$	Monto Gasto MUS$	Monto desembolso a futuro MUS$	Fecha estimada desembolso Futuro MUS$	Total desembolsos MUS$
En proceso	1.463	1.463	-	-	-	1.463
En proceso	6.330	6.330	-	106.863	31-12-2020	113.193
En proceso	55	-	55	-	31-12-2016	55
En proceso	186	-	186	-	31-12-2016	186
En proceso	393	-	393	-	31-12-2016	393
En proceso	303	-	303	-	31-12-2016	303
En proceso	10	-	10	-	31-12-2016	10
En proceso	-	-	-	-	31-12-2016	-
En proceso	-	-	-	-	31-12-2016	-
En proceso	15	-	15	-	31-12-2016	15
En proceso	497	-	497	-	31-12-2016	497
En proceso	61	-	61	-	31-12-2016	61
En proceso	1	-	1	-	31-12-2016	1
En proceso	65	65	-	-	31-12-2016	65
En proceso	105	-	105	-	31-12-2016	105
En proceso	1.173	1.237	-64	6.883	31-12-2027	8.056
En proceso	96	96	-	-	31-12-2019	96
En proceso	1.716	1.545	171	735	31-12-2019	2.451
En proceso	500	-	500	3.594	31-12-2036	4.094
	12.969	**10.736**	**2.233**	**118.075**		**131.044**

Nota 40. Información Financiera Resumida de Subsidiarias

A continuación, se resume la información financiera de nuestras principales subsidiarias al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

		31-12-2018						
	Estados Financieros	**Activos Corrientes MUS$**	**Activos No-Corrientes MUS$**	**Total Activos MUS$**	**Pasivos Corrientes MUS$**	**Pasivos No-Corrientes MUS$**	**Patrimonio MUS$**	**Total Pasivos y Patrimonio MUS$**
Enel Argentina S.A.	**separado**	6.657	139.508	146.165	776	-	145.389	146.165
Enel Generación Costanera S.A.	separado	132.613	267.952	400.565	136.446	99.309	164.810	400.565
Enel Generación El Chocón S.A.	separado	95.054	370.645	465.699	82.599	85.399	297.701	465.699
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	312.128	1.381.972	1.694.100	710.707	347.653	635.740	1.694.100
Enel Trading Argentina S.R.L	separado	14.550	1.008	15.558	13.940	-	1.618	15.558
Grupo Dock Sud S.A.	Consolidado	55.921	263.659	319.580	63.756	55.240	200.584	319.580
Grupo Enel Argentina	Consolidado	263.345	916.274	1.179.619	221.534	182.169	775.916	1.179.619
Enel Brasil S.A.	separado	1.681.474	3.892.112	5.573.586	2.720.641	225.312	2.627.633	5.573.586
Enel Generación Fortaleza S.A.	separado	140.483	189.912	330.395	123.850	60.960	145.585	330.395
EGP Cachoeira Dourada S.A.	separado	301.315	103.975	405.290	244.418	3.075	157.797	405.290
EGP Volta Grande	separado	94.170	355.666	449.836	274.015	-	175.821	449.836
Enel Cien S.A.	separado	120.897	183.601	304.498	9.403	18.424	276.671	304.498
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	separado	9.097	2.196	11.293	50.940	2.493	(42.140)	11.293
Transportadora de Energía S.A.	separado	6.912	5.755	12.667	50.780	5.431	(43.544)	12.667
Enel Distribución Ceará S.A.	separado	538.216	1.209.995	1.748.211	517.761	440.495	789.955	1.748.211
Enel Distribución Rio S.A.	separado	611.450	1.964.754	2.576.204	865.349	781.211	929.644	2.576.204
Celg Distribución S.A.	separado	694.885	2.478.860	3.173.745	613.692	1.154.300	1.405.753	3.173.745
Enel X Brasil S.A.	separado	14.153	9.180	23.333	5.512	42	17.779	23.333
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	separado	1.535.494	4.426.898	5.962.392	1.438.355	2.871.158	1.652.879	5.962.392
Grupo Enel Brasil	Consolidado	4.112.113	11.587.158	15.699.271	6.524.502	5.555.695	3.619.074	15.699.271
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	336.791	2.511.365	2.848.156	510.844	1.032.101	1.305.211	2.848.156
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	separado	414.711	1.686.783	2.101.494	650.760	598.455	852.279	2.101.494
Enel Perú, S.A.C.	separado	36.807	1.376.103	1.412.910	69.295	10.460	1.333.155	1.412.910
Enel Generación Perú S.A.	separado	333.468	914.287	1.247.755	169.579	234.383	843.793	1.247.755
Chinango S.A.C.	separado	5.798	137.059	142.857	7.946	25.562	109.349	142.857
Enel Generación Piura S.A.	separado	85.080	175.196	260.276	51.046	68.377	140.853	260.276
Enel Distribución Perú S.A.	separado	112.287	1.210.429	1.322.716	268.883	431.856	621.977	1.322.716
Grupo Enel Perú	Consolidado	488.824	2.401.685	2.890.509	490.068	770.021	1.630.420	2.890.509

		31-12-2017						
	Estados Financieros	Activos Corrientes MUS$	Activos No-Corrientes MUS$	Total Activos MUS$	Pasivos Corrientes MUS$	Pasivos No-Corrientes MUS$	Patrimonio MUS$	Total Pasivos y Patrimonio MUS$
Enel Argentina S.A.	Separado	5.657	275.369	281.026	490	-	280.536	281.026
Enel Generación Costanera S.A.	Separado	119.110	204.611	323.721	137.870	142.832	43.019	323.721
Enel Generación El Chocón S.A.	Separado	81.241	297.979	379.220	68.075	84.620	226.525	379.220
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Separado	396.740	830.423	1.227.163	919.538	298.111	9.514	1.227.163
Enel Trading Argentina S.R.L	Separado	23.397	188	23.585	22.479	-	1.106	23.585
Grupo Dock Sud, S.A.	Consolidado	63.803	147.504	211.307	50.858	33.693	126.756	211.307
Grupo Enel Argentina	Consolidado	228.046	506.432	734.478	206.678	225.111	302.689	734.478
Enel Brasil S.A.	Separado	386.459	3.395.350	3.781.809	201.292	392.169	3.188.348	3.781.809
Enel Generación Fortaleza S.A.	Separado	114.507	204.939	319.446	71.632	61.310	186.504	319.446
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Separado	231.833	129.520	361.353	221.039	1.443	138.871	361.353
Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande)	Separado	27.586	416.760	444.346	5.170	261.883	177.293	444.346
Enel Cien S.A.	Separado	65.440	273.718	339.158	12.165	60.455	266.538	339.158
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Separado	15.560	789	16.349	19.603	26.531	(29.785)	16.349
Transportadora de Energía S.A.	Separado	12.373	1.466	13.839	20.856	27.122	(34.139)	13.839
Enel Distribución Ceará S.A.	Separado	568.437	1.209.306	1.777.743	546.763	388.085	842.895	1.777.743
Enel Distribución Rio S.A.	Separado	723.616	2.145.932	2.869.548	831.455	1.006.034	1.032.059	2.869.548
Enel Distribución Goias S.A.	Separado	666.468	2.365.423	3.031.891	664.476	1.305.858	1.061.557	3.031.891
Enel X Brasil S.A.	Separado	10.809	6.425	17.234	4.924	634	11.676	17.234
Grupo Enel Brasil	Consolidado	2.505.682	6.810.297	9.315.979	2.157.412	3.398.528	3.760.039	9.315.979
Emgesa S.A. E.S.P.	Separado	327.288	2.696.892	3.024.180	399.751	1.335.485	1.288.944	3.024.180
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Separado	402.852	1.668.741	2.071.593	547.780	636.505	887.308	2.071.593
Enel Perú, S.A.C.	Separado	11.481	1.448.680	1.460.161	76.002	10.912	1.373.247	1.460.161
Enel Generación Perú S.A.	Separado	330.595	980.250	1.310.845	175.026	249.370	886.449	1.310.845
Chinango S.A.C.	Separado	7.621	144.813	152.434	16.351	25.269	110.814	152.434
Enel Generación Piura S.A.	Separado	80.426	189.558	269.984	53.974	86.622	129.388	269.984
Enel Distribución Perú S.A.	Separado	169.384	1.156.086	1.325.470	299.001	440.185	586.284	1.325.470
Inversiones Distrilima S.A.	Separado	-	-	-	-	-	-	-
Generandes Perú S.A.	Separado	-	-	-	-	-	-	-
Grupo Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Consolidado	-	-	-	-	-	-	-
Grupo Enel Perú	Consolidado	458.175	2.477.110	2.935.285	487.028	812.357	1.635.900	2.935.285
Grupo Distrilima	Consolidado	-	-	-	-	-	-	-
Grupo Generandes Perú	Consolidado	-	-	-	-	-	-	-

31-12-2018

Ingresos MUS$	Materias Primas y Consumibles Utilizados MUS$	Margen de Contribución MUS$	Resultado Bruto de Explotación MUS$	Resultado de Explotación MUS$	Resultado Financiero MUS$	Resultado Antes de Impuesto MUS$	Impuesto sobre la Sociedad MUS$	Ganancia (Pérdida) MUS$	Otro Resultado Integral MUS$	Resultado Integral Total MUS$
-	-	-	(618)	(618)	2.812	3.657	(669)	2.988	(138.136)	(135.148)
162.894	(15.271)	147.623	103.430	89.235	19.250	108.963	(17.345)	91.618	(43.235)	48.383
67.134	(4.675)	62.459	53.087	32.994	106.969	141.617	(51.466)	90.151	(130.515)	(40.364)
1.189.950	(729.223)	460.727	179.203	77.990	127.247	205.078	(101.101)	103.977	(347.881)	(243.904)
4.738	(305)	4.433	1.357	1.083	(2.456)	(1.370)	(408)	(1.778)	(571)	(2.349)
94.769	(20.986)	73.783	58.725	33.999	35.743	69.850	(29.790)	40.060	(104.651)	(64.591)
229.458	(19.945)	209.513	155.467	121.179	140.459	307.883	(72.221)	235.662	(355.051)	(119.389)
174	(96)	78	(46.334)	(46.374)	(119.900)	(106.575)	44.864	(61.711)	(441.136)	(502.847)
211.536	(207.475)	4.061	(6.852)	(16.483)	(5.857)	(22.340)	7.309	(15.031)	(25.888)	(40.919)
540.344	(417.506)	122.838	109.049	102.351	7.959	110.311	(37.719)	72.592	(18.168)	54.424
81.939	(10.644)	71.295	68.654	68.653	(15.031)	53.622	(18.732)	34.890	(30.953)	3.937
82.608	(1.626)	80.982	72.831	56.219	31.686	87.905	(29.729)	58.176	(40.853)	17.323
1.193	-	1.193	716	(650)	(21.535)	(22.185)	44	(22.141)	13.101	(9.040)
1.140	-	1.140	591	(986)	(21.519)	(22.506)	(176)	(22.682)	13.664	(9.018)
1.410.602	(1.037.015)	373.587	213.754	140.035	(17.507)	122.528	(22.092)	100.436	(128.063)	(27.627)
1.510.676	(1.026.864)	483.812	294.177	172.577	(96.634)	75.943	(27.646)	48.297	(152.089)	(103.792)
1.541.938	(1.106.151)	435.787	254.481	157.911	(51.253)	107.044	318.307	425.351	(199.597)	225.754
17.882	(8.136)	9.746	(559)	(1.412)	(169)	(1.581)	394	(1.187)	(2.104)	(3.291)
2.459.201	(1.914.222)	544.979	243.789	137.736	(98.509)	39.227	(17.209)	22.018	(202.092)	(180.074)
7.492.092	(5.366.693)	2.125.399	1.201.286	766.565	(435.467)	331.484	217.615	549.099	(689.804)	(140.705)
1.259.471	(478.264)	781.207	707.149	633.075	(101.981)	531.118	(185.554)	345.564	(117.250)	228.314
1.713.801	(1.032.452)	681.349	522.969	389.002	(57.795)	331.372	(125.242)	206.130	(81.177)	124.953
-	-	-	337	337	(4.852)	185.519	-	185.519	(56.062)	129.457
653.276	(336.615)	316.661	257.625	209.490	13.325	263.975	(69.105)	194.870	(35.507)	159.363
54.434	(15.469)	38.965	33.910	29.643	(255)	29.388	(8.562)	20.826	(4.445)	16.381
89.395	(37.266)	52.129	42.112	30.028	(4.368)	25.685	(8.003)	17.682	(6.155)	11.527
912.950	(610.701)	302.249	232.137	175.848	(22.150)	153.693	(49.024)	104.669	(25.666)	79.003
1.505.635	(798.330)	707.305	564.020	443.246	(18.583)	451.681	(134.059)	317.622	(127.835)	189.787

31-12-2017

Ingresos MUS$	Materias Primas y Consumibles Utilizados MUS$	Margen de Contribución MUS$	Resultado Bruto de Explotación MUS$	Resultado de Explotación MUS$	Resultado Financiero MUS$	Resultado Antes de Impuesto MUS$	Impuesto sobre la Sociedad MUS$	Ganancia (Pérdida) MUS$	Otro Resultado Integral MUS$	Resultado Integral Total MUS$
-	-	-	(651)	252.340	1.135	256.836	(185)	256.651	(45.736)	210.915
152.399	(8.612)	143.787	76.145	40.137	(27.529)	13.009	6.625	19.634	(8.824)	10.810
58.459	(6.837)	51.622	38.115	34.920	54.815	91.041	2.392	93.433	(39.053)	54.380
1.276.849	(740.418)	536.431	157.730	150.952	(176.791)	(25.712)	36.981	11.269	(4.442)	6.827
4.271	(583)	3.688	(457)	(543)	416	(127)	(307)	(434)	(242)	(676)
88.071	(12.070)	76.001	55.486	39.097	24.711	63.907	(17.212)	46.695	(23.122)	23.573
209.346	(15.449)	193.897	113.259	74.056	31.581	112.122	7.771	119.893	(57.436)	62.457
-	(256)	(256)	(44.430)	(44.561)	18.874	182.137	(894)	181.243	(97.449)	83.794
261.358	(146.668)	114.690	103.174	88.737	(804)	87.933	(29.488)	58.445	(8.669)	49.776
503.093	(372.087)	131.006	115.811	107.414	520	107.935	(37.023)	70.912	(9.035)	61.877
8.546	(759)	7.787	7.473	7.473	(753)	6.720	(1.027)	5.693	(5.667)	26
88.727	(2.654)	86.073	75.234	58.479	9.371	67.850	(23.180)	44.670	(6.945)	37.725
1.465	-	1.465	881	753	(12.405)	(11.651)	-	(11.651)	5.543	(6.108)
1.378	-	1.378	513	348	(12.955)	(12.606)	(50)	(12.656)	6.385	(6.271)
1.453.275	(1.022.360)	430.915	262.901	191.446	(24.074)	167.693	(30.373)	137.320	(22.054)	115.266
1.661.756	(1.206.285)	455.471	241.314	109.275	(153.947)	(44.041)	13.330	(30.711)	(28.186)	(58.897)
1.536.277	(1.133.252)	403.025	144.544	41.504	(72.334)	(30.826)	40.895	10.069	(16.279)	(6.210)
18.399	(9.826)	8.573	798	183	(910)	(726)	1.095	369	(471)	(102)
5.174.413	(3.540.939)	1.633.474	908.152	560.994	(250.488)	311.459	(66.715)	244.744	(76.845)	167.899
1.159.789	(396.303)	763.486	682.009	610.958	(119.198)	492.089	(191.743)	300.346	(1.000)	299.346
1.542.994	(872.528)	670.466	520.930	411.666	(55.757)	356.055	(144.932)	211.123	1.953	213.076
-	-	-	(2.269)	(2.271)	(123)	29.500	-	29.500	7.964	37.464
595.379	(299.959)	295.420	240.666	174.623	(7.835)	189.052	(52.740)	136.312	28.646	164.958
52.094	(14.169)	37.925	31.518	27.203	(448)	26.755	(7.705)	19.050	3.775	22.825
87.519	(37.928)	49.591	39.492	26.869	(1.293)	25.581	(8.075)	17.506	4.618	22.124
884.291	(583.785)	300.506	230.065	174.257	(24.278)	151.284	(46.154)	105.130	13.416	118.546
-	-	-	(1)	(1)	484	15.986	(160)	15.826	2.501	18.327
-	-	-	(12)	(12)	15	12.955	4	12.959	9.705	22.664
29.653	(12.030)	17.623	14.433	11.699	1.127	11.167	(2.840)	8.327	4.832	13.159
949.802	(487.661)	462.141	363.132	265.430	(23.071)	249.116	(76.548)	172.568	(21.614)	150.954
303.228	(204.910)	98.318	76.389	58.184	(7.357)	51.465	(15.874)	35.591	17.636	53.227
197.769	(93.827)	103.942	84.435	64.530	(4.006)	62.197	(18.304)	43.893	31.813	75.706

		31-12-2016						
	Estados Financieros	Activos Corrientes MUS$	Activos No-Corrientes MUS$	Total Activos MUS$	Pasivos Corrientes MUS$	Pasivos No-Corrientes MUS$	Patrimonio MUS$	Total Pasivos y Patrimonio MUS$
Chilectra Américas S.A.	Consolidado	-	-	-	-	-	-	-
Inversiones Distrilima S.A.	Separado	26.813	71.595	98.408	106	-	98.303	98.408
Enel Distribución Perú S.A.	Separado	190.383	1.045.207	1.235.589	294.325	442.113	499.152	1.235.589
Endesa Américas S.A.	Separado	-	-	-	-	-	-	-
Enel Argentina S.A.	Separado	6.372	67.352	73.723	4.175	-	69.548	73.723
Enel Generación Costanera S.A.	Separado	64.020	216.261	280.281	99.523	148.582	32.175	280.281
Enel Generación El Chocón S.A.	Separado	83.507	316.261	399.768	107.282	77.218	215.267	399.768
Emgesa S.A. E.S.P.	Separado	289.865	2.712.409	3.002.274	422.919	1.418.040	1.161.315	3.002.274
Generandes Perú S.A.	Separado	1.098	321.417	322.514	83	-	322.431	322.514
Enel Generación Perú S.A.	Separado	261.485	970.275	1.231.759	195.194	261.198	775.367	1.231.759
Chinango S.A.C.	Separado	34.081	142.768	176.849	15.970	50.882	109.997	176.849
Enel Brasil S.A.	Separado	271.399	1.304.479	1.575.879	95.966	11.988	1.467.924	1.575.879
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	Separado	69.443	201.866	271.309	61.492	1.103	208.714	271.309
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Separado	136.712	132.381	269.093	117.359	1.381	150.352	269.093
Enel Cien S.A.	Separado	58.663	293.459	352.122	65.338	39.623	247.161	352.122
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Separado	17.227	1.015	18.241	15.002	26.891	(23.652)	18.241
Enel Distribución Ceará (ex Coelce S.A.)	Separado	482.880	1.048.701	1.531.581	419.383	340.877	771.321	1.531.581
Enel Solucoes S.A.	Separado	6.136	4.945	11.080	12.476	-	(1.395)	11.080
Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía S.A.)	Separado	531.919	1.952.235	2.484.154	641.593	1.128.351	714.210	2.484.154
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Separado	411.321	1.493.800	1.905.121	548.849	510.364	845.909	1.905.121
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Separado	378.242	666.194	1.044.436	742.583	299.166	2.687	1.044.436
Generalima S.A.C.	Separado	8.716	58.327	67.043	33.257	9.849	23.937	67.043
Endesa Cemsa, S.A.	Separado	25.704	192	25.896	24.114	-	1.782	25.896
Grupo Dock Sud, S.A.	Consolidado	48.286	159.109	207.395	42.865	54.573	109.956	207.395
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Consolidado	97.063	165.037	262.100	51.201	89.795	121.104	262.100
Grupo Distrilima	Consolidado	197.936	1.045.207	1.243.143	275.170	442.113	525.859	1.243.143
Grupo Endesa Américas	Consolidado	739.600	5.274.797	6.014.397	844.423	1.953.633	3.216.341	6.014.397
Grupo Enel Brasil	Consolidado	1.377.303	3.685.719	5.063.023	1.235.334	1.207.825	2.619.863	5.063.023
Grupo Generandes Perú	Consolidado	296.618	1.094.096	1.390.714	211.201	312.080	867.433	1.390.714
Grupo Enel Argentina	Consolidado	153.273	535.021	688.294	210.237	223.513	254.545	688.294

Nota 41. Hechos Posteriores

Enel Distribución Goiás

A través de la Ley 17.555 del 20 de enero de 2012, el Estado de Goiás en Brasil creó el Fondo de Aporte a Enel Distribución Goiás (Fundo de Aporte à CELG D - FUNAC), regulado por el decreto N° 7.732, del 28 de septiembre de 2012, con el objetivo de reunir y destinar recursos financieros para el reembolso a Enel Distribución Goiás de los pagos de contingencias de cualquier naturaleza cuyo origen haya ocurrido hasta la venta del control accionario a Eletrobrás, conforme a los términos del acuerdo de accionistas y gestión, así como a los términos de cooperación de FUNAC. Los recursos del referido fondo dependen de aportes a ser efectuados por el gobierno del Estado de Goiás y los créditos recibidos por juicios ganados por Enel Distribución Goiás que son traspasados al fondo. (ver nota 11).

Con fecha 6 de febrero de 2019 fue publicada la ley 20.416, la cual modificó las leyes N° 17.555 (que instituyó el FUNAC) y N° 19.473 (que creó la Política Energética Estatal para la mantención, mejora y ampliación de la red de distribución de energía en Goiás). Es importante aclarar que en el contrato de Compra y venta de Acciones de Celg Distribuição (actualmente Enel Distribución Goiás), el Estado de Goiás se obligó a cumplir todas las obligaciones asumidas en la ley 17.555, en los términos y condiciones vigentes en la ocasión, así como a indemnizar a los compradores por cualquier daño y/o perjuicio que pueda ocurrir como resultado, inclusive, de alteración, revocación o modificación de ley estadual o decisión administrativa o judicial referente a cualquier condición o valides del FUNAC. Asimismo, la ley N° 20.416, al crear condiciones no previstas en el marco jurídico de la privatización, viola el acto jurídico perfecto, el derecho adquirido y la seguridad jurídica esenciales para la estabilidad de las relaciones entre inversor y el estado, lo que es prohibido por el derecho brasileño. Por tales razones, la compañía cuestionará judicialmente las modificaciones introducidas por la ley N° 20.416.

No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 1 de enero de 2019 y la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados.

31-12-2016

Ingresos MUS$	Materias Primas y Consu-mibles Utilizados MUS$	Margen de Contribución MUS$	Resultado Bruto de Explotación MUS$	Resultado de Explotación MUS$	Resultado Financiero MUS$	Resultado Antes de Impuesto MUS$	Impuesto sobre la Sociedad MUS$	Ganancia (Pérdida) MUS$	Otro Resultado Integral MUS$	Resultado Integral Total MUS$
-	-	-	(2.575)	(2.575)	2.350	16.623	(192)	16.431	74.224	90.656
-	-	-	(8)	(8)	1.583	21.327	(441)	20.885	(3.999)	16.887
874.119	(590.819)	283.300	213.269	166.057	(24.648)	141.442	(49.021)	92.420	(20.003)	72.418
2	-	2	(10.134)	(10.134)	2.213	90.965	(74)	90.891	(7)	90.884
-	-	-	(121)	(121)	867	746	(212)	534	(14.367)	(13.833)
138.367	(7.702)	130.665	73.746	48.470	(33.469)	15.303	1.563	16.866	(6.894)	9.972
42.185	(4.796)	37.389	26.000	22.985	48.748	73.083	(25.191)	47.892	(55.725)	(7.833)
1.163.428	(437.977)	725.452	653.176	555.783	(146.729)	409.125	(159.720)	249.405	10.928	260.332
2	-	2	(26)	(26)	287	24.106	(75)	24.031	(14.335)	9.696
538.018	(298.284)	239.734	164.309	107.145	(6.493)	134.037	(70.132)	63.905	(33.312)	30.593
54.697	(14.387)	40.311	33.488	28.950	(820)	39.595	(13.619)	25.975	(3.513)	22.463
-	(9)	(9)	(39.824)	(44.859)	68.352	149.406	11.146	160.552	178.487	339.039
238.213	(143.920)	94.293	81.487	73.157	839	73.995	(26.869)	47.126	27.117	74.243
288.156	(150.561)	137.595	125.785	118.233	6.490	124.723	(42.655)	82.068	19.723	101.790
77.941	(2.959)	74.981	66.545	50.787	(8.095)	42.692	(14.583)	28.108	29.453	57.562
1.570	-	1.570	986	841	(9.233)	(8.392)	-	(8.392)	5.499	(2.893)
1.201.906	(802.341)	399.565	244.744	159.771	(21.213)	138.836	(23.975)	114.861	89.729	204.589
9.744	(6.030)	3.714	(2.095)	(2.371)	(438)	(2.809)	54	(2.755)	33	(2.722)
1.313.724	(903.880)	409.844	174.022	40.585	(129.209)	(90.146)	26.620	(63.526)	90.351	26.825
1.387.098	(795.079)	592.019	464.379	374.945	(52.379)	315.669	(135.935)	179.734	(131)	179.603
991.979	(453.123)	538.856	173.500	142.843	(163.671)	(20.771)	(10.370)	(31.141)	(8.380)	(39.521)
1	-	1	(13.718)	(13.720)	(1.967)	(15.687)	-	(15.687)	(1.739)	(17.426)
3.224	(347)	2.877	(268)	(397)	49	(319)	(173)	(492)	(635)	(1.127)
129.002	(79.115)	49.887	36.293	19.316	11.333	30.674	(10.709)	19.965	(29.312)	(9.347)
97.309	(42.312)	54.997	44.378	36.174	(2.444)	33.726	(10.440)	23.287	(4.496)	18.791
874.119	(590.819)	283.300	213.261	166.049	(23.065)	143.017	(49.463)	93.554	(21.198)	72.357
1.582.909	(619.201)	963.708	771.871	611.033	(146.233)	569.842	(206.257)	363.584	198.867	562.452
2.811.032	(1.688.731)	1.122.301	652.275	396.574	(101.824)	293.506	(70.272)	223.234	332.372	555.606
592.368	(312.321)	280.047	197.770	136.069	(7.026)	166.081	(83.826)	82.255	(19.250)	63.005
179.030	(12.498)	166.532	99.597	71.306	15.731	88.468	(23.861)	64.607	(80.989)	(16.382)

ANEXO N°1 Detalle de Activos y Pasivos en Moneda Extranjera

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Américas.

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

ACTIVOS	Moneda extranjera	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo		**1.904.285**	**1.472.763**
	Dólares	513.668	306.589
	Euros	2.436	7.605
	Reales	633.635	470.360
	Pesos Colombianos	372.360	322.022
	Soles	129.263	145.950
	Peso Argentino	101.207	219.761
	$ no reajustables	151.716	476
Otros activos financieros corrientes		**210.393**	**110.352**
	Dólares	46.395	-
	Reales	139.462	64.924
	Pesos Colombianos	24.434	44.890
	Peso Argentino	-	412
	$ no reajustables	102	126
Otros activos no financieros corrientes		**307.732**	**283.632**
	Dólares	5.198	7.986
	Euros	-	4
	Reales	220.661	229.975
	Pesos Colombianos	8.850	7.745
	Soles	46.391	22.861
	Peso Argentino	21.088	14.484
	$ no reajustables	5.544	577
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes		**3.551.022**	**2.377.789**
	Dólares	32.184	51.232
	Reales	2.801.406	1.541.468
	Pesos Colombianos	217.987	255.373
	Soles	116.631	148.459
	Peso Argentino	381.858	377.666
	$ no reajustables	956	3.591
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes		**14.337**	**7.403**
	Dólares	1.510	1.525
	Euros	2.052	1.429
	Reales	4.765	2.081
	Pesos Colombianos	1.203	1.444
	Soles	2.220	37
	Peso Argentino	476	763
	$ no reajustables	2.111	124
Inventarios corrientes		**339.398**	**246.089**
	Dólares	5.235	2.063
	Euros	208	141
	Reales	209.114	134.993
	Pesos Colombianos	57.118	48.142
	Soles	43.532	41.860
	Peso Argentino	24.191	18.890
Activos por impuestos corrientes		**50.994**	**47.393**
	Reales	48.333	35.303
	Pesos Colombianos	4	6
	Soles	2.282	3.516
	Peso Argentino	160	452
	$ no reajustables	215	8.116
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		**5.825**	**-**
	Pesos Colombianos	5.825	-
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		**6.383.986**	**4.545.421**

ACTIVOS	Moneda extranjera	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes		**2.796.475**	**1.752.267**
	Dólares	34.133	
	Reales	2.761.730	1.751.136
	Pesos Colombianos	598	1.103
	Peso Argentino	14	28
Otros activos no financieros no corrientes		**1.140.708**	**560.426**
	Dólares	2.165	-
	Reales	1.125.449	546.435
	Pesos Colombianos	8.753	7.159
	Peso Argentino	927	4.429
	$ no reajustables	3.414	2.403
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes		**906.508**	**616.793**
	Dólares	242.409	363.077
	Reales	457.161	177.844
	Pesos Colombianos	40.003	37.100
	Peso Argentino	166.877	38.648
	$ no reajustables	58	124
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente		**1.652**	**2.845**
	Reales	1.544	2.590
	Peso Argentino	108	255
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación		**2.596**	**2.747**
Peso Argentino		2.596	2.747
Activos intangibles distintos de la plusvalía		**5.827.289**	**3.682.479**
	Reales	5.653.824	3.546.461
	Pesos Colombianos	95.095	77.886
	Soles	56.200	40.504
	Peso Argentino	22.170	17.628
Plusvalía		**1.205.570**	**713.175**
	Reales	963.060	481.168
	Pesos Colombianos	19.245	20.935
	Soles	197.010	205.516
	Peso Argentino	26.255	5.556
Propiedades, Planta y Equipo		**8.686.827**	**8.092.467**
	Dólares	43	21.073
	Reales	436.204	501.029
	Pesos Colombianos	4.050.353	4.242.687
	Soles	2.345.485	2.340.496
	Peso Argentino	1.854.742	987.182
Propiedad de inversión		**11.708**	**-**
	Reales	11.708	-
Activos por impuestos diferidos		**433.037**	**200.371**
	Reales	433.026	149.727
	Pesos Colombianos	1	2
	Peso Argentino	10	50.642
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		**21.012.370**	**15.623.570**
TOTAL ACTIVOS		**27.396.356**	**20.168.991**

PASIVOS	Moneda extranjera	31-12-2018		31-12-2017	
		Hasta 90 días	91 días a 1 año	Hasta 90 días	91 días a 1 año
		MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
PASIVOS CORRIENTES					
Otros pasivos financieros corrientes		**547.436**	**1.100.663**	**214.719**	**475.049**
	Dólares	103.871	689.178	69.430	61.060
	Reales	144.161	212.615	66.630	195.777
	Pesos Colombianos	286.666	103.506	51.314	178.756
	Soles	12.738	89.167	27.345	32.998
	U.F.	-	6.197	-	6.458
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes		**3.480.302**	**635.945**	**2.952.796**	**371.057**
	Dólares	47.292	1.576	180.622	1.292
	Euros	147.351	-	14.265	-
	Reales	2.056.420	405.209	1.459.339	80.281
	Pesos Colombianos	511.836	23.344	443.354	9.976
	Soles	200.223	-	232.088	-
	Peso Argentino	473.457	205.816	618.041	279.508
	$ no reajustables	43.723	-	5.087	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes		**344.281**	**2.652.387**	**225.027**	**-**
	Dólares	1.122	-	113.038	-
	Euros	316.215	-	88.558	-
	Reales	12.455	2.652.387	16.575	-
	Pesos Colombianos	1.176	-	959	-
	Soles	985	-	274	-
	Peso Argentino	3.208	-	448	-
	$ no reajustables	9.120	-	5.175	-
Otras provisiones corrientes		**105.760**	**317.103**	**16.505**	**253.461**
	Euros	-	25.516	-	-
	Reales	89.466	105.475	10.594	-
	Pesos Colombianos	-	10.325	-	33.778
	Soles	14.768	44.555	4.672	69.185
	Peso Argentino	362	131.232	-	150.498
	$ no reajustables	1.164	-	1.239	-
Pasivos por impuestos corrientes		**108.541**	**84.383**	**172.638**	**-**
	Euros	-	52.340	-	-
	Reales	15.965	-	32.399	-
	Pesos Colombianos	21.562	-	84.650	-
	Soles	13.435	-	4.344	-
	Peso Argentino	57.579	32.043	51.191	-
	$ no reajustables	-	-	54	-
Otros pasivos no financieros corrientes		**207.994**	**62.126**	**249.304**	**3.780**
	Dólares	-	3.091	-	-
	Reales	139.333	51.029	175.081	3.018
	Pesos Colombianos	16.588	7.276	23.525	-
	Soles	28.177	730	34.800	762
	Peso Argentino	23.704	-	15.898	-
	$ no reajustables	192	-	-	-
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		**3.835**	**-**	**-**	**-**
	$ no reajustables	3.835	-	-	-
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		**4.798.149**	**4.852.607**	**3.830.989**	**1.103.347**

PASIVOS	Moneda extranjera	31-12-2018 de 13 meses a 5 años MUS$	31-12-2018 mas de 5 años MUS$	31-12-2017 de 13 meses a 5 años MUS$	31-12-2017 mas de 5 años MUS$
PASIVOS NO CORRIENTES					
Otros pasivos financieros no corrientes		**2.987.085**	**1.634.783**	**2.744.342**	**1.605.173**
	Dólares	556.492	611.187	879.855	632.593
	Reales	1.321.266	294.628	576.817	77.362
	Pesos Colombianos	894.254	534.298	1.076.808	673.623
	Soles	198.472	194.670	186.026	221.595
	U.F.	16.601	-	24.836	-
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes		**901.156**	**31.900**	**527.644**	**450.925**
	Dólares	4.606	-	51.103	-
	Reales	695.311	31.900	416.731	213.268
	Soles	10.460	-	11.206	-
	Peso Argentino	190.779	-	48.589	237.657
	$ no reajustables	-	-	15	-
Otras provisiones no corrientes		**765.565**	**598.411**	**88.220**	**572.085**
	Reales	733.441	546.435	-	565.567
	Pesos Colombianos	5.349	34.991	64.264	638
	Soles	3.669	16.946	2.130	5.880
	Peso Argentino	23.106	39	21.826	-
Pasivo por impuestos diferidos		**192.374**	**353.696**	**83.768**	**371.543**
	Reales	11.188	-	8.784	121.597
	Pesos Colombianos	29.177	3.446	18.011	-
	Soles	60.629	189.000	11.109	249.947
	Peso Argentino	83.006	161.250	37.724	-
	$ no reajustables	8.374	-	8.140	(1)
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes		**800.043**	**543.464**	**309.594**	**79.337**
	Reales	750.260	447.753	205.629	21.417
	Pesos Colombianos	37.026	86.126	86.723	40.843
	Soles	5.130	-	4.526	-
	Peso Argentino	7.627	6.972	12.716	14.244
	$ no reajustables	-	2.613	-	2.833
Otros pasivos no financieros no corrientes		**83.598**	**21.625**	**95.474**	**28.043**
	Dólares	4.149	-	-	-
	Reales	4.671	-	645	-
	Pesos Colombianos	5.892	-	6.612	4.470
	Soles	3.893	21.625	4.062	23.573
	Peso Argentino	64.993	-	84.155	-
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		**5.729.821**	**3.183.879**	**3.849.042**	**3.107.106**
TOTAL PASIVOS		**10.527.970**	**8.036.486**	**7.680.031**	**4.210.453**

Anexo N°2 Información Adicional Oficio Circular N° 715 del 3 de Febrero de 2012

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Américas.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar:

	31-12-2018					
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	**Cartera al día MUS$**	**Morosidad 1-90 días MUS$**	**Morosidad 91-180 días MUS$**	**Morosidad superior a 181 días MUS$**	**Total Corriente MUS$**	**Total No Corriente MUS$**
Cuentas comerciales por cobrar bruto	1.557.837	490.061	173.268	796.303	3.017.469	171.513
Provisión de deterioro	(41.013)	(37.505)	(39.952)	(634.130)	(752.600)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	1.332.904	-	-	-	1.332.904	735.509
Provisión de deterioro	(46.751)	-	-	-	(46.751)	(514)
Total	**2.802.977**	**452.556**	**133.316**	**162.173**	**3.551.022**	**906.508**

	31-12-2017					
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Cartera al día MUS$	Morosidad 1-90 días MUS$	Morosidad 91-180 días MUS$	Morosidad superior a 181 días MUS$	Total Corriente MUS$	Total No Corriente MUS$
Cuentas comerciales por cobrar bruto	1.187.205	415.438	100.583	639.587	2.342.813	96.367
Provisión de deterioro	(594)	(4.531)	(7.248)	(539.178)	(551.551)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	589.738	-	-	-	589.738	520.426
Provisión de deterioro	(3.211)	-	-	-	(3.211)	-
Total	**1.773.138**	**410.907**	**93.335**	**100.409**	**2.377.789**	**616.793**

- Por tipo de cartera:

	31-12-2018					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
Tramos de Morosidad	Número de clientes	**Monto bruto MUS$**	Número de clientes	**Monto bruto MUS$**	Número de clientes	**Monto bruto MUS$**
Al día	9.918.200	1.580.102	6.650.858	149.248	16.569.058	1.729.350
Entre 1 y 30 días	8.803.920	302.656	257.244	19.796	9.061.164	322.452
Entre 31 y 60 días	2.917.248	100.061	148.625	11.193	3.065.873	111.254
Entre 61 y 90 días	1.802.108	48.054	105.881	8.301	1.907.989	56.355
Entre 91 y 120 días	1.460.121	50.898	95.138	7.475	1.555.259	58.373
Entre 121 y 150 días	1.304.234	62.862	79.043	6.173	1.383.277	69.035
Entre 151 y 180 días	1.111.148	40.651	72.756	5.209	1.183.904	45.860
Entre 181 y 210 días	683.370	37.456	70.761	4.883	754.131	42.339
Entre 211 y 250 días	482.245	26.603	58.518	4.447	540.763	31.050
Superior a 251 días	6.830.315	667.658	852.817	55.256	7.683.132	722.914
Total	**35.312.909**	**2.917.001**	**8.391.641**	**271.981**	**43.704.550**	**3.188.982**

	31-12-2017					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
Tramos de Morosidad	Número de clientes	Monto bruto MUS$	Número de clientes	Monto bruto MUS$	Número de clientes	Monto bruto MUS$
Al día	11.239.116	1.209.494	63.799	74.078	11.302.915	1.283.572
Entre 1 y 30 días	4.620.466	264.931	132.814	13.350	4.753.280	278.281
Entre 31 y 60 días	610.861	83.411	21.069	7.589	631.930	91.000
Entre 61 y 90 días	226.842	41.237	14.384	4.920	241.226	46.157
Entre 91 y 120 días	174.170	37.609	10.605	3.916	184.775	41.525
Entre 121 y 150 días	139.518	26.491	9.390	3.362	148.908	29.853
Entre 151 y 180 días	134.039	26.203	8.786	3.002	142.825	29.205
Entre 181 y 210 días	115.132	28.420	7.790	2.708	122.922	31.128
Entre 211 y 250 días	121.587	24.371	7.137	2.493	128.724	26.864
Superior a 251 días	623.610	570.646	30.264	10.949	653.874	581.595
Total	**18.005.341**	**2.312.813**	**306.038**	**126.367**	**18.311.379**	**2.439.180**

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

	Saldo al 31-12-2018		Saldo al 31-12-2017	
Cartera protestada y en cobranza judicial	Número de Clientes	Monto MUS$	Número de Clientes	Monto MUS$
Documentos por cobrar protestados	588.962	75.562	582.771	48.357
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	9.838	44.981	11.612	34.390
Total	**598.800**	**120.543**	**594.383**	**82.747**

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

c) Provisiones y castigos.

	Saldo al	
Provisiones y Castigos	**31-12-2018 MUS$**	31-12-2017 MUS$
Provisión cartera no repactada	214.062	74.811
Provisión cartera repactada	28.119	11.425
Recuperos del período	(127.510)	37.884
Total	**114.671**	**124.120**

d) Número y monto de operaciones.

	Saldo al			
	31-12-2018		31-12-2017	
Número y monto operaciones	**Total detalle por tipo de operaciones último trimestre MUS$**	**Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual MUS$**	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre MUS$	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual MUS$
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	2.083.622	5.122.894	1.098.077	6.365.064
Monto de las operaciones	85.139	114.671	17.865	124.120

Anexo N°2.1 Información Complementaria de Cuentas Comerciales

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Américas.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

	31-12-2018					
Cuentas Comerciales por Cobrar	**Cartera al día MUS$**	**Morosidad 1-30 días MUS$**	**Morosidad 31-60 días MUS$**	**Morosidad 61-90 días MUS$**	**Morosidad 91-120 días MUS$**	**Morosidad 121-150 días MUS$**
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	**301.319**	**24.816**	**10.407**	**3.145**	**9.996**	**33.373**
-Grandes Clientes	70.039	24.111	8.111	177	398	44
-Clientes Institucionales	149.070	-	-	-	-	-
-Otros	82.210	705	2.296	2.968	9.598	33.329
Provisión Deterioro	(8.511)	-	-	-	-	-
Servicios no facturados	192.963	-	-	-	-	-
Servicios facturados	108.356	24.816	10.407	3.145	9.996	33.373
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	**1.256.518**	**297.636**	**100.847**	**53.210**	**48.377**	**35.662**
-Clientes Masivos	814.204	199.935	70.102	35.646	30.400	26.350
-Grandes Clientes	303.775	66.027	16.102	8.287	5.207	4.561
-Clientes Institucionales	138.539	31.674	14.643	9.277	12.770	4.751
Provisión Deterioro	(32.502)	(12.850)	(13.486)	(11.169)	(13.552)	(12.538)
Servicios no facturados	613.168	-	-	-	-	-
Servicios facturados	643.350	297.636	100.847	53.210	48.377	35.662
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	1.557.837	322.452	111.254	56.355	58.373	69.035
Total Provisión Deterioro	(41.013)	(12.850)	(13.486)	(11.169)	(13.552)	(12.538)
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	1.516.824	309.602	97.768	45.186	44.821	56.497

Como no todas nuestras bases de datos comerciales en las distintas subsidiarias de nuestro Grupo distinguen que el consumidor final del servicio eléctrico es una persona natural o jurídica, la principal segmentación de gestión y común a todas las subsidiarias utilizada para realizar el control y seguimiento de las cuentas comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

	31-12-2017					
Cuentas Comerciales por Cobrar	Cartera al día MUS$	Morosidad 1-30 días MUS$	Morosidad 31-60 días MUS$	Morosidad 61-90 días MUS$	Morosidad 91-120 días MUS$	Morosidad 121-150 días MUS$
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	**345.289**	**19.151**	**14.403**	**12.829**	**14.063**	**7.594**
-Grandes Clientes	103.455	17.383	6.181	251	197	204
-Clientes Institucionales	119.003	-	-	-	-	-
-Otros	122.831	1.768	8.222	12.578	13.866	7.390
Provisión Deterioro	(77)	(64)	(166)	(201)	(197)	(204)
Servicios no facturados	204.520	1.518	7.922	12.244	13.315	7.333
Servicios facturados	140.769	17.633	6.481	585	748	261
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	**841.916**	**259.130**	**76.597**	**33.328**	**27.462**	**22.259**
-Clientes Masivos	468.900	166.722	50.937	19.280	15.221	12.333
-Grandes Clientes	244.794	66.377	11.410	4.221	2.553	2.772
-Clientes Institucionales	128.222	26.031	14.250	9.827	9.688	7.154
Provisión Deterioro	(517)	(2.685)	(506)	(909)	(1.849)	(1.389)
Servicios no facturados	427.324	-	-	-	-	-
Servicios facturados	414.592	259.130	76.597	33.328	27.462	22.259
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	1.187.205	278.281	91.000	46.157	41.525	29.853
Total Provisión Deterioro	(594)	(2.749)	(672)	(1.110)	(2.046)	(1.593)
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	1.186.611	275.532	90.328	45.047	39.479	28.260

31-12-2018

	Morosidad 151-180 días MUS$	Morosidad 181-210 días MUS$	Morosidad 211-250 días MUS$	Morosidad superior a 251 días MUS$	Morosidad superior a 365 días MUS$	Total Corriente MUS$	Total No Corriente MUS$
	11.385	**3.559**	**2.096**	**25.624**	**133.193**	**558.913**	**57.636**
	73	393	929	3.023	-	107.298	-
	-	-	-	-	-	149.070	57.610
	11.312	3.166	1.167	22.601	133.193	302.545	26
	-	(450)	(1)	(3.137)	(63.741)	(75.840)	-
	-	-	-	-	-	192.963	-
	11.385	3.559	2.096	25.624	133.193	365.950	57.636
	34.475	**38.780**	**28.954**	**97.831**	**466.266**	**2.458.556**	**113.877**
	25.444	29.435	12.870	49.043	312.576	1.606.005	29.211
	3.371	4.261	2.836	10.309	97.111	521.847	13.678
	5.660	5.084	13.248	38.479	56.579	330.704	70.988
	(13.862)	(31.088)	(21.767)	(71.428)	(442.518)	(676.760)	-
	-	-	-	-	-	613.168	-
	34.475	38.780	28.954	97.831	466.266	1.845.388	113.877
	45.860	42.339	31.050	123.455	599.459	3.017.469	171.513
	(13.862)	(31.538)	(21.768)	(74.565)	(506.259)	(752.600)	-
	31.998	10.801	9.282	48.890	93.200	2.264.869	171.513

31-12-2017

	Morosidad 151-180 días MUS$	Morosidad 181-210 días MUS$	Morosidad 211-250 días MUS$	Morosidad superior a 251 días MUS$	Morosidad superior a 365 días MUS$	Total Corriente MUS$	Total No Corriente MUS$
	4.296	**8.186**	**2.913**	**8.152**	**108.791**	**545.667**	**36.053**
	209	154	191	6.282	14.265	148.772	-
	-	-	-	-	-	119.003	34.855
	4.087	8.032	2.722	1.870	94.526	277.892	1.198
	(209)	(162)	(362)	(6.017)	(89.094)	(96.753)	-
	3.968	7.941	2.373	1.083	20.735	282.952	31.703
	328	245	540	7.069	88.056	262.715	4.350
	24.909	**22.942**	**23.951**	**63.895**	**400.757**	**1.797.146**	**60.314**
	12.057	11.151	13.995	49.012	267.004	1.086.612	15.645
	5.149	5.231	3.062	6.366	58.940	410.875	16.216
	7.703	6.560	6.894	8.517	74.813	299.659	28.453
	(3.400)	(12.947)	(12.805)	(49.642)	(368.149)	(454.798)	-
	-	-	-	-	-	427.324	-
	24.909	22.942	23.951	63.895	400.757	1.369.822	60.314
	29.205	31.128	26.864	72.047	509.548	2.342.813	96.367
	(3.609)	(13.109)	(13.167)	(55.659)	(457.243)	(551.551)	-
	25.596	18.019	13.697	16.388	52.305	1.791.262	96.367

- Por tipo de cartera:

Tipos de Cartera	Cartera al día MUS$	Morosidad 1-30 días MUS$	Morosidad 31-60 días MUS$	Morosidad 61-90 días MUS$	Morosidad 91-120 días MUS$	Morosidad 121-150 días MUS$
	31-12-2018					
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN						
Cartera no repactada	301.319	24.816	10.407	3.145	9.996	33.373
-Grandes Clientes	70.039	24.111	8.111	178	397	44
-Clientes Institucionales	149.072	-	-	-	-	-
-Otros	82.208	705	2.296	2.967	9.599	33.329
Cartera repactada	-	-	-	-	-	-
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-
-Otros	-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN						
Cartera no repactada	1.181.219	277.840	89.654	44.909	40.902	29.489
-Clientes Masivos	762.509	185.042	61.919	29.969	25.283	22.141
-Grandes Clientes	291.925	63.756	15.124	7.678	4.579	4.100
-Clientes Institucionales	126.785	29.042	12.611	7.262	11.040	3.248
Cartera repactada	75.299	19.796	11.193	8.301	7.475	6.173
-Clientes Masivos	51.696	14.894	8.183	5.677	5.119	4.208
-Grandes Clientes	11.851	2.271	979	609	627	461
-Clientes Institucionales	11.752	2.631	2.031	2.015	1.729	1.504
Total cartera bruta	**1.557.837**	**322.452**	**111.254**	**56.355**	**58.373**	**69.035**

Tipos de Cartera	Cartera al día MUS$	Morosidad 1-30 días MUS$	Morosidad 31-60 días MUS$	Morosidad 61-90 días MUS$	Morosidad 91-120 días MUS$	Morosidad 121-150 días MUS$
	31-12-2017					
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN						
Cartera no repactada	336.553	18.955	14.367	12.761	14.007	7.536
-Grandes Clientes	103.455	17.384	6.182	251	196	204
-Clientes Institucionales	119.003	-	-	-	-	-
-Otros	114.095	1.571	8.185	12.510	13.811	7.332
Cartera repactada	8.736	196	36	68	56	58
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-
-Otros	8.736	196	36	68	56	58
DISTRIBUCIÓN						
Cartera no repactada	800.895	245.976	69.044	28.476	23.602	18.955
-Clientes Masivos	458.793	158.628	47.094	16.813	13.327	10.900
-Grandes Clientes	236.993	64.603	9.837	3.650	2.285	2.551
-Clientes Institucionales	105.109	22.745	12.113	8.013	7.990	5.504
Cartera repactada	41.021	13.154	7.553	4.852	3.860	3.304
-Clientes Masivos	10.109	8.093	3.844	2.467	1.893	1.432
-Grandes Clientes	7.799	1.773	1.573	570	268	222
-Clientes Institucionales	23.113	3.288	2.136	1.815	1.699	1.650
Total cartera bruta	**1.187.205**	**278.281**	**91.000**	**46.157**	**41.525**	**29.853**

	31-12-2018						
	Morosidad 151-180 días MUS$	**Morosidad 181-210 días MUS$**	**Morosidad 211-250 días MUS$**	**Morosidad superior a 251 días MUS$**	**Morosidad superior a 365 días MUS$**	**Total Corriente MUS$**	**Total No Corriente MUS$**
	11.385	3.559	2.096	158.817	-	558.913	57.636
	73	393	929	3.023	-	107.298	-
	-	-	-	-	-	149.072	57.610
	11.312	3.166	1.167	155.794	-	302.543	26
	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-
	29.266	33.897	24.507	508.841	-	2.260.524	39.928
	21.982	26.152	10.117	331.232	-	1.476.346	13.080
	2.924	3.838	2.429	98.340	-	494.693	6.716
	4.360	3.907	11.961	79.269	-	289.485	20.132
	5.209	4.883	4.447	55.256	-	198.032	73.949
	3.462	3.282	2.754	30.384	-	129.659	16.132
	447	422	407	9.081	-	27.155	6.962
	1.300	1.179	1.286	15.791	-	41.218	50.855
	45.860	**42.339**	**31.050**	**722.914**	**-**	**3.017.469**	**171.513**

	31-12-2017						
	Morosidad 151-180 días MUS$	Morosidad 181-210 días MUS$	Morosidad 211-250 días MUS$	Morosidad superior a 251 días MUS$	Morosidad superior a 365 días MUS$	Total Corriente MUS$	Total No Corriente MUS$
	4.238	8.138	2.876	115.516	-	534.947	36.053
	209	154	192	20.548	-	148.775	-
	-	-	-	-	-	119.003	34.855
	4.029	7.984	2.684	94.968	-	267.169	1.198
	58	48	37	1.427	-	10.720	-
	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-
	58	48	37	1.427	-	10.720	-
	21.965	20.282	21.495	455.130	-	1.705.820	35.993
	10.958	10.265	13.273	313.773	-	1.053.824	13.130
	4.888	5.018	2.893	64.326	-	397.044	6.613
	6.119	4.999	5.329	77.031	-	254.952	16.250
	2.944	2.660	2.456	9.522	-	91.326	24.321
	1.098	887	722	2.243	-	32.788	2.513
	262	211	169	981	-	13.828	9.603
	1.584	1.562	1.565	6.298	-	44.710	12.205
	29.205	**31.128**	**26.864**	**581.595**	**-**	**2.342.813**	**96.367**

ANEXO N°2.2 Estimaciones de Ventas y Compras de Energía, Potencia y Peaje

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados de Enel Américas.

País	COLOMBIA				PERÚ			
	31-12-2018		31-12-2017		31-12-2018		31-12-2017	
BALANCE	**Energía y Potencia MUS$**	**Peajes MUS$**	Energía y Potencia MUS$	Peajes MUS$	**Energía y Potencia MUS$**	**Peajes MUS$**	Energía y Potencia MUS$	Peajes MUS$
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	-	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	146.658	8.102	113.228	7.884	57.805	9.113	46.218	8.045
Total Activo Estimado	**146.658**	**8.102**	**113.228**	**7.884**	**57.805**	**9.113**	**46.218**	**8.045**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	42.348	10.560	35.171	10.429	1.705	8.197	36.419	11.673
Total Pasivo Estimado	**42.348**	**10.560**	**35.171**	**10.429**	**1.705**	**8.197**	**36.419**	**11.673**

	COLOMBIA				PERÚ			
	31-12-2018		31-12-2017		31-12-2018		31-12-2017	
RESULTADO	**Energía y Potencia MUS$**	**Peajes MUS$**	Energía y Potencia MUS$	Peajes MUS$	**Energía y Potencia MUS$**	**Peajes MUS$**	Energía y Potencia MUS$	Peajes MUS$
Ventas de Energía	161.317	8.911	118.069	8.221	59.474	9.375	45.874	7.986
Compras de Energía	46.581	11.615	36.675	10.875	1.755	8.435	36.139	11.582

ANEXO N°3 Detalle Vencimiento Proveedores

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Américas.

	Saldo al 31-12-2018				Saldo al 31-12-2017			
Proveedores con pagos al día	**Bienes MUS$**	**Servicios MUS$**	**Otros MUS$**	**Total MUS$**	Bienes MUS$	Servicios MUS$	Otros MUS$	Total MUS$
Hasta 30 días	155.973	434.459	1.026.490	1.616.922	-	382.428	1.327.693	1.710.121
Entre 31 y 60 días	52.423	182.756	143.397	378.576	-	18.421	290.477	308.898
Entre 61 y 90 días	13.428	32.421	26.195	72.044	-	-	6.286	6.286
Entre 91 y 120 días	4.111	6.679	10.815	21.605	-	-	1.592	1.592
Entre 121 y 365 días	469	5.715	82.893	89.077	-	-	15.932	15.932
Más de 365 días	4.606	11.889	205.251	221.746	-	-	278.427	278.427
Total	**231.010**	**673.919**	**1.495.041**	**2.399.970**	**-**	**400.849**	**1.920.407**	**2.321.256**

	Saldo al 31-12-2018				Saldo al 31-12-2017			
Proveedores con plazos vencidos	**Bienes MUS$**	**Servicios MUS$**	**Otros MUS$**	**Total MUS$**	Bienes MUS$	Servicios MUS$	Otros MUS$	Total MUS$
Hasta 30 días	3.089	34.104	-	37.193	-	-	-	-
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Más de 365 días	-	433	148.585	149.018	-	-	94.718	94.718
Total	**3.089**	**34.537**	**148.585**	**186.211**	**-**	**-**	**94.718**	**94.718**

ARGENTINA				BRASIL				TOTAL			
31-12-2018		31-12-2017		31-12-2018		31-12-2017		31-12-2018		31-12-2017	
Energía y Potencia MUS$	**Peajes MUS$**	Energía y Potencia MUS$	Peajes MUS$	**Energía y Potencia MUS$**	**Peajes MUS$**	Energía y Potencia MUS$	Peajes MUS$	**Energía y Potencia MUS$**	**Peajes MUS$**	Energía y Potencia MUS$	Peajes MUS$
-	-	-	-	2.371	18	1.100	95	2.371	18	1.100	95
194.943	11	141.385	-	606.356	8.090	235.410	9.066	1.005.762	25.316	536.240	24.995
194.943	**11**	**141.385**	**-**	**608.727**	**8.108**	**236.510**	**9.161**	**1.008.133**	**25.334**	**537.340**	**25.090**
-	-	-	-	11.614	123	5.696	179	11.614	123	5.696	179
52.548	-	60.713	-	597.734	109.496	333.242	9.108	694.335	128.253	465.545	31.211
52.548	**-**	**60.713**	**-**	**609.348**	**109.619**	**338.938**	**9.287**	**705.949**	**128.376**	**471.241**	**31.390**

ARGENTINA				BRASIL				TOTAL			
31-12-2018		31-12-2017		31-12-2018		31-12-2017		31-12-2018		31-12-2017	
Energía y Potencia MUS$	**Peajes MUS$**	Energía y Potencia MUS$	Peajes MUS$	**Energía y Potencia MUS$**	**Peajes MUS$**	**Energía y Potencia** MUS$	Peajes MUS$	**Energía y Potencia MUS$**	**Peajes MUS$**	**Energía y Potencia** MUS$	Peajes MUS$
212.807	11	150.296	-	646.671	8.602	243.074	9.549	1.080.269	26.899	557.313	25.756
52.548	-	63.941	-	647.326	116.450	346.809	9.625	748.210	136.500	483.564	32.082

Análisis Razonado

Análisis Razonado

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS GRUPO ENEL AMÉRICAS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018

- Los ingresos mostraron un aumento de un 26,3% comparado con el año anterior, llegando a USD 13.184 millones, explicado por mayores ingresos principalmente en Brasil y en menor medida en Colombia y Perú.
- El EBITDA aumentó en 13,9% alcanzando los USD 3.358 millones, explicado por mejores resultados en los 4 países en que operamos, especialmente en Brasil producto de la incorporación de Eletropaulo, ahora Enel Distribución Sao Paulo, y Volta Grande y mejores resultados en Enel Distribución Goiás y Enel Distribución Río.

	EBITDA		
	31 de diciembre		
	2018	2017	Variación
País	(cifras en millones de USD)		%
Argentina	396	327	21,0
Brasil	1.200	907	32,3
Colombia	1.230	1.203	2,3
Perú	564	539	4,6
Enel Américas	3.358	2.947	13,9

- El Resultado de Explotación (EBIT) aumentó en 9,7%, llegando a USD 2.435 millones.
- El Resultado Neto atribuible a la sociedad dominante llegó a USD 1.201 millones, un 69.4% más que el año anterior, explicado por el mejor resultado operacional del período, mejor resultado financiero neto explicado principalmente por Argentina y un menor gasto por impuestos producto del reconocimiento en el 4° trimestre de un beneficio tributario en Enel Distribución Goiás por USD 347 millones.
- La deuda financiera neta alcanzó los USD 6.649 millones, un 99% mayor que al cierre de 2017, explicado principalmente por la adquisición de Enel Distribución Sao Paulo durante el mes de Junio.
- El CAPEX del período ascendió a USD 1.730 millones, un 2,6% más que en el mismo período del año anterior, explicado por mayores inversiones en moneda local en los 4 países, especialmente en Argentina y Brasil, lo cual fue parcialmente compensado por el efecto negativo de tipo de cambio en Argentina y Brasil.

Resumen por negocio

Generación

- El negocio de generación mostró un aumento de 2,5% en el EBITDA, llegando a USD 1.503 millones. Esto se explica por mejores resultados en Argentina, Colombia y Perú, compensado por una disminución en Brasil, principalmente debido a Central Fortaleza.

Información Física

	2017	2018	Var %
Total ventas (GWh)	56.051	65.329	16,6%
Total generación (GWh)	41.053	39.863	-2,9%

- En distribución, el EBITDA fue un 24,6% superior al del 2017, llegando a USD 1.940 millones, explicado principalmente por Brasil, debido a la consolidación de Enel Distribución Sao Paulo y al mejor desempeño de Enel Distribución Goiás y Enel Distribución Río. El número de clientes consolidado mostró un aumento de 7.293.957, explicado principalmente por la adquisición de Enel Distribución Sao Paulo.

Información Física

	2017	2018	Var %
Total ventas (GWh)	74.337	100.927	35,8%
Número de clientes	17.241.203	24.535.160	42,3%

Resumen financiero

> La liquidez disponible, ha continuado en una sólida posición, como se observa a continuación:

- Caja y caja equivalente US$ 1.904 millones
- Caja y caja equiv. + colocaciones a más de 90 días US$ 2.069 millones
- Líneas de crédito comprometidas disponibles US$ 1.269 millones

> La tasa de interés nominal promedio en diciembre 2018 disminuyó hasta 7,1% desde 7,9% del mismo periodo del año anterior, influenciado principalmente por mejores condiciones de tasas en el refinanciamiento de deudas y una menor inflación en Brasil y Colombia. Lo anterior fue parcialmente contrarrestado con mayores tasas asociadas al endeudamiento relacionado a la adquisición de la distribuidora brasileña Enel Distribución Sao Paulo.

Cobertura y protección:

Con el objeto de mitigar los riesgos financieros asociados a la variación de tipo de cambio y tasa de interés, Enel Américas S.A. ha establecido políticas y procedimientos para proteger sus estados financieros ante la volatilidad de estas variables.

- La política de cobertura de riesgo de tipo de cambio de Enel Américas S.A. (consolidado), establece que debe existir un equilibrio entre la moneda de indexación de los flujos que genera cada compañía y la moneda en que se endeudan. Por lo anterior, Enel Américas S.A. tiene contratado cross currency swaps por US$ 733 millones y forwards por US$ 688 millones.
- A fin de reducir la volatilidad en los estados financieros debido a cambios en la tasa de interés, Enel Américas S.A. (consolidado) mantiene un adecuado balance en la estructura de deuda. Para lo anterior, tenemos contratados swaps de Tasa de Interés, por US$ 698 millones.

Información relevante para el análisis de los presentes Estados Financieros

I. Cambios de perímetro

> En febrero de 2017, nuestra filial Enel Brasil S.A. perfeccionó la compra del 99,88% del capital social de Enel Distribución Goias S.A. en un monto aproximado de ~USD 720 millones El impacto de esta operación, más otros antecedentes relacionados con esta adquisición, se detallan en la Nota 7.1. de los estados financieros consolidados de Enel Américas al 31 de diciembre de 2018.

> En noviembre de 2017, nuestra filial Enel Brasil S.A. adquirió el 100% de la concesión de la Central Hidrogeneradora Volta Grande (EGP Volta Grande) por un monto aproximado de ~USD 436 millones. El impacto de esta operación, más otros antecedentes relacionados con esta adquisición, se detallan en la Nota 10 de los estados financieros consolidados de Enel Américas al 31 de diciembre de 2018.

> En abril de 2018 nuestra filial Enel Brasil S.A., a través de su vehículo Enel Sudeste S.A. lanzó la adquisición, mediante una Oferta Pública de Acciones voluntaria, para adquirir la distribuidora de energía brasileña Eletropaulo Metropolitana de Eletricidade de Sao Paulo ("Eletropaulo"). El proceso finalizó exitosamente con fecha 4 de Julio de 2018, adquiriendo finalmente un 95,05% de participación accionaria, que corresponde a 156.158.581 acciones por un monto de ~ USD 1.840 millones.

Con fecha 19 de septiembre de 2018 el Consejo de Administración de Eletropaulo aprobó un aumento de capital social de la compañía por un valor de MR$1.500.000, mediante la emisión de 33.171.164 de nuevas acciones. Enel Sudeste concurrió a este aumento de capital, adquiriendo 33.164.964 de las nuevas acciones (aproximadamente de US$ 395 millones) con lo cual incrementó su participación hasta el 95,88% de la compañía.

Con fecha 3 de diciembre de 2018, Eletropaulo pasó a denominarse comercialmente Enel Distribución Sao Paulo.

El impacto de esta operación, más otros antecedentes relacionados con esta adquisición, se detallan en la Nota 7.2. de los estados financieros consolidados de Enel Américas al 31 de diciembre de 2018.

II. Hiperinflación Argentina

A contar de julio de 2018, la economía de Argentina es considerada como hiperinflacionaria, de acuerdo a los criterios establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad N°29 - Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias. Esta determinación fue realizada en base a una serie de criterios cualitativos y cuantitativos, entre los cuales destaca la presencia de una tasa acumulada de inflación superior al 100% durante tres años.

De acuerdo a lo establecido en la NIC 29, los estados financieros de las sociedades en que Enel Américas participa en Argentina han sido reexpresados retrospectivamente aplicando un índice general de precios al costo histórico, con el fin de reflejar los cambios en el poder adquisitivo del peso argentino, a la fecha de cierre de los presentes estados financieros. Los activos y pasivos no monetarios fueron reexpresados desde febrero de 2003, última fecha en que un ajuste por inflación fue aplicado para propósitos contables en Argentina.

Para propósitos de consolidación en Enel Américas y como consecuencia de la aplicación de NIC 29, los resultados y la situación financiera de nuestras subsidiarias Argentina, fueron convertidos al tipo de cambio de cierre ($Arg/USD) al 31 de diciembre de 2018, de acuerdo a lo establecido por la NIC 21 "Efectos de las variaciones en los tipos de cambio de la moneda extranjera", cuando se trata de una economía hiperinflacionaria.

Anteriormente, los resultados de las filiales argentinas se convertían a tipo de cambio medio del período, como ocurre para la conversión de los resultados del resto de las subsidiarias en operación en otros países cuyas economías no son consideradas hiperinflacionarias.

Considerando que la moneda funcional y de presentación de Enel Américas no corresponde a la de una economía hiperinflacionaria, según las directrices establecidas en NIC 29, la reexpresión de períodos comparativos no es requerida en los estados financieros consolidados del Grupo.

Para mayor información ver Nota N° 8 de los estados financieros consolidados de Enel Américas.

Mercados en que participa la empresa

Enel Américas posee y opera sociedades de generación, transmisión y distribución en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. Virtualmente casi todos los ingresos, resultados y flujos de efectivo provienen de las operaciones de nuestras filiales, entidades controladas conjuntamente y asociadas en estos cuatro países.

Los siguientes cuadros muestran algunos indicadores claves al 31 de diciembre de 2018 y 2017, de las entidades que operan en Argentina, Brasil, Colombia y Perú.

Segmento de Negocio Generación y Transmisión

		Ventas de Energía (GWh)		Participación de mercado %	
Empresa	Mercados en que participa	**2018**	2017	**2018**	2017
Enel Generación Costanera S.A.	SIN Argentina	7.101	7.852	5,3%	5,8%
Enel Generación El Chocón S.A.	SIN Argentina	2.901	2.055	2,2%	1,5%
Central Dock Sud	SIN Argentina	3.951	4.945	3,0%	3,6%
Enel Generación Perú S.A. (Edegel)	SICN Perú	9.994	9.817	19,7%	14,0%
Enel Generación Piura S.A. (Piura)	SICN Perú	603	640	1,2%	1,0%
Emgesa S.A.	SIN Colombia	18.544	18.156	26,8%	27,1%
EGP Cachoeira Dourada S.A.	SICN Brasil	18.098	9.526	3,8%	2,1%
Enel Generación Fortaleza S.A.	SICN Brasil	2.763	2.923	0,6%	0,6%
EGP Volta Grande S.A.	SICN Brasil	1.376	137	0,3%	-
Total		**65.329**	**56.051**		

Segmento de Negocio Distribución

	Ventas de Energía (GWh) (*)		Pérdidas de energía (%)		Clientes (miles)		Clientes/Empleados	
Empresa	**2018**	2017	**2018**	2017	**2018**	2017	**2018**	2017
Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur)	17.548	17.736	14,2%	12,0%	2.530	2.529	673	597
Enel Distribución Perú S.A. (Edelnor)	8.045	7.934	8,1%	8,2%	1.423	1.397	2.424	2.388
Enel Distribución Río S.A.	11.019	11.091	21,0%	20,4%	2.959	3.030	3.051	3.123
Enel Distribución Ceará S.A.	11.843	11.522	13,9%	13,6%	3.933	4.017	3.472	3.454
Enel Distribución Goiás S.A.	13.755	12.264	11,6%	11,7%	3.027	2.928	2.757	2.667
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	24.693	-	9,5%	-	7.224	-	993	-
Codensa S.A.	14.024	13.790	7,7%	7,8%	3.439	3.340	2.243	2.429
Total	**100.927**	**74.337**	**12,3%**	**12,3%**	**24.535**	**17.241**	**1.500**	**1.829**

*Se incluye las ventas a clientes finales y peajes.

El siguiente cuadro muestra los ingresos por ventas de energía de las operaciones continuadas por segmento de negocio, categoría de clientes, y por país al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

INGRESOS POR VENTAS DE ENERGÍA
Generación y Distribución
(millones de US$)

PAIS	Argentina		Brasil		Colombia		Peru		Total Segmentos		Estructura y ajustes		Total General	
	Dic-18	Dic-17	Dic-18	Dic-17	Dic-18	Dic-17	Dic-18	Dic-17	Dic-18	Dic-17	Dic-18	Dic-17	Dic-18	Dic-17
Ingresos por ventas de energía														
Generación	**314**	**289**	**760**	**709**	**1.220**	**1.132**	**521**	**506**	**2.815**	**2.636**	**(692)**	**(740)**	**2.123**	**1.896**
Clientes Regulados	12	1	345	238	705	697	280	313	1.342	1.249	(692)	(740)	650	509
Clientes no Regulados	-	-	332	467	443	380	214	170	989	1.017	-	-	989	1.017
Ventas de Mercado Spot	302	288	83	1	72	55	7	4	464	348	-	-	464	348
Otros Clientes	-	-	-	3	-	-	20	19	20	22	-	-	20	22
Distribución	**1.130**	**1.138**	**5.397**	**3.447**	**1.424**	**1.265**	**856**	**813**	**8.807**	**6.663**	**-**	**-**	**8.807**	**6.663**
Residenciales	474	380	2.816	1.489	750	668	447	408	4.487	2.945	-	-	4.487	2.945
Comerciales	338	419	1.433	820	358	318	109	112	2.238	1.669	-	-	2.238	1.669
Industriales	173	146	430	272	147	131	164	157	914	706	-	-	914	706
Otros Consumidores	145	193	718	866	169	148	136	136	1.168	1.343	-	-	1.168	1.343
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(291)	(315)	(255)	(268)	(146)	(157)	(692)	(740)	692	740	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	**1.444**	**1.427**	**5.866**	**3.841**	**2.389**	**2.129**	**1.231**	**1.162**	**10.930**	**8.559**	**-**	**-**	**10.930**	**8.559**
variación en millones de US$ y %.	**17**	**(1,2%)**	**2.025**	**52,7%**	**260**	**12,2%**	**69**	**5.9%**	**2.371**	**27,7%**	**-**		**2.371**	**27,7%**

I.- Análisis de los Estados Financieros

1. Análisis del Estado de Resultados

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Enel Américas por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018, fue de USD 1.201 millones, lo que representa un aumento de un 69,4% con respecto al resultado de USD 709 millones registrado en el mismo período del año anterior.

A continuación se presenta información comparativa de cada ítem de los estados de resultados para los períodos terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017:

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

	31-12-2018	31-12-2017	Variación	Variación
	(cifras en millones de USD)			%
Ingresos	**13.184**	**10.438**	**2.746**	**26,3%**
Ingresos de actividades ordinarias	12.119	9.489	2.630	27,7%
Otros ingresos de explotación	1.065	949	116	12,3%
Materias Primas y Consumibles Utilizados	**(8.143)**	**(5.883)**	**(2.260)**	**(38,4%)**
Compras de energía	(5.738)	(3.941)	(1.797)	(45,6%)
Consumo de combustible	(227)	(229)	2	1,1%
Gastos de transporte	(1.055)	(634)	(421)	(66,4%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(1.123)	(1.079)	(44)	(4,1%)
Margen de Contribución	**5.041**	**4.555**	**486**	**10,7%**
Gastos de personal	(662)	(665)	3	0,4%
Otros gastos por naturaleza	(1.021)	(943)	(78)	(8,3%)
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	**3.358**	**2.947**	**411**	**13,9%**
Depreciación y amortización	(862)	(648)	(214)	(33,1%)
Pérdidas por deterioro	(61)	(80)	19	23,8%
Resultado de Explotación (EBIT)	**2.435**	**2.219**	**216**	**9,7%**
Resultado Financiero	**(333)**	**(582)**	**249**	**42,9%**
Ingresos financieros	358	294	64	21,9%
Gastos financieros	(1.072)	(869)	(203)	(23,4%)
Resultados por unidades de reajuste (Hiperinflación Argentina)	270	-	270	100,0%
Diferencia de cambio	111	(7)	118	1747,8%
Otros Resultados distintos de la operación	**3**	**9**	**(6)**	**(63,8%)**
Otras Ganancias (pérdidas)	1	6	(5)	(89,3%)
Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación	2	3	(1)	(25,9%)
Resultado Antes de Impuestos	**2.105**	**1.646**	**459**	**27,9%**
Impuesto sobre sociedades	(438)	(519)	81	15,6%
Resultado después de impuestos de las actividades continuadas	**1.667**	**1.127**	**540**	**48,0%**
Resultado del Período	**1.667**	**1.127**	**540**	**48,0%**
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	**1.201**	**709**	**492**	**69,4%**
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	466	418	48	11,3%
Utilidad por acción USD(*)	**0,02091**	**0,01234**	**0,00857**	**69,4%**

(*) Al 31 de Diciembre de 2018 y 2017 el número promedio de acciones ordinarias en circulación son 57.452.641.516.

Para una mejor comprensión de los efectos que ha implicado para Enel Américas la aplicación de la NIC 29 en Argentina, a continuación se presenta el siguiente cuadro resumen de resultados:

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS Ganancia (pérdida)	31-12-2018 Proforma Enel Américas sin hiperinflación MMUS$	Efecto aplicación NIC 29 MMUS$	Efecto aplicación NIC 21 MMUS$	Ajustes MMUS$	31-12-2018 Enel Américas reportado MMUS$
Ingresos	12.266	279	(426)	(147)	12.119
Otros ingresos, por naturaleza	1.070	3	(8)	(5)	1.065
Total de ingresos de Actividades Ordinarias y Otros ingresos por Naturaleza	**13.336**	**283**	**(434)**	**(152)**	**13.184**
Materias primas y consumibles utlizados	(8.229)	(137)	223	86	(8.143)
Margen de contribución	**5.107**	**146**	**(212)**	**(66)**	**5.041**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	185	9	(16)	(7)	178
Gastos por beneficios a los empleados	(868)	(49)	76	28	(840)
Gasto por depreciación y amortización	(743)	(134)	14	(120)	(862)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	(143)	63	19	82	(61)
Otros gastos por naturaleza	(1.034)	(27)	40	12	(1.021)
Resultado de Explotación	**2.505**	**8**	**(79)**	**(70)**	**2.435**
EBITDA	**3.390**	**79**	**(112)**	**(32)**	**3.358**
Otras ganancias (pérdidas)	1	0	(0)	(0)	1
Ingresos financieros	378	13	(33)	(20)	358
Costos financieros	(1.106)	(34)	68	34	(1.072)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	3	0	(1)	(0)	2.452
Diferencias de cambios	148	(0)	(38)	(38)	111
Resultados por unidades de reajuste	-	270	-	270	270
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	**1.929**	**259**	**(82)**	**176**	**2.105**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(351)	(117)	30	(87)	(438)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**1.578**	**141**	**(52)**	**89**	**1.667**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	**1.578**	**141**	**(52)**	**89**	**1.667**
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	1.105	119	(23)	96	1.201
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	472	22	(29)	(7)	466
GANANCIA (PÉRDIDA)	**1.578**	**141**	**(52)**	**89**	**1.667**

(i) Refleja cuál hubiera sido el resultado consolidado de Enel Américas al 31 de diciembre de 2018, en caso que la economía argentina no se hubiere considerado como hiperinflacionaria, según define NIC 29.
(ii) Corresponde a los ajustes de NIC 29, es decir, aquellos que surgen de la reexpresión de los activos y pasivos no monetarios, como así también de aquellas cuentas de resultados que no se determinan de una base ya actualizada por inflación.
(iii) Corresponde a la diferencia entre convertir los resultados de las filiales argentinas a tipo de cambio de cierre, como define NIC 21 cuando se trata de economías hiperinflacionarias, versus tipo de cambio medio, que es la metodología que anteriormente se aplicaba a las filiales argentinas y que es la vigente para el resto de las filiales de Enel Américas que operan en otros países de la región (economías no hiperinflacionarias).
(iv) Suma de (ii) + (iii).
(v) Resultado de Enel Américas reportado al 31 de diciembre de 2018.

EBITDA:

El EBITDA para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2018 fue de USD 3.358 millones, lo que presenta un aumento de USD 411 millones, equivalente a un incremento de un 13,9%, con respecto al EBITDA de USD 2.947 millones por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017.

Los ingresos de explotación, costos de explotación, gastos de personal y otros gastos por naturaleza para las operaciones que determinan nuestro EBITDA, desglosados por cada segmento de negocios para los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, se presentan a continuación:

EBITDA ACTIVIDADES CONTINUADAS
POR SEGMENTO DE NEGOCIOS

	Por los períodos terminados el 31 de diciembre de			
	2018	2017	Variación	Variación
	(Cifras en millones de USD)			%
Generación y Transmisión:				
Argentina	328	300	28	9,3
Brasil	854	829	25	3,0
Colombia	1.259	1.160	99	8,5
Perú	790	730	60	8,2
Ingresos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	**3.231**	**3.019**	**212**	**7,0**
Distribución:				
Argentina	1.190	1.223	(33)	(2,7)
Brasil	6.922	4.613	2.309	50,1
Colombia	1.714	1.538	176	11,44
Perú	913	879	34	3,87
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución	**10.739**	**8.253**	**2.486**	**30,1**
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(786)	(834)	48	(5,8)
Total Ingresos de Explotación Consolidados Enel Américas	**13.184**	**10.438**	**2.746**	**26,3**
Generación y Transmisión:				
Argentina	(40)	(25)	(15)	(60,0)
Brasil	(574)	(490)	(84)	(17,1)
Colombia	(478)	(396)	(82)	(20,7)
Perú	(383)	(348)	(35)	(10,1)
Costos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	**(1.475)**	**(1.259)**	**(216)**	**(17,2)**
Distribución:				
Argentina	(729)	(687)	(42)	(6,1)
Brasil	(5.084)	(3.323)	(1.761)	(53,0)
Colombia	(1.033)	(867)	(166)	(19,1)
Perú	(611)	(579)	(32)	(5,5)
Costos de Explotación Segmento de Distribución	**(7.457)**	**(5.456)**	**(2.001)**	**(36,7)**
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	789	832	(43)	5,2
Total Costos de Explotación Consolidados Enel Américas	**(8.143)**	**(5.883)**	**(2.260)**	**(38,4)**
Generación y Transmisión:				
Argentina	(41)	(67)	26	38,8
Brasil	(16)	(18)	2	11,1
Colombia	(28)	(26)	(2)	(7,7)
Perú	(28)	(28)	-	-
Gastos de Personal Segmento de Generación y Transmisión	**(113)**	**(139)**	**26**	**18,7**
Distribución:				
Argentina	(171)	(228)	57	25,0
Brasil	(287)	(201)	(86)	(42,8)
Colombia	(42)	(44)	2	4,5
Perú	(26)	(26)	-	-
Gastos de Personal Segmento de Distribución	**(526)**	**(499)**	**(27)**	**(5,4)**
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(23)	(27)	4	14,8
Total Gastos de Personal Consolidados Enel Américas	**(662)**	**(665)**	**3**	**(0,4)**
Generación y Transmisión:				
Argentina	(29)	(37)	8	21,6
Brasil	(20)	(20)	-	-
Colombia	(46)	(55)	9	16,4
Perú	(45)	(43)	(2)	(4,7)
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Generación y Transmisión	**(140)**	**(155)**	**15**	**9,7**
Distribución:				
Argentina	(111)	(151)	40	26,5
Brasil	(545)	(440)	(105)	(23,9)
Colombia	(116)	(106)	(10)	(9,4)
Perú	(44)	(44)	-	-
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Distribución	**(816)**	**(741)**	**(75)**	**(10,1)**
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(65)	(47)	(18)	(38,3)
Total Otros Gastos por Naturaleza Consolidados Enel Américas	**(1.021)**	**(943)**	**(78)**	**(8,3)**
EBITDA				
Generación y Transmisión:				
Argentina	218	171	47	27,5
Brasil	244	301	(57)	(18,9)
Colombia	707	683	24	3,5
Perú	334	311	23	7,4
EBITDA Segmento de Generación y Transmisión	**1.503**	**1.466**	**37**	**2,5**
Distribución:				
Argentina	179	157	22	14,0
Brasil	1.006	649	357	55,0
Colombia	523	521	2	0,4
Perú	232	230	2	0,9
EBITDA Segmento de Distribución	**1.940**	**1.557**	**383**	**24,6**
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(85)	(76)	(9)	(12,1)
Total EBITDA Consolidado Enel Américas	**3.358**	**2.947**	**411**	**13,9**

Ebitda Segmento de Generación y Transmisión:

Argentina

El EBITDA de nuestras filiales de generación en Argentina alcanzó los USD 218 millones a diciembre de 2018, lo que representa un aumento de USD 47 millones respecto del año 2017. Las principales variables, por filial, que explican este aumento en los resultados en el año 2018, se describen a continuación:

Enel Generación Costanera S.A.: (Mayor EBITDA de USD 27 millones debido principalmente a mayores ingresos por aumento tarifa según resolución SEE N°19/2017.)

Los ingresos de explotación de Enel Generación Costanera aumentaron en USD 10 millones, o 6,9%, a diciembre 2018 respecto del ejercicio anterior. Este aumento se explica principalmente por mayores ingresos de USD 76 millones, explicados por un incremento de la remuneración tarifaria (regulación N° SEE 19/2017), que comenzó a aplicarse en febrero de 2017, y menores ventas físicas (- 751 GWh). Además, se generaron USD 23 millones de mayores ingresos por la actualización por IPC a los mismos desde la fecha de su devengo, originados en la aplicación de NIC 29 en Argentina.

Lo anterior, fue parcialmente compensado principalmente por menores ingresos por USD 85 millones producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar americano experimentada durante 2018 y por el cambio en la metodología de conversión de resultados, requerida por la aplicación de NIC 29, que pasó de tipo de cambio medio a tipo de cambio de cierre, tal como lo requiere NIC 21, cuando se trata de una economía hiperinflacionaria.

Los costos de explotación aumentaron en USD 7 millones y que se explican principalmente por mayores consumos de gas por USD 10 millones, producto de la resolución N° 70/2018 que estableció que la gestión comercial del combustible dejó de ser de exclusiva injerencia del organismo encargado del despacho (CAMMESA), y ahora es realizada por las propias compañías de generación, menos los efectos de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias por USD 3 millones.

Los gastos de personal disminuyeron en USD 19 millones y se explican principalmente por la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias por USD 22 millones, compensados parcialmente con aumento de salarios por USD 3 millones relativo a la inflación interna del país.

Los otros gastos por naturaleza disminuyeron en USD 4 millones y se explican principalmente por la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias.

A nivel de EBITDA en Enel Generación Costanera, producto de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias, se registró un efecto negativo de USD 31 millones, y por la aplicación de NIC 29, esto es ajustar por inflación las cuentas de resultados, un efecto positivo de USD 15 millones.

Enel Generación El Chocón: (Mayor EBITDA de USD 15 millones debido principalmente a mayor remuneración tarifaria por nueva regulación N°SEE 19/2017, mayor generación (+871 GWh) y mayores ventas físicas (+ 846 GWh))

Los ingresos de explotación de Enel Generación El Chocón aumentaron en USD 9 millones respecto del ejercicio anterior principalmente por (i) USD 30 millones explicados por un incremento por remuneración tarifaria por nueva regulación N° SEE 19/2017, que comenzó a aplicarse en febrero de 2017, y mayores ventas físicas (+846 GWh) por un mayor nivel de embalse, y (ii) USD 11 millones de mayores ingresos por la actualización por IPC a los mismos desde la fecha de su devengo, originados en la aplicación de NIC 29 en Argentina.

Lo anterior parcialmente compensado con (i) menores ingresos por conversión por USD 32 millones, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar americano experimentada durante 2018 y por el cambio en la metodología de conversión de resultados, requerida por la aplicación de NIC 29, que pasó de tipo de cambio medio a tipo de cambio de cierre, tal como lo requiere NIC 21, cuando se trata de una economía hiperinflacionaria.

Los costos de Explotación disminuyeron en USD 2 millones y que se explican principalmente por la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias.

Los gastos de personal disminuyeron en USD 3 millones y que se explican principalmente por la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias.

Los otros gastos por naturaleza disminuyeron en USD 1 millones y que se explican principalmente por la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias.

A nivel de EBITDA en Enel Generación El Chocón, producto de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias, se registró un efecto negativo de USD 16 millones, y por la aplicación de NIC 29, esto es ajustar por inflación las cuentas de resultados, un efecto positivo de USD 9 millones.

Central Dock Sud: (Mayor EBITDA de USD 3 millones debido principalmente a mayor remuneración tarifaria por nueva regulación N°SEE 19/2017)

Los ingresos de explotación de Central Dock Sud aumentaron en USD 7 millones, o 7,6%, a diciembre de 2018 respecto del ejercicio anterior, lo que se explica por USD 45 millones por un incremento en la tarifa de acuerdo a regulación N° 19/2017, que comenzó a aplicarse en febrero de 2017, y menores ventas físicas (- 994 GWh), producto del siniestro de la TG-09 que estuvo alrededor de 5 meses sin funcionar en 2018, más USD 11 millones por el reconocimiento de indemnización por seguro de incendio en TG.

Lo anterior parcialmente compensado por USD 49 millones de menores ingresos producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar americano experimentada durante 2018 y por el cambio en la metodología de conversión de resultados, requerida por la aplicación de NIC 29 en Argentina, que pasó de tipo de cambio medio a tipo de cambio de cierre, tal como lo requiere NIC 21, cuando se trata de una economía hiperinflacionaria.

Los costos de explotación de Central Dock Sud aumentaron en USD 9 millones a igual período del año anterior, explicado principalmente por mayores gastos por consumo de gas por USD 9 millones, producto de la resolución N° 70/2018 que estableció que la gestión comercial del combustible dejó de ser de exclusiva injerencia del organismo encargado del despacho (CAMMESA), y ahora es realizada por las propias compañías de generación.

Los gastos de personal disminuyeron en USD 3 millones y se explican principalmente por la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias por USD 6 millones, compensados con mayores gastos de USD 3 millones por incremento de horas adicionales producto de interrupción de la planta y por efecto inflación.

Los otros gastos por naturaleza disminuyeron en USD 2 millones y se explican principalmente por la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias por USD 5 millones, compensados con un mayor gasto por baja de inmovilizado por el siniestro de una turbina por USD 3 millones.

A nivel de EBITDA de Central Docksud, producto de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias, se registró un efecto negativo de USD 13 millones, y por la aplicación de NIC 29, esto es ajustar por inflación las cuentas de resultados, un efecto positivo de USD 21 millones.

Enel Trading Argentina: (mayor EBITDA de USD 2 millones principalmente por la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias)

Brasil

El EBITDA de nuestras filiales de generación y transmisión en Brasil alcanzó los USD 244 millones en 2018, lo que representa una disminución de USD 57 millones con respecto al año anterior. Las principales variables, por filial, que explican esta disminución en los resultados en el año 2018, se describen a continuación:

EGP Cachoeira Dourada S.A.: (Menor EBITDA de USD 7 millones principalmente por mayores compras de energía)

Los ingresos de explotación de EGP Cachoeira Dourada aumentaron en USD 37 millones, o 7,4%, en 2018. El aumento se explica principalmente por un incremento de USD 100 millones debido a mayores ventas físicas de energía por 8.572 GWh, por una mayor nivel de comercialización con clientes libres. Lo anterior es compensado por USD 63 millones de menores ingresos producto de la devaluación de un 14,3% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Los costos de explotación de EGP Cachoeira Dourada aumentaron en USD 45 millones, o 12,2%, en 2018, principalmente explicado por un aumento de USD 90 millones por mayores compras de energía por + 8.465 Gwh , compensados con USD 45 millones de menores costos debido a la devaluación de un 14,3% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Los gastos de personal de EGP Cachoeira Dourada se mantuvieron en línea respecto del año anterior.

Los otros gastos por naturaleza de EGP Cachoeira Dourada disminuyeron en USD 1 millón principalmente por menores costos debido a la devaluación de un 14,3% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Enel Generación Fortaleza: (Menor EBITDA de USD 110 millones debido principalmente a las mayores compras de energía por corte de suministro de gas por parte de Petrobras)

Los ingresos de explotación de Enel Generación Fortaleza disminuyeron en USD 50 millones, principalmente por menores ventas de energía de 160 GWh por USD 5 millones, por menores ingresos por USD 15 millones como resultado del reconocimiento de incentivo fiscal PROVIN (Programa de Incentivo y Desarrollo industrial) y una disminución de USD 33 millones debido a la devaluación de un 14,3% del real brasileño en relación con el dólar americano. Lo anterior fue parcialmente compensado por el reconocimiento de USD 3 millones por concepto de indemnizaciones por seguros asociados a siniestros en planta generadora.

Los costos de explotación de Enel Generación Fortaleza aumentaron en USD 61 millones, o 41,5%, en 2018, principalmente debido a un aumento atribuible a mayores compras de energía por USD 124 millones, debido al corte de suministro de gas realizado por Petrobras, lo que obligó a la compañía a abastecerse de energía en el mercado para cumplir su contrato de venta. Lo anterior fue parcialmente compensado por menores consumos de combustibles por USD 43 millones y una disminución de USD 20 millones debido a la devaluación de un 14,3% del real brasileño en relación con el dólar americano

Los gastos de personal de Enel Generación Fortaleza disminuyeron en USD 1 millón principalmente por menores costos debido a la devaluación de un 14,3% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Los otros gastos por naturaleza de Enel Generación Fortaleza se mantuvieron en línea respecto del año anterior.

Enel Cien S.A.: menor EBITDA de USD 3 millones debido principalmente a menores ingresos producto de la devaluación de un 14,3% del real brasileño respecto del dólar americano.

Enel Green Power Volta Grande.: (sociedad ingresada al perímetro de consolidación a contar de noviembre de 2017. Sus resultados al 31 de diciembre de 2018 presentan un mayor EBITDA de USD 61 millones.)

El EBITDA de Enel Green Power Volta Grande alcanzó los USD 69 millones en 2018, lo que representa un aumento de USD 61 millones con respecto al año anterior. Las principales variables que explican este aumento en los resultados en el año 2018, se describen a continuación:

Los ingresos de explotación de EGP Volta Grande aumentaron en USD 73 millones correspondientes a mayores ventas de energía por 1.239 GWh.

Los costos de explotación de EGP Volta Grande aumentaron en USD 12 millones, de los cuales USD 9 millones se explican por gasto de transporte de energía, USD 1 millón por compras de energía y USD 2 millones por otros gastos por naturaleza.

Colombia

El EBITDA de nuestra filial de generación en Colombia alcanzó los USD 707 millones en 2018, lo que representa un aumento de USD 24 millones con respecto al año anterior. Las principales variables que explican este aumento en los resultados en el año 2018, se describen a continuación:

Emgesa S.A.: (Mayor EBITDA de USD 25 millones principalmente por mayores ventas de energía y aumento de la tarifa)

Los ingresos de explotación de Emgesa aumentaron en USD 100 millones o un 8,6% en 2018. El aumento se explica principalmente por (i) mayores ventas físicas de 388 GWh por USD 24 millones, (ii) aumento de tarifa por USD 64 millones, y (iii) aumento por USD 12 millones correspondientes a indemnizaciones y lucro cesante por siniestros en Túnel Chivor que afectó la Central Guavio.

Los costos de explotación de Emgesa aumentaron en USD 82 millones, o 20,7%, en 2018, compuesto principalmente por (i) aumento de USD 27 millones en las compras de energía, que se explican por: USD 68 millones por mayores compras físicas de energía (+1.100 GWh) en el mercado spot, compensados por USD 41 millones por disminución precio de compras en el mercado spot, (ii) un aumento de USD 22 millones en el consumo de combustibles asociados a una mayor generación termo, (iii) aumento de USD 15 millones por gastos de transporte por aumento de clientes no regulados, y (iv) aumento de USD 18 millones de otros aprovisionamiento principalmente por mayores costos de gas.

Los gastos de personal de Emgesa aumentaron en USD 2 millones, explicado principalmente por mayores sueldos y bonificaciones.

Los otros gastos por naturaleza de Emgesa disminuyeron en USD 9 millones, principalmente por castigos de proyectos no rentables efectuados en 2017 como por ejemplo Proyecto Campo Hermoso por USD 2 millones, Proyecto Agua Clara por USD 5 millones y Proyecto Guaicaramo por USD 3 millones.

Perú

El EBITDA de nuestras filiales de generación en Perú alcanzó los USD 333 millones en 2018, lo que representa un aumento de USD 23 millones con respecto del año anterior. Las principales variables, por filial, que explican este aumento en el año 2018, se describen a continuación:

Enel Generación Perú S.A.: (mayor EBITDA por USD 17 millones principalmente por mayores ingresos por peajes y mayores ventas físicas).

Los ingresos de explotación de Enel Generación Perú aumentaron en USD 59 millones, o 9,9% en 2018. El aumento se explica principalmente por (i) incremento en ingresos por Peajes por captación de clientes libres por USD 44 millones, (ii) mayores ventas de energía por USD 16 millones, de los cuales USD 13 millones corresponden a mayores ventas físicas (+ 177 GWh) y USD 3 millones a mejor precio promedio, (iii) registro de provisión daño material y lucro cesante asociado al rotor Central Térmica Ventanilla por USD 8 millones y provisión seguros de su turbina TG-7 por USD 6 millones, y (iv) provisión siniestro cámara de carga Callahuanca por USD 2 millones. Lo anterior compensado con menor provisión daño material y lucro cesante por USD 17 millones, relacionadas a la emergencia climática ocurrida en 2017, que afectó a varias centrales de la Compañía.

Los costos de explotación de Enel Generación Perú aumentaron en USD 37 millones, o 12,4%, en 2018, compuesto principalmente por (i) aumento en las compras de energía por USD 31 millones en el mercado spot, de los cuales USD 21 millones corresponden a efecto de precio promedio y (ii) mayores gastos de combustibles por USD 7 millones, explicados por un mayor consumo de petróleo para producción de energía térmica por incremento en la demanda de clientes.

Los gastos de personal de Enel Generación Perú aumentaron en USD 2 millones, explicado por mayores gastos de remuneraciones.

Los otros gastos por naturaleza de Enel Generación Perú aumentaron en USD 3 millones por mayores servicios administrativos y otros.

Enel Generación Piura S.A.: (Mayor EBITDA de USD 3 millones debido principalmente a mayores ingresos de explotación por USD 2 millones y menores costos de explotación de un USD 1 millón principalmente compras de energía debido a mayor producción propia)

Chinango S.A.: (Mayor EBITDA de USD 2 millones debido principalmente a mayores ventas físicas de energía)

Los ingresos de explotación de Chinango S.A. aumentaron en USD 2 millones principalmente por mayor venta en el mercado Spot.

Los costos de explotación Chinango S.A. aumentaron en USD 1 millón principalmente por mayores compras de energía.

Los otros gastos por naturaleza Chinango S.A. disminuyeron en USD 1 millón principalmente menores servicios de terceros.

Ebitda Segmento de Distribución:

Argentina

Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur): (Mayor EBITDA de USD 22 millones principalmente por nueva Revisión Tarifaria integral (RTI))

El EBITDA de nuestra filial Edesur en Argentina alcanzó los USD 179 millones en 2018, lo que representa un aumento de USD 22 millones con respecto al año 2017. Las principales variables, que explican este aumento en los resultados en el año 2018, se describen a continuación:

Los ingresos de explotación en Edesur disminuyeron en USD 33 millones, o un 2,7% en 2018, de los cuales USD 685 millones de menor ingreso se originan producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar americano experimentada durante 2018 y por el cambio en la metodología de conversión de resultados, requerida por la aplicación de NIC 29 en Argentina, que pasó de tipo de cambio medio a tipo de cambio de cierre, tal como lo requiere NIC 21, cuando se trata de una economía hiperinflacionaria. Lo anterior, se compensa parcialmente con el reconocimiento de (i) mayores ingresos de ventas de ventas de energía por USD 431 millones, producto de la aplicación de la nueva Revisión Tarifaria Integral (RTI) según Resolución N° 64 emitida por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), publicada el 01 de febrero de 2017, (ii) USD 221 millones de mayores ingresos producto de la actualización por IPC de los mismos desde la fecha de su devengamiento, también originados en la aplicación de NIC 29.

Los costos de explotación en Edesur aumentaron en USD 42 millones, o un 6,2 % que se explican con (i) un aumento de USD 383 millones en las compras de energía, de los cuales USD 264 millones se asocian a un aumento en los precios y USD 119 millones de mayores costos debido a la actualización por IPC a los mismos desde la fecha de su devengamiento, también originados en la aplicación de NIC 29, (ii) aumento costos de transporte por USD 27 millones principalmente a incremento en los precios, y (iii) aumento de USD 16 millones por alquileres equipos electrógenos y otros gastos. Lo anterior se compensa parcialmente por USD 384 millones que se originan producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar americano experimentada durante 2018 y por la aplicación de NIC 21, cuando se trata de una economía hiperinflacionaria.

Los gastos de personal en Edesur disminuyen en USD 58 millones, de los cuales USD 128 millones se originan producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar americano experimentada durante 2018 y por la aplicación de NIC 21, cuando se trata de una economía hiperinflacionaria y por USD 19 millones producto de mayores activaciones de mano de obra. Lo anterior se compensa parcialmente con (i) USD 25 millones de incrementos salariales producto principalmente de la inflación interna, (ii) aumento en planes de retiro por USD 21 millones, (iii) Plan de jubilación anticipada por USD 3 millones, y (iv) USD 40 millones de mayores gastos de personal producto de la actualización por IPC de los mismos desde la fecha de su devengamiento, también originados en la aplicación de NIC 29.

Los otros gastos por naturaleza en Edesur disminuyen en USD 40 millones debido principalmente a la devaluación del peso argentino respecto al dólar americano experimentada durante 2018 y por la aplicación de NIC 21 por USD 85 millones, compensados con mayores gastos por servicios de mantenimientos y renovación de redes y otros por USD 15 millones y por aumento producto de la aplicación de la inflación interna por USD 17 millones, comisiones por recaudación por USD 3 millones, provisión de juicios por USD 2 millones, Impuestos de seguridad pública por USD 2 millones, normalización y cortes de medidores por USD 2 millones e indemnización a contratistas por término de contratos por USD 4 millones.

A nivel de EBITDA de Edesur, producto de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias, se registró un efecto negativo de USD 51 millones, y por la aplicación de NIC 29, esto es ajustar por inflación las cuentas de resultados, un efecto positivo de USD 34 millones.

Las pérdidas de energía aumentaron en 2.2 p.p. llegando a 14,2% a diciembre de 2018. El número de clientes en Edesur es de 2,53 millones a diciembre 2018, estos se mantienen en línea respecto del año anterior.

Brasil

El EBITDA de nuestras filiales de distribución en Brasil alcanzó los USD 1.006 millones en 2018, lo que representa un aumento de USD 357 millones con respecto al año anterior. Las principales variables, por filial, que explican este aumento en el año 2018, se describen a continuación:

Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla): (Mayor EBITDA de USD 53 millones principalmente por mayores ingresos de explotación por recuperación de tarifa)

Los ingresos de explotación en Enel Distribución Río disminuyeron en USD 135 millones, o un 8,2% en 2018, principalmente explicado por una disminución en los otros ingresos de explotación por USD 119 millones, que se explican fundamentalmente por (i) disminución en los ingresos construcción por CINIIF 12 por USD 78 millones y (ii) menores otros ingresos de explotación por USD 41 millones, debido a la devaluación de un 14,3% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Los ingresos de explotación también se vieron afectados por una disminución de USD 25 millones de los ingresos por ventas de energía, atribuible principalmente a los siguientes efectos: (a) aumento de USD 194 millones debido al efecto de mayores ingresos por recuperación de tarifa y (b) aumento de USD 11 millones por mayor venta de energía no facturada.

Lo anterior compensado con (a) menores ingresos por impuestos recibidos por pesquisas y desarrollos y eficiencia energética por USD 86 millones y (b) disminución de USD 144 millones debido a la devaluación de un 14,3% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Lo anterior fue parcialmente compensando por un aumento en otras prestaciones de servicios de USD 11 millones principalmente por aumento de ingresos por peajes por USD 30 millones, compensados en USD 19 millones por los efectos de conversión por la devaluación de un 14,3% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Los costos de explotación en Enel Distribución Río disminuyeron en USD 163 millones, o 13,7% en 2018, que se explican principalmente:

Las compras de energía disminuyeron en USD 63 millones, variación que se explica por: (i) aumento por USD 32 millones por mayores precios de tarifas industriales reguladas y riesgo hidrológico y (ii) disminución de USD 95 millones debido a los efectos de conversión por la devaluación de un 14,3% del real brasileño respecto del dólar americano.

Los gastos de transporte de energía se incrementaron en USD 22 millones, por mayor contratación de energía térmica por USD 37 millones, compensados por USD 15 millones debido a los efectos de conversión por la devaluación de un 14,3% del real brasileño respecto del dólar americano

Los otros aprovisionamientos variables disminuyeron por USD 122 millones, correspondientes a (i) USD 78 millones de menores costos construcción por CINIIF 12, (ii) disminución de USD 39 millones por conversión, producto de la devaluación de un 14,3% del real brasileño en relación con el dólar americano, y (iii) menores gastos de servicios de prevención de pérdidas por USD 5 millones.

Los gastos de personal en Enel Distribución Río disminuyeron en USD 3 millones se explica principalmente por la devaluación de un 14,3% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Los otros gastos por naturaleza en Enel Distribución Río disminuyeron en USD 22 millones principalmente debido a la devaluación de un 14,3% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Las pérdidas de energía aumentaron en 0.6 p.p. llegando a 21,0 % a diciembre de 2018. El número de clientes en Enel Distribución Río ascendió a 2,96 millones a diciembre de 2018, lo que representó una disminución en 71 mil clientes respecto a diciembre de 2017.

Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce): (Menor EBITDA de USD 49 millones principalmente por mayores costos de transporte y mayores compras de energía.)

Los ingresos de explotación en Enel Distribución Ceará disminuyeron en USD 39 millones, o un 2,7 % en 2018, principalmente por:

La ventas de energía disminuyeron en USD 84 millones debido fundamentalmente a (i) USD 143 millones debido a la devaluación de un 14,3% del real brasileño en relación con el dólar americano y (ii) por menores ingresos por recuperación de costos por despacho térmico por riesgo hidrológico por USD 14 millones. Lo anterior está parcialmente compensado por (i) aumento por ventas físicas de energía por USD 59 millones y (ii) por mayor reconocimiento de banderas tarifarias por USD 18 millones

Las otras prestaciones de servicios aumentaron en USD 21 millones principalmente por (i) ingresos por peajes de USD 27 millones, y (ii) ingresos por alquiler de postes y ductos por USD 4 millones, compensados por USD 10 millones debido a la devaluación de un 14,3% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Los otros ingresos de explotación aumentaron en USD 23 millones fundamentalmente explicado por los efectos de los ingresos de construcción por contratos de concesión CINIIF 12 por USD 52 millones, compensados por efectos de conversión producto de la devaluación de un 14,3% del real brasileño en relación con el dólar americano por USD 29 millones.

Los costos de explotación en Enel Distribución Ceará aumentaron en USD 18 millones, o 1,8% en 2018, que se explican principalmente por (i) aumento en los costos de transporte por peajes por USD 29 millones, (ii) aumento en los costos de construcción CINIIF12 por USD 53 millones y (iii) mayores compras de energía por USD 68 millones, debido a mayor demanda y mayores precios por tarifas industriales reguladas, compensados con menores costos por USD 128 millones, producto de la devaluación de un 14,3% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Los gastos de personal en Enel Distribución Ceará disminuyeron en USD 4 millones, principalmente por USD 6 millones

debido a la devaluación de un 14,3% del real brasileño en relación con el dólar americano, compensados por un aumento de USD 2 millones por indemnizaciones al personal y mayores remuneraciones,

Los otros gastos por naturaleza en Enel Distribución Ceará disminuyeron en USD 4 millones, principalmente por USD 15 millones producto de la devaluación de un 14,3% del real brasileño en relación con el dólar americano, compensados por un aumento de USD 11 millones por mayores costos de servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes, litigios civiles.

Las pérdidas de energía aumentaron en 0.3 p.p., llegando a un 13,9% a diciembre 2018. El número de clientes en Enel Distribución Ceará ascendió a 3,93 millones a diciembre de 2018, lo que representó una disminución de 84 mil nuevos clientes comparados con el año anterior.

Enel Distribución Goiás. (ex CELG): (Sociedad ingresada al perímetro de consolidación en febrero de 2017. Mayor EBITDA de USD 110 millones principalmente por mayores ventas físicas y menores costos de personal)

Los ingresos de explotación en Enel Distribución Goiás aumentaron en USD 25 millones y su composición corresponde principalmente a (i) mayores ventas de energía por USD 182 millones, explicadas por mayores ventas físicas (+1.491 GWh) y recuperación de tarifa, (ii) incremento de otros servicios por USD 6 millones correspondientes a clientes y (iii) mayores otros ingresos de explotación por USD 27 millones, que corresponden principalmente a ingresos por reconexión de clientes por USD 9 millones, mayores ingresos por servicios de obras a terceros por USD 41 millones, compensado con menores ingresos por USD 23 millones por ingresos por construcción relacionados a CINIIF12. Todo lo anterior parcialmente compensado por USD 190 millones que corresponde a la devaluación de un 14,3% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Los costos de explotación en Enel Distribución Goiás disminuyeron en USD 8 millones, explicados por una disminución de USD 139 millones originada por la devaluación de un 14,3% del real brasileño en relación con el dólar americano, efecto que fue compensado por: (i) mayores compras de energía por USD 88 millones para cubrir la mayor demanda, (ii) incremento en gastos de transporte por USD 68 millones y (iii) menores otros aprovisionamientos variables y servicios por USD 25 millones, que corresponden principalmente a costos de construcción por aplicación de CINIIF 12 por USD 8 millones y menores costos por sanciones regulatorias y servicios por USD 17 millones.

Los gastos de personal en Enel Distribución Goiás disminuyeron en USD 63 millones, y se explican fundamentalmente por una provisión por plan de retiro voluntario por USD 50 millones reconocida en febrero de 2017 y USD 13 millones explicados por la devaluación de un 14,3% del real brasileño en relación con el dólar americano.

Los otros gastos por naturaleza en Enel Distribución Goiás disminuyeron en USD 14 millones, que se explican principalmente por la devaluación de un 14,3% del real brasileño en relación con el dólar americano por USD 20 millones, compensado con mayores gastos por servicios de lectura de medidores y atención a clientes por USD 6 millones.

Las pérdidas de energía disminuyeron en 0.1 p.p. llegando a 11,6% a diciembre de 2018. El número de clientes de Enel Distribución Goiás ascendió 3,03 millones a diciembre de 2018, lo que representó un aumento de 99 mil nuevos clientes respecto del año anterior.

Enel Distribución Sao Paulo (ex Eletropaulo): (Sociedad ingresada al perímetro de consolidación a contar de junio 2018. EBITDA de USD 244 millones principalmente por mayores ventas físicas)

Los ingresos de explotación en Enel Distribución Sao Paulo ascendieron a USD 2.459 millones y su composición corresponde a (i) ventas de energía por USD 2.023 millones, equivalentes a 24.693 GWh de ventas físicas, (ii) otras prestaciones de servicios por USD 192 millones que corresponden a ingresos por servicios de peaje, y (iii) otros ingresos de explotación en USD 244 millones, de los cuales USD 225 millones se explican fundamentalmente por ingresos por construcción relacionados a CINIIF12 e ingresos por multas a clientes por USD 19 millones.

Los costos de explotación en Enel Distribución Sao Paulo ascendieron de USD 1.914 millones, explicándose de la siguiente forma (i) mayores compras de energía por USD 1.439 millones para cubrir mayor demanda, (ii) incremento en gastos de transporte por USD 249 millones, y (iii) aumento en otros aprovisionamientos variables y servicios por USD 226 millones, que corresponden principalmente a costos de construcción por aplicación de CINIIF 12 por USD 225 millones.

Los gastos de personal en Enel Distribución Sao Paulo ascendieron a USD 156 millones, y se explican fundamentalmente por sueldos y seguridad social de trabajadores.

Los otros gastos por naturaleza en Enel Distribución Sao Paulo ascendieron a USD 145 millones, principalmente por mayo-

res costos de servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes y otros servicios.

Las pérdidas de energía ascienden a 9,5% a diciembre de 2018. El número de clientes de Enel Distribución Sao Paulo ascendió a 7,22 millones a diciembre de 2018.

Colombia

El EBITDA de nuestra filial Codensa en Colombia alcanzó los USD 523 millones en 2018, lo que representa un aumento de USD 2 millones con respecto al año anterior. Las principales variables, que explican este aumento en el año 2018, se describen a continuación:

Codensa S.A.: (Mayor EBITDA por USD 2 millones principalmente por mayores ventas de energía)

Los ingresos de explotación en Codensa aumentan en USD 176 millones, o un 11,4% en 2018, debido a (i) un aumento de USD 18 millones por mayor venta físicas (+234 GWh), (ii) un aumento por USD 140 millones principalmente atribuible a un mayor precio medio de la energía, (iii) un aumento de USD 16 millones debido principalmente a ejecución de contratos de obras eléctricas, alquiler de postes y ductos, líneas y redes y arrendamiento de infraestructura y otros, y (iv) un aumento por USD 2 millones como consecuencia de otros ingresos.

Los costos de explotación en Codensa aumentan en USD 165 millones o 18,9% en 2018 y se explican principalmente por: (i) aumento de USD 152 millones por mayores compra de energía de USD 12 millones, correspondientes a 178 GWh, y por USD 140 millones relacionado a un mayor precio promedio de la energía, (ii) aumento de USD 11 millones en los gastos de transporte, y (iii) aumento de USD 2 millones en los costos por otros aprovisionamientos variables y servicios como consecuencia de mayores costos asociados a instalación de equipos de medida.

Los gastos de personal en Codensa disminuyen en USD 1 millón, como consecuencia de un aumento de USD 7 millones por un incremento en los sueldos y salarios, compensado por USD 8 millones por mayor activación de costos mano de obra en proyectos en construcción.

Los otros gastos por naturaleza en Codensa aumentan en USD 10 millones, o 9,6% en 2018, principalmente debido a un aumento en los costos servicios por mantenimientos de líneas y redes por USD 4 millones, por costos asociados a publicidad por USD 3 millones y otros gastos por servicios de contratistas por USD 3 millones.

Las pérdidas de energía disminuyeron en 0.1 pp llegando a 7,7% a diciembre 2018. El número de clientes en Codensa es de 3,44 millones a diciembre de 2018, lo que representó un aumento de 99 mil nuevos clientes comparados con el año anterior.

Perú

El EBITDA de nuestra filial Enel Distribución Perú S.A. alcanzó los USD 232 millones en 2018, lo que representa un aumento de USD 2 millones respecto del año anterior.

Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor): (Mayor EBITDA de USD 2 millones)

Los ingresos de explotación en Enel Distribución Perú aumentaron en USD 35 millones por mayores ventas de energía, que se explican por USD 33 millones relacionados a un incremento en la tarifa, mayores ventas físicas de 111 GWh por USD 17 millones, compensados por menores otras prestaciones de servicios por USD 9 millones, principalmente movimiento de redes, y por USD 6 millones debido a la devaluación de un 0,7% del nuevo sol peruano en relación con el dólar americano.

Los costos de explotación en Enel Distribución Perú aumentaron en USD 33 millones, que se explican principalmente por un aumento de USD 23 millones por compras de energía debido a un mayor precio medio de compra y mayor compra física por USD 8 millones y mayores gastos por USD 5 millones en otros costos variables correspondientes a contratistas por conexiones de líneas y cargos por mantenimiento. Lo anterior compensado por USD 3 millones por la devaluación de un 0,7% del nuevo sol peruano en relación con el dólar americano.

Los gastos de personal en Enel Distribución Perú se mantuvieron en línea respecto del año anterior.

Los otros gastos por naturaleza en Enel Distribución Perú se mantuvieron en línea respecto del año anterior.

Las pérdidas de energía disminuyeron en 0.1 p.p. alcanzando un 8,1% a diciembre de 2018. El número de clientes en Enel Distribución Perú ascendió de 1,42 millones en el año 2018, lo que representó un aumento de 26 mil nuevos clientes comparados con el año anterior.

A continuación se muestra por segmento y país, un resumen del EBITDA, Gastos por Depreciación, Amortización y Deterioro, y EBIT para las filiales del Grupo Enel Américas por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

	31 de diciembre de 2018			31 de diciembre de 2017		
Segmento	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
	(Cifras en millones de USD)					
Generación y Transmisión:						
Argentina	218	(62)	156	171	(56)	115
Brasil	244	(33)	211	301	(40)	261
Colombia	707	(74)	633	683	(71)	612
Perú	334	(65)	269	311	(83)	228
Total Segmento de Generación y Transmisión	**1.503**	**(234)**	**1.269**	**1.466**	**(250)**	**1.216**
Distribución:						
Argentina	179	(101)	78	157	(7)	150
Brasil	1.006	(398)	608	649	(306)	343
Colombia	523	(134)	389	521	(109)	412
Perú	232	(56)	176	230	(56)	174
Total Segmento de Distribución	**1.940**	**(689)**	**1.251**	**1.557**	**(478)**	**1.079**
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(85)	-	(85)	(76)	-	(76)
Total Consolidados Enel Américas	**3.358**	**(923)**	**2.435**	**2.947**	**(728)**	**2.219**

Depreciación, Amortización, Deterioro

La depreciación, amortización y deterioro ascendieron a USD 923 millones en el año 2018, aumentando en USD 194 millones con respecto del año 2017.

La depreciación y amortización fue de USD 862 millones en el año 2018, lo que representa un aumento de USD 214 millones con respecto del año 2017. Lo anterior se explica principalmente por: (i) un aumento en el Grupo Enel Brasil por USD 108 millones principalmente por la incorporación de Enel Distribución Sao Paulo al perímetro de consolidación que aportó USD 113 millones, ii) aumento en Codensa por USD 14 millones por aumento en las activaciones relacionadas en operación en subestaciones , líneas y redes, y (iii) finalmente mayores depreciaciones en las filiales argentinas por USD 92 millones principalmente por la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias.

Por su parte las pérdidas por deterioro ascendieron a USD 61 millones en el año 2018, lo que representa una disminución neta de USD 19 millones respecto del año 2017. Esta disminución se explica por:

- Menores de pérdidas de deterioro (i) en Enel Distribución Río por USD 5 millones, (ii) en Enel Distribución Goias por USD 10 millones, (iii) en Enel Distribución Sao Paulo por USD 7 millones, (iv) en el Grupo Enel Perú por USD 16 millones, debido principalmente a deterioro Central Callahuanca por USD 10 millones registrado en 2017 y a la recuperación de cuentas por cobrar, previamente deterioradas, por USD 6 millones en 2018, y (vi) en Enel Generación Costanera S.A. por USD 63 millones, de los cuales USD 71 millones corresponden a reversos de deterioros de activos fijos registrados al 01 de enero de 2018, producto de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias, compensados con mayores pérdidas de deterioro de cuentas por cobrar por USD 8 millones.
- Aumento de pérdidas por deterioro en (i) Edesur por USD 65 millones, de los cuales USD 55 millones corresponden a un reverso de pérdidas por deterioro de activos fijos registrado en 2017, más USD 17 millones producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar, compensados por registro por inflación por USD 7 millones, (ii) Codensa mayores pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar por USD 10 millones, y (iii) Enel Generación El Chocón por deterioro moto generadores por USD 4 millones.

A nivel de Depreciación, Amortización y Deterioro para las filiales argentinas producto de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias se registró un efecto positivo de USD 33 millones y por la aplicación de la NIC 29 por inflación de los resultados un efecto negativo de USD 71 millones.

El siguiente cuadro presenta los resultados consolidados no operacionales de las actividades continuadas por los períodos terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

RESULTADOS NO OPERACIONALES ACTIVIDADES CONTINUADAS

	Por los períodos terminados el 31 de diciembre de			
	2018	2017	Variación	Variación
	(cifras en millones de USD)			%
Ingresos Financieros:				
Argentina	108	88	20	22,7
Brasil	215	179	36	20,1
Colombia	20	19	1	5,3
Perú	9	9	-	-
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	**6**	**(1)**	**7**	**749,4**
Total Ingresos Financieros	**358**	**294**	**64**	**21,9**
Gastos Financieros:				
Argentina	(227)	(265)	38	14,3
Brasil	(615)	(361)	(254)	(70,4)
Colombia	(178)	(194)	16	8,2
Perú	(31)	(42)	11	26,2
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	**(21)**	**(7)**	**(14)**	**(200,0)**
Total Gastos Financieros	**(1.072)**	**(869)**	**(203)**	**(23,4)**
Diferencias de cambio:				
Argentina	107	32	75	(234,4)
Brasil	(32)	(43)	11	(25,6)
Colombia	(2)	(1)	(1)	(100,0)
Perú	4	(1)	5	500,0
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	**34**	**6**	**28**	**(462,7)**
Total Diferencias de Cambio	**111**	**(7)**	**118**	**1.747,8**
Total Unidades Resultados por Unidades de Reajuste (hiperinflación Argentina)	**270**	**-**	**270**	**100**
Total Resultado Financiero Enel Américas	**(333)**	**(582)**	**249**	**42,9**
Otras ganancias (pérdidas):				
Argentina	-	-	-	-
Brasil	-	1	(1)	(100,0)
Colombia	-	-	-	-
Perú	1	5	(4)	(78,7)
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	-	-	-	-
Total Otras Ganancias (Pérdidas)	**1**	**6**	**(5)**	**(89,3)**
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación:				
Argentina	2	2	-	-
Brasil	-	-	-	-
Colombia	-	-	-	-
Perú	-	-	-	-
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	-	1	(1)	(100,0)
Total Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación	**2**	**3**	**(1)**	**(25,9)**
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	**3**	**9**	**(6)**	**(63,8)**
Resultado Antes de Impuesto	**2.105**	**1.646**	**459**	**27,9**
Impuesto sobre sociedades:				
Enel Américas (entidad holding)	(7)	(28)	21	(75,0)
Argentina	(204)	27	(231)	(855,6)
Brasil	218	(66)	284	430,3
Colombia	(311)	(337)	26	7,7
Perú	(134)	(115)	(19)	(16,6)
Total Impuesto sobre Sociedades	**(438)**	**(519)**	**81**	**15,6**
Resultado después de impuestos de las actividades continuadas	**1.667**	**1.127**	**540**	**48,0**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas, Después de Impuesto	-	-	-	-
Resultado del Período	**1667**	**1127**	**540**	**48,0**
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	**1.201**	**709**	**492**	**69,4**
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	466	418	48	11,3

Resultado Financiero

El resultado financiero ascendió a una pérdida de USD 333 millones a diciembre de 2018, lo que representa una mejora del resultado financiero en USD 249 millones con respecto a la perdida de USD 582 millones registrada el año anterior, explicado por:

(a) Mayores ingresos financieros por USD 64 millones a diciembre de 2018, principalmente atribuibles a incremento de USD 67 millones por la incorporación al perímetro de consolidación de Enel Distribución Sao Paulo, generados principalmente a reconocimiento ingresos financieros por CINIIF 12 por USD 19 millones, intereses ganados por depósitos de caja y depósitos judiciales por USD 12 millones e intereses de cuentas comerciales por cobrar por USD 36 millones.

A nivel de Ingresos Financieros para las filiales argentinas producto de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias se registró un efecto negativo de USD 33 millones y por la aplicación de la NIC 29 por inflación de los resultados un efecto positivo de USD 13 millones.

(b) Mayores gastos financieros por USD 203 millones principalmente atribuibles a: (i) mayores gastos por USD 165 millones debido a la incorporación al perímetro de consolidación de Enel Distribución Sao Paulo generados principalmente por su deuda financiera por USD 60 millones, actualización financiera de provisiones civiles por USD 31 millones, actualización de Provisiones Post Empleo por USD 56 millones y otros gastos por USD 18 millones, (ii) mayores gastos financieros por USD 71 millones en Enel Sudeste por su deuda financiera para la adquisición de Enel Distribución Sao Paulo, (iii) mayores gastos financieros por Enel Brasil de USD 80 millones relacionados con la deuda por compra Enel Distribución Sao Paulo, y (iv) mayores gastos financieros por USD 17 millones en Enel Green Power Volta Grande por su deuda financiera.

Los mayores gastos financieros están parcialmente compensados con (i) menores gastos financieros en Edesur por USD 40 millones, explicados fundamentalmente por la aplicación de NIC 21 a economías hiperinflacionarias por USD 118 millones, compensado con los mayores gastos financieros de intereses relacionados a los mutuos CAMMESA por USD 35 millones, por actualización financiera de juicios por USD 7 millones, por actualización multas por USD 3 millones y mayores gastos financieros por la actualización por IPC de los mismos por USD 36 millones, originados por la aplicación de NIC 29, y (ii) disminución de USD 100 millones en Enel Distribución Río, que se explica por disminución de actualización financiera de provisiones por contingencias civiles por USD 16 millones, disminución de recargo financiero FIDIC por USD 7 millones, disminución de efectos financieros de activos y pasivos regulatorios por USD 9 millones y disminución de intereses de deuda por bonos y otras deudas por USD 68 millones, que incluye USD 25 millones que corresponde a la devaluación de un 14,3% del real brasileño en relación con el dólar americano.

A nivel de Gastos Financieros para las filiales argentinas producto de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias se registró un efecto positivo de USD 68 millones y por la aplicación de la NIC 29 por inflación de los resultados un efecto negativo de USD 34 millones.

(c) Los resultados por reajustes presentan un aumento de USD 270 millones y corresponden al resultado financiero que se genera por la aplicación de la NIC 29 en Argentina. Reflejan el saldo neto que surge de aplicar inflación a los activos y pasivos no monetarios y a las cuentas de resultados que no se determinan sobre una base actualizada, convertido a dólar americano a tipo de cambio de cierre

(d) Mejores resultados por diferencias de cambio por USD 118 millones debido principalmente a la diferencia de cambio positiva de USD 125 millones relativo a las cuentas a cobrar en moneda extranjera por créditos VOSA en Argentina, por las filiales Enel Generación El Chocón S.A. USD 82 millones, Central Dock Sud por USD 33 millones y Enel Generación Costanera S.A. por USD 10 millones. Estos efecto ya netos de la aplicación de NIC 21 a economías hiperinflacionarias. Adicionalmente por diferencias de cambio positivas por USD 14 millones por cuentas a cobrar a Cammesa.

Lo anterior parcialmente compensado con diferencias de cambio negativas por USD 29 millones por deuda en moneda extranjera con Mitsubishi de nuestra filial Enel Generación Costanera S.A., neto de la aplicación de NIC 21 a economías hiperinflacionarias.

A nivel de Diferencias de Cambio para las filiales argentinas producto de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias se registró un efecto negativo de USD 38 millones.

Impuesto sobre Sociedades

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades disminuyó su pérdida en USD 81 millones, o un 15,6% en 2018, que se explica principalmente por (i) menor gasto de impuestos por USD 277 millones en Enel Distribución Goias producto de registro de impuesto diferido sobre la pérdida tributaria por USD 347 millones, compensado con la devaluación de un 14,3% del real brasileño en relación con el dólar americano por USD 70 millones, (ii) menor gasto en Enel Generación Fortaleza por USD 37 millones debido a peor resultado financiero en 2018 por corte de suministro de gas por parte de Petrobras, (iii) menor gastos en Codensa por USD 20 millones por menores resultados financieros respecto del 2017, y (iv) menor gasto de impuestos en Enel Brasil por USD 46 millones principalmente por la recuperación futura de los impuestos sobre gastos financieros.

Lo anterior parcialmente compensado con (i) mayor gasto de impuestos por USD 40 millones en Enel Distribución Río por mejores resultados financieros respecto de igual periodo anterior, (ii) mayor gasto de USD 18 millones por incorporación al perímetro de consolidación en Noviembre de 2017 de EGP Volta Grande, (iii) mayor gastos de USD 17 millones por consolidación de Enel Distribución Sao Paulo, y (iv) mayor gasto en Enel Generación el Chocón por USD 54 millones principalmente debido a la mejora de resultados respecto del
año anterior, entre ellos los efectos positivos del tipo de cambio para las cuentas a cobrar en dólares, (v) mayor gasto en Enel Generación Costanera por USD 24 millones producto de mejores resultados respecto del periodo anterior, entre ellos los efectos positivos del tipo de cambio para las cuentas a cobrar en dólares, y (vi) mayor gasto en Edesur por USD 138 millones principalmente por registro de impuestos sobre los efectos de aplicación de hiperinflación en el balance de la Compañía.

A nivel de Impuestos para las filiales argentinas producto de la aplicación de la NIC 21 en economías hiperinflacionarias se registró un efecto positivo de USD 30 millones y por la aplicación de la NIC 29 por inflación de los resultados un efecto negativo de USD 117 millones

Análisis del estado de situación financiera

Activos (millones de US$)	**Dic-18**	Dic-17	Variación	% Variación
Activos Corrientes	6.384	4.545	1.839	40,5%
Activos No Corrientes	21.012	15.624	5.388	34,5%
Total Activos	**27.396**	**20.169**	**7.227**	**35,8%**

El total de activos de la Enel Américas al 31 de diciembre de 2018 aumentó en USD 7.227 millones comparado con el total de activos al 31 de diciembre de 2017, principalmente como consecuencia de:

Los Activos Corrientes presentan un aumento de USD 1.839 millones, equivalente a un 40,5%, principalmente atribuible a:

- Aumento del Efectivo y efectivo equivalente por USD 432 millones, compuesto principalmente por: (i) Ingreso de flujos operacionales por USD 1.845 millones correspondientes a cobros por ventas y prestaciones de servicios neto de pago a proveedores y otros pagos, (ii) aumento por flujo de actividades de financiamiento por USD 1.867 millones que corresponden a: Importes por préstamos por USD 4.538 millones, préstamos de empresas relacionadas por USD 2.686 millones, que corresponde a Enel Finance International, filial de Enel SPA, para prepagar los créditos de Enel Sudeste y Enel Brasil relacionados con el financiamiento de la compra de Enel Distribución Sao Paulo y otras entradas por USD 8 millones, compensado con Pagos de Préstamos por USD 4.333 millones, que incluye pagos de Enel Sudeste y Enel Brasil relacionados con el financiamiento de la compra de Enel Distribución Sao Paulo por USD 2.503 millones, Pagos de intereses por USD 440 millones y por Pagos de Dividendos por USD 592 millones, (iii) disminución de flujos por actividades de inversión por USD 3.069 millones, que corresponden a: pagos adquisición Enel Distribución Sao Paulo por USD 1.590 millones, compra propiedades plantas y equipos e intangibles por USD 1.541 millones, pagos para adquirir instrumentos de deuda por USD 41 millones, compensados con intereses recibidos por USD 100 millones, dividendos recibidos por USD 1 millones y otros recibidos por USD 2 millones, y finalmente (iv) menos efecto de los cambios en las tasas de cambio por USD 211 millones.
  Aumento de Otros activos financieros Corrientes por USD 100 millones, corresponden principalmente a depósitos a plazo y otras inversiones de alta liquidez, que son fácilmente convertibles en efectivo y están sujetas a un bajo riesgo de alteraciones en su valor, pero no cumplen estrictamente con la definición de equivalentes de efectivo cuyos vencimiento son superiores a 90 días desde el momento de la inversión. La variación se explica por USD 114 millones

en Grupo Enel Brasil, por depósitos mayores a 90 días principalmente en Enel Brasil por USD 16 millones, Enel Generación Fortaleza por USD 11 millones, Enel Cien por USD 7 millones, Enel Distribución Río por USD 15 millones, Enel Distribución Ceará por USD 18 millones y Enel Green Power Volta Grande por USD 44 millones. Lo anterior compensado con menores inversiones en Codensa por USD 16 millones por rescate para pagos varios.

- Aumento de Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por USD 1.173 millones, aumento que se explica principalmente por Enel Distribución Sao Paulo, sociedad adquirida e ingresada a nuestro perímetro de consolidación en junio de 2018, por USD 1.172 millones. El saldo corresponde a cuentas comerciales por cobrar por USD 655 millones, Activos Regulatorios por cobrar por USD 475 millones, Subsidios Baja Renta por cobrar por USD 16 millones y otros por USD 26 millones.
- Aumento de inventario por USD 93 millones, que corresponde principalmente a: (i) aumento por USD 67 millones que se explican por la incorporación de Enel Distribución Sao Paulo al perímetro de consolidación del Grupo, (ii) aumento en Codensa por USD 6 millones, correspondiente a compra de materiales para mantenciones, (iii) aumento en Emgesa por USD 3 millones, por compra de combustibles líquidos y carbón y (iv) aumento en Edesur por USD 8 millones.

Aumento de los Activos No Corrientes por USD 5.388 millones, equivalente a un 34,5%, principalmente por:

- Aumento de Otros activos financieros no corrientes por USD 1.044 millones, debido principalmente a aumento de cuentas a cobrar por aplicación de CINIIF12 en las distribuidora brasileña Enel Distribución Sao Paulo por USD 979 millones, sociedad adquirida e incorporada al perímetro de consolidación en junio de 2018.
- Aumento de Otros activos no financieros no corrientes por USD 580 millones, principalmente por aumento IVA Crédito Fiscal por USD 16 millones, Fondo de aportaciones a Enel Distribución Goias por USD 48 millones, Depósitos Judiciales por USD 129 millones, Activos en Construcción CINIIF 12 por aplicación NIIF 15 por USD 385 millones y Otros por USD 2 millones.
- Aumento de Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por USD 290 millones, principalmente se explican por aumento de Grupo Enel Brasil por USD 276 millones principalmente por Activos Regulatorios a cobrar de USD 227 millones por Enel Distribución Sao Paulo, en Enel Distribución Goias por USD 28 millones y en Enel Distribución Río por USD 19 millones.
- Aumento de Propiedades, plantas y equipos por USD 594 millones compuesto principalmente por (i) aumento de USD 823 millones por nuevas inversiones, (ii) activos de Enel Distribución Sao Paulo a la fecha de su adquisición por USD 18 millones, (iii) más otros incrementos por USD 1.873 millones producto de la aplicación de la NIC 29 para nuestras filiales argentinas, y (iv) aumento otros varios por USD 47 millones. Lo anterior parcialmente compensado por (i) disminución por USD 1.626 millones en los efectos de conversión a dólar americano desde las distintas monedas funcionales de las sociedades filiales, (ii) depreciación y pérdidas por deterioro por USD 521 millones, (iii) retiros por USD 13 millones y (v) otros bajas y traspasos por USD 7 millones.
- Aumento de Activos Intangibles distintos de la Plusvalía por USD 2.144 millones compuesto principalmente por (i) aumento de USD 593 millones por nuevas inversiones y (ii) activos de Enel Distribución Sao Paulo a la fecha de su adquisición por USD 2.915 millones. Lo anterior parcialmente compensado por (i) disminución por USD 868 millones en los efectos de conversión a dólar americano desde las distintas monedas funcionales de las sociedades filiales y asociadas, (ii) USD 367 millones por la depreciación del período, (iii) retiros de activos por USD 34 millones y (iv) menos otros movimientos por USD 94 millones.
- Aumento de la Plusvalía por USD 492 millones, principalmente explicado por Plusvalía generada en la adquisición de Enel Distribución Sao Paulo por USD 564 millones. Respecto a esto último y considerando que la adquisición de Enel Distribución Sao Paulo fue realizada en Junio de 2018, la consideración de compra ha sido asignada de manera provisional basado en las mejores estimaciones de la administración. La Sociedad está en proceso de realizar la determinación final del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos y realizar los ajustes que correspondiere, si aplicara. Lo anterior compensado con los menores efectos de conversión de las distintas monedas funcionales de las sociedades en los países en que operamos por USD 109 millones y por un aumento de USD 38 millones producto de la aplicación de la NIC 29 para filiales argentinas.
- Aumento de Activos por Impuestos Diferidos por USD 233 millones, fundamentalmente explicados por la consolidación de Enel Distribución Sao Paulo por USD 212 millones, que corresponden principalmente a impuestos sobre provisiones de contingencias civiles.

Pasivos y Patrimonio (millones de US$)	**Dic-18**	Dic-17	Variación	% Variación
Pasivo Corriente	**9.651**	**4.934**	**4.717**	**95,6%**
Pasivo No Corriente	**8.914**	**6.956**	**1.958**	**28,1%**
Patrimonio Total	**8.831**	**8.279**	**552**	**6,7%**
Atribuible a los propietarios de la controladora	6.724	6.481	243	3,7%
Participaciones no controladoras	2.107	1.798	309	17,2%
Total patrimonio y Pasivos	**27.396**	**20.169**	**7.227**	**35,8%**

El total de pasivos y patrimonio de Enel Américas, al 31 de diciembre de 2018 aumentan en USD 7.227 millones respecto al año 2017, principalmente como consecuencia de:

Los Pasivos Corrientes aumentaron en USD 4.717 millones, explicado principalmente por:

- Aumento de las Otros Pasivos Financieros corrientes por USD 958 millones, lo cual se explica fundamentalmente por (i) aumento de USD 265 millones en Enel Green Power Volta Grande, principalmente por traspaso desde el largo plazo, (ii) aumento de USD 74 millones por consolidación de Enel Distribución Sao Paulo, principalmente deuda bancaria, (iii) aumento de USD 67 millones en Enel Distribución Goias, principalmente nuevos préstamos bancarios y traspasos desde largo neto de pagos realizados, (iv) aumento de USD 81 millones en Enel Distribución Río, por traspasos de préstamos y bonos desde el largo plazo, neto del pago de préstamos, (v) aumento de USD 44 millones en Codensa por intereses devengados de deuda y traspaso desde largo plazo, (vi) aumento por USD 80 millones en Emgesa, por traspasos desde el largo plazo de bonos, neto de pagos y (vii) aumento por USD 351 millones en Enel Américas, principalmente por utilización de líneas de créditos revolving por USD 350 millones.
- Aumento de las Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por USD 792 millones, lo cual se explica fundamentalmente por un aumento de USD 965 millones por consolidación de Enel Distribución Sao Paulo, principalmente por proveedores de compras de energía por USD 337 millones, cuentas por pagar de bienes y servicios por USD 116 millones, cuentas por pagar al personal por USD 50 millones, cuentas por pagar por pasivos sectoriales USD 353 millones, por Pesquisa y Desarrollo por USD 75 millones y otras cuentas a pagar por USD 37 millones. Lo anterior parcialmente compensado con disminuciones en Edesur por USD 191 millones, principalmente por la devaluación del peso argentino respecto del dólar americano por USD 364 millones, menos un aumento deudas y multas por pagar a CAMMESA por USD 139 millones y otros gastos de proveedores varios por USD 34 millones.
- Aumento de Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por USD 2.732 millones principalmente explicadas por el financiamiento por USD 2.686 millones otorgado por Enel Finance International, filial de Enel SPA, a Enel Sudeste y Enel Brasil, monto que éstas sociedades utilizaron, en gran parte, para cancelar créditos bancarios por USD 2.503 millones, que se habían obtenido para financiar la adquisición de Enel Distribución Sao Paulo.
- Aumento Otras provisiones corrientes por USD 153 millones principalmente por (i) aumento de USD 194 millones explicados por la consolidación de Enel Distribución Sao Paulo, que incluye provisiones por reclamaciones legales por USD 118 millones y de otras provisiones con el ente regulador del país por USD 76 millones, (ii) disminución de USD 10 millones en Enel Distribución Ceará, principalmente por pagos de infracciones (iii) disminución por USD 19 millones en Edesur, principalmente por aumento de provisiones por calidad de servicio, comerciales y juicios por USD 37 millones y actualización financiera de multas por USD 28 millones, compensados con USD 74 millones, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar americano, y disminución de USD 10 millones, explicados principalmente por reclasificaciones al largo plazo, y (iv) disminución en Grupo Enel Perú por USD 15 millones, principalmente por pagos de contingencias.

Los Pasivos No Corrientes aumentan en USD 1.958 millones, equivalente a un 28,1%, de variación explicado principalmente por:

Aumento de los otros pasivos financieros no corrientes (deuda financiera y derivados) por USD 272 millones, principalmente explicado por (i) consolidación de deuda de Enel Distribución Sao Paulo por USD 887 millones, préstamos bancarios por USD 28 millones y USD 859 millones deuda con Bonos y (ii) aumento en Enel Distribución Goiás por USD 57 millones, por obtención de nuevos préstamos neto de los traspasos la largo plazo. Lo anterior parcialmente compensado por (i) una disminución en Enel Green Power Volta Grande por USD 261 millones, explicados fundamentalmente por traspaso al corto plazo neto de efecto de conversión, (ii) disminución de USD 310 millones en Emgesa por traspasos al corto plazo de obligaciones por bonos netos de nuevas emisiones, (iii) una disminución de USD 83 millones en Enel Distribución Río por aumento de préstamos por USD 126 millones compensado con traspaso al corto plazo por USD 128 millones, menos USD 81 millones producto de la devaluación del real brasileño respecto al dólar y (iv) disminución en Codensa por USD 12 millones por traspaso al corto plazo.

- Aumento de Otras provisiones no corrientes por USD 704 millones, que se explica principalmente por la consolidación de Enel Distribución Sao Paulo por USD 738 millones, principalmente por provisiones por reclamaciones legales por USD 582 millones, provisiones por contingencias fiscales por USD 151 millones y otras provisiones por USD 5 millones.
- Aumento de Pasivo por Impuestos Diferidos USD 91 millones, que se explica principalmente por mayores importes reconocidos en las filiales argentinas, producto de la aplicación de la inflación a los activos fijos (NIC 29).
- Aumento de Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes por USD 955 millones, que se explica principalmente por la consolidación de Enel Distribución Sao Paulo por USD 1.008 millones adquirida. La diferencia corresponde a la devaluación de las distintas monedas en que operan nuestras filiales versus el dólar americano.
- El Patrimonio Total aumentó en USD 552 millones, se explica por:
- El patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora aumento en USD 243 millones principalmente por (i) aumento por USD 667 millones en los saldos al 1 de enero de 2018, que corresponden a la aplicación de la NIC 29 en Argentina por USD 668 millones, menos USD 1 millón por la aplicación de la NIIF 9, y (ii) aumento utilidad del ejercicio por USD 1.201 millones.

Lo anterior, compensado por (i) una disminución de USD 1.014 millones en otras reservas negativas, que se explica por diferencia por conversión de USD 1.212 millones, disminución por USD 200 millones por la aplicación de NIC 29 "economías hiperinflacionarias" en Argentina, y por un aumento de la reserva de cobertura flujo de caja por USD 2 millones, (ii) Disminución por Dividendos Pagados por USD 502 millones, (iii) disminución por reservas por ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos por USD 109 millones.

Las participaciones no controladoras aumentaron en USD 309 millones explicado principalmente por (i) aumento de USD 287 millones al 1 de enero de 2018, que corresponden a USD 293 millones por aplicación de la NIC 29 en Argentina menos USD 6 millones por la aplicación de la NIIF 9, (iii) aumento de USD 185 millones que corresponde a los efectos del ejercicio por la aplicación de la NIC 29 y (iii) aumento en los resultados del ejercicio por USD 465 millones. Lo anterior, compensado por (i) una disminución de USD 255 millones por el pago de dividendos y (ii) disminución de USD 372 millones en los resultados integrales.

La evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

	Indicador Financiero	Unidad	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2017	Variación	Variación (%)
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	0,66	0,92		(0,26)	(28,2%)
	Razón Ácida (1)	Veces	0,63	0,87		(0,24)	(28,1%)
	Capital de Trabajo	MMUSD	(3,267)	(389)		(2,878)	739,8%
Endeudamiento	Razón de endeudamiento	Veces	2,10	1,44		0,7	46,4%
	Deuda Corto Plazo	%	52,0%	41,5%		10,5	25,3%
	Deuda Largo Plazo	%	48,0%	58,5%		(10,5)	(17,9%)
	Cobertura Costos Financieros (2)	Veces	4,86		3,36	1,50	44,7%
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	18,5%		21,1%	(2,6)	(12,5%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE)	%	18,2%		11,7%	6,5	55,6%
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA)	%	7,0%		6,2%	0,8	13,1%

(1) Activo corriente neto de inventarios
(2) Se utilizó EBITDA dividido por costos financieros

- La liquidez corriente al 31 de diciembre de 2018 alcanzó 0,66 veces, presentando una disminución de 28,2% con respecto a 2017, explicado principalmente por el aumento de los pasivos corrientes explicados por la obtención de deuda para financiar la adquisición de Enel Distribución Sao Paulo, más la incorporación de la propia de deuda de Enel Distribución Sao Paulo en el proceso de consolidación de Enel Américas.
- La razón ácida al 31 de diciembre de 2018 alcanzó 0,63 veces, presentando una disminución de 28,1% con respecto al 31 de diciembre de 2017, también explicado por el aumento de deuda relacionado al proceso de adquisición de Enel Distribución Sao Paulo.
- El capital de trabajo al 31 de diciembre de 2018 fue de menos USD 3.267 millones, que refleja una disminución respecto al 31 de diciembre de 2017, también explicado por el aumento de deuda relacionado al proceso de adquisición de Enel Distribución Sao Paulo.
- La razón de endeudamiento se sitúa en 2,10 veces al 31 de diciembre de 2018, aumento de un 46,4% respecto del 31 de diciembre de 2017, también explicado por el aumento de deuda relacionado al proceso de adquisición de Enel Distribución Sao Paulo.
- La cobertura de costos financieros por el período terminado al 31 de diciembre de 2018 fue de 4,86 veces, lo cual representa un aumento de 44,7% comparado con el año anterior, debido a menores gastos financieros respecto del mismo período del año anterior y acompañado de un mejor EBITDA.
- El índice de rentabilidad medido en términos del resultado de explotación sobre los ingresos de explotación alcanzó un 18,5% al 31 de diciembre de 2018.
  La rentabilidad del patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante) alcanzó un 18,2%, debido a que existió un aumento en el resultado atribuible a los propietarios respecto del ejercicio anterior.
  La rentabilidad de los activos fue de un 7,0% al 31 diciembre de 2018, debido principalmente a un aumento del resultado del ejercicio respecto del ejercicio año anterior.

Principales flujos de efectivo

El flujo de efectivo neto alcanzó los USD 642 millones a diciembre de 2018, lo que representa un aumento de USD 1.840 millones con respecto al año anterior. Las principales variables por flujos de actividades de la operación, inversión y financiamiento, que explican esta disminución en los flujos de efectivo neto, comparado con el año 2017, se describen a continuación:

Flujo de Efectivo (millones de US$)	**Dic-18**	Dic-17	Variación	% Variación
Flujo de la Operación	1.844	1.870	(26)	(1,4%)
Flujo de Inversión	(3.069)	(2.479)	(590)	23,8%
Flujo de Financiamiento	1.867	(589)	2.456	(417,2%)
Flujo neto del período	642	(1.198)	1.840	(153,6%)

Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación alcanzaron USD 1.844 millones a diciembre de 2018, representando una disminución del 1,4% con respecto al año anterior. La variación se explica por un aumento neto en las Clases de cobros por actividades de operación, principalmente en (i) mayores cobros procedentes de las ventas y prestación de servicios por USD 3.531 millones, (ii) mayores otros cobros por actividades de operación por USD 123 millones, (iii) mayores cobros procedentes de regalías y comisiones por USD 4 millones, y (iv) aumento de cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas por USD 22 millones. Estos efectos fueron parcialmente compensados por las Clases de pagos en efectivo procedentes de operación, principalmente en (i) mayores pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios por USD 2.127 millones, (ii) menores pagos a y por cuenta de los empleados por USD 100 millones, (iii) mayores otros pagos por actividades de operación por USD 1.600 millones (iv) mayores pagos de impuesto a las ganancias USD 101 millones, y (v) menores otras salidas de efectivo por USD 22 millones.

Los flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión fueron salidas por USD 3.069 millones a diciembre de 2018, que se explican principalmente por; (i) desembolsos por la incorporación de propiedades platas y equipos por USD 750 millones, ii) incorporación de activos intangibles, por aplicación de CINIIF 12, por USD 790 millones (iii) pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera por USD 3 millones, (iv) inversiones a más de 90 días por USD 336 millones y (v) compra de Enel Distribución Sao Paulo por USD 1.590 millones y (vi) otras salidas por USD 10 millones. Estas salidas de flujo de efectivo de inversión fueron compensadas por (i) Intereses recibidos por USD 100 millones (ii) el rescate de inversiones a más de 90 días por USD 295 millones y (iii) otras entradas por USD 15 millones.

Los flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación fueron entradas por USD 1.867 millones a diciembre 2018, originados principalmente por (i) la obtención de préstamos por USD 4.538 millones, (ii) Préstamos de Entidades Relacionadas por USD 2.686 , específicamente con Enel Finance International, filial de Enel SPA., monto destinado para el prepago de los créditos obtenidos por Enel Brasil y Enel Sudeste para financiar la adquisición de Enel Distribución Sao Paulo y (iii) otros ingresos por USD 9 millones. Lo anterior, parcialmente compensado por (i) pagos de préstamos por USD 4.301 millones, que incluye pago de USD 2.503 millones por créditos obtenidos para la compra de Enel Distribución Sao Paulo por Enel Sudeste y Enel Brasil, (ii) pago de dividendos por USD 592 millones a terceros, (iii) pago de intereses por USD 440 millones, (iv) pagos de pasivos por arrendamientos financieros USD 31 millones, y (v) otros pagos por USD 2 millones.

A continuación se presentan los Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos y su Depreciación, para los períodos a diciembre de 2018 y 2017.

Información Propiedad , Planta y Equipos por Entidad
31 de diciembre de 2018 y 2017
(millones de USD)

Empresa	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos		Depreciación	
	2018	2017	2018	2017
Enel Generación Chocón S.A.	2	1	17	3
Enel Generación Costanera S.A.	13	26	77	36
Emgesa S.A.E.S.P.	91	109	73	71
Enel Generación Perú S.A.	56	40	52	58
Celg Distribución	185	160	88	84
EGP Cachoeira Dourada S.A.	3	2	7	8
Enel Distribución Fortaleza	9	17	10	14
Enel Cien S.A.	2	3	16	16
Eletropaulo S.A.	225	-	113	-
Edesur S.A.	87	122	52	22
Enel Distribución Perú S.A.	112	78	52	50
Enel Distribución Rio (Ampla) (*)	175	300	84	90
Enel Distribución Ceara (Coelce) (*)	209	226	58	57
Codensa S.A.	316	251	120	106
Enel Trading Argentina S.R.L.	1	-	0	0
Central Dock Sud S.A.	42	22	25	16
Enel Generación Piura S.A.	6	10	12	10
Holding Enel Américas y Sociedades de Inversión	8	4	6	4
Total	**1.541**	**1.371**	**862**	**648**

(*) Incluye activos intangibles por concesiones

Principales Riesgos Asociados a la Actividad del Grupo Enel Américas S.A.

Las actividades del Grupo están sujetas a un amplio conjunto de normas gubernamentales, y los cambios que se introduzcan en ellas podrían afectar sus actividades, situación económica y resultado de las operaciones.

Las filiales operativas del Grupo están sujetas a una amplia normativa sobre tarifas y otros aspectos que regulan sus actividades en los países en que operan. En consecuencia, la introducción de nuevas leyes o normas, como la modificación de las leyes o normas vigentes, podrían impactar sus actividades, situación económica y resultados de las operaciones.

Estas nuevas leyes o normas, en ocasiones, modifican aspectos de la regulación que pueden afectar derechos existentes lo que, en su caso, podría tener efectos adversos sobre resultados futuros del grupo.

Las actividades del grupo están sujetas a una amplia reglamentación medioambiental que Enel Américas cumple de manera permanente. Eventuales modificaciones que se introduzcan en estas materias, podrían afectar las actividades, situación económica y el resultado de las operaciones.
Enel Américas y sus filiales operativas están sujetas a la normativa medioambiental, que, entre otras cosas, exige la realización de estudios de impacto medioambiental para los proyectos en estudio, la obtención de licencias, permisos y otras autorizaciones preceptivas y el cumplimiento de todos los requisitos previstos en tales licencias, permisos y normas. Al igual que ocurre con cualquier empresa regulada, Enel Américas no puede garantizar que:

Las autoridades públicas vayan a aprobar tales estudios de impacto medioambiental;

La oposición pública no derive en retrasos o modificaciones de cualquier proyecto propuesto;

Las leyes o normas no se modificarán ni interpretarán de forma tal que aumenten los gastos o se vean afectadas las operaciones, plantas o planes para las empresas del Grupo.

La actividad comercial del Grupo se ha planificado de manera de moderar eventuales impactos derivados de cambios en las condiciones hidrológicas.

Las operaciones del grupo Enel Américas incluyen la generación hidroeléctrica y, por lo tanto, dependen de las condiciones hidrológicas que existan en cada momento en las amplias zonas geográficas donde se ubican las instalaciones de generación hidroeléctrica del Grupo. Si las condiciones hidrológicas producen sequías u otras condiciones que influyan negativamente en la actividad de generación hidroeléctrica, los resultados podrían verse adversamente afectados, razón por la cual Enel Américas ha definido como parte esencial de su política comercial no contratar el 100% del total de su capacidad. A su vez, el negocio eléctrico se ve afectado por condiciones atmosféricas tales como temperaturas medias que condicionan el consumo.

Dependiendo de cuales sean las condiciones climáticas se pueden producir diferencias en el margen que se obtiene por el negocio.

La situación financiera y el resultado de las operaciones pueden resultar adversamente afectados si no se gestiona eficazmente la exposición al riesgo del tipo de interés, precios de "commodities" y tipo de cambio de divisas.

Política de Gestión de Riesgos

Las empresas del Grupo Enel Américas 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 Enel Américas.

21.1 Riesgo de tasa de interés.

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

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

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 corresponden a swaps de tasa que fijan desde tasa variable a fija.
La estructura comparativa de deuda financiera del Grupo Enel Américas según tasa de interés fija y/o protegida sobre deuda bruta total, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición bruta:

	31-12-2018 %	31-12-2017 %
Tasa de interés fijo	59%	46%

21.2 Riesgo de tipo de cambio.

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

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

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio del Grupo Enel Américas contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US$ o monedas locales si las hubiere, y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

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

21.3 Riesgo de “commodities”.

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

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

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

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta la generación eléctrica, hidrología y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados.

Al 31 de Diciembre de 2018, habían operaciones de contratos de compra de futuros de energía vigentes por 5.28 GWh. Dichas compras respaldan contratos de venta de energía en el mercado mayorista. A 31 de Diciembre de 2018 se han liquidado en el año 10.92 GWh de contratos de venta y 7.2 GWh de compra de futuros de energía.

Al 31 de diciembre de 2017, existen contratos de compra de futuros de energía por 5.4 GWh, para el periodo Ene-Mar 2018. Dichas compras respaldan un contrato de venta de energía en el mercado mayorista Colombiano. Al 31 de diciembre de 2017 se liquidaron 24.23 GWh de contratos de venta y 77.45 GWh de compra de futuros de energía.

21.4 Riesgo de liquidez.

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

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver Notas (ver Notas 21 y 23).

Al 31 de diciembre de 2018, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de USD 1.904 millones en efectivo y otros medios equivalentes y USD 1.269 millones en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2017, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de USD 1.473 millones en efectivo y otros medios equivalentes y USD 225 millones en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

21.5 Riesgo de crédito.

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

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

Activos de carácter financiero:

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea con límites establecidos para cada entidad.

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

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

21.6 Medición del riesgo.

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

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

- Deuda Financiera.
- Derivados de cobertura para Deuda.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible variación de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un trimestre con un 95% de confianza. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, 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 USD 630 millones.

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

Otros riesgos

Como es práctica habitual en créditos bancarios y en operaciones de mercados de capital, una porción del endeudamiento financiero de Enel Américas, está sujeta a disposiciones de incumplimiento cruzado o cross default. De no ser subsanados ciertos incumplimientos, podrían resultar en un incumplimiento cruzado y eventualmente podrían llegar a hacerse exigibles ciertos pasivos de Enel Américas.

El no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de deudas de Enel Américas o de Subsidiarias Significativas de Enel Américas, cuyo capital insoluto individual exceda el equivalente de US$150 millones, podría dar lugar al pago anticipado de crédito bancario bajo ley del Estado de Nueva York el que fue girado en abril de 2018. Además, este crédito contiene disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en Enel Américas, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas por un monto superior a US$ 150 millones, entre otros, podría ocasionar la declaración de aceleración de esos créditos.

El no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable de cualquier deuda de Enel Américas individual o de alguna subsidiaria significativa (según se define contractualmente) con un monto de capital que exceda los US$150 millones, o su equivalente en otras monedas, podría dar lugar al pago anticipado obligatorio de una parte sustancial de los bonos Yankee.

Por último, en el caso de los bonos locales y las líneas de crédito locales de Enel Américas, el pago anticipado de estas deudas, se desencadena sólo por incumplimiento del Emisor o Deudor, es decir de Enel Américas, no haciendo referencia a sus filiales extranjeras. En el caso de los bonos locales, el cross default se puede desencadenar en los casos en que el monto en mora exceda un 3% del Total de Activos Consolidados, ya sea en una deuda individual o a nivel agregado de deudas. En el caso de las líneas locales, el cross default se desencadena si el monto en mora en una deuda excede los US$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas y además se cumplen condiciones adicionales como por ejemplo la expiración de periodos de gracia. Estas líneas no han sido desembolsadas.

No hay cláusulas en los convenios de crédito por las cuales cambios en la clasificación corporativa o de la deuda de Enel Américas por las agencias clasificadoras de riesgo produzcan la obligación de hacer prepagos de deuda.

Valor libro y valor económico de los activos

Respecto de los activos de mayor importancia cabe mencionar lo siguiente:

Las propiedades, plantas y equipos se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. Dicha vida útil estimada se revisa periódicamente.

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes y la participación no controladora identificables de una Sociedad filial, en la fecha de adquisición. La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (Ver Nota 4.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 período.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corto y largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las que prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en las Notas N° 2 y 3 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas.

Estados Financieros Resumidos

BALANCES GENERALES RESUMIDOS POR FILIAL	Edesur		Codensa		Enel Brasil		Enel Peru		Enel Trading Argentina	
	2018	2017	**2018**	2017	**2018**	2017	**2018**	2017	**2018**	2017
Activos										
Activos Corrientes	312.128	396.740	416.279	402.852	4.112.113	2.505.683	488.825	458.175	14.550	23.397
Activos No Corrientes	1.381.972	830.423	1.685.379	1.668.748	11.587.158	6.810.296	2.401.685	2.477.110	1.008	188
Total Activos	**1.694.100**	**1.227.163**	**2.101.658**	**2.071.600**	**15.699.271**	**9.315.979**	**2.890.510**	**2.935.285**	**15.558**	**23.585**
Patrimonio Neto y Pasivos										
Pasivos Corrientes	710.708	919.538	650.767	547.781	6.524.502	2.157.411	490.068	487.029	13.940	22.479
Pasivos No Corrientes	347.653	298.111	598.455	636.503	5.555.695	3.398.529	770.021	812.357	-	-
Patrimonio Neto	**635.739**	**9.514**	**852.436**	**887.316**	**3.619.074**	**3.760.039**	**1.630.421**	**1.635.899**	**1.618**	**1.106**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	635.739	9.514	852.436	887.316	3.342.118	3.536.364	1.355.434	1.327.512	1.618	1.106
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	276.956	223.675	274.987	308.387	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**1.694.100**	**1.227.163**	**2.101.658**	**2.071.600**	**15.699.271**	**9.315.979**	**2.890.510**	**2.935.285**	**15.558**	**23.585**
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES RESUMIDOS POR FILIAL										
Ingresos de actividades ordinarias	1.174.150	1.247.189	1.702.390	1.532.711	6.522.576	4.327.548	1.467.176	905.562	25	8
Otros ingresos	15.800	29.660	11.411	10.285	969.516	846.865	38.457	44.240	4.714	4.262
Total de Ingresos de actividades ordinarias y Otros ingresos	**1.189.950**	**1.276.849**	**1.713.801**	**1.542.996**	**7.492.092**	**5.174.413**	**1.505.633**	**949.802**	**4.739**	**4.270**
Materias primas y consumibles utilizados	(729.223)	(740.418)	(1.032.452)	(872.528)	(5.366.693)	(3.540.939)	(798.329)	(487.661)	(306)	(583)
Margen de Contribución	**460.727**	**536.431**	**681.349**	**670.468**	**2.125.399**	**1.633.474**	**707.304**	**462.141**	**4.433**	**3.687**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	49.297	68.617	26.940	18.476	83.214	69.089	11.066	6.772	-	-
Gastos por beneficios a los empleados	(219.849)	(297.520)	(69.130)	(61.974)	(402.953)	(306.892)	(65.766)	(42.087)	(2.491)	(3.022)
Gastos por depreciación y amortización	(52.229)	(22.411)	(120.115)	(106.158)	(378.879)	(270.902)	(120.210)	(83.475)	(220)	(77)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor)	(48.983)	15.633	(13.852)	(3.107)	(55.842)	(76.256)	(564)	(14.227)	(54)	(9)
Otros gastos por naturaleza	(110.973)	(149.798)	(116.190)	(106.038)	(604.375)	(487.519)	(88.585)	(63.694)	(585)	(1.122)
Resultado de Explotación	**77.990**	**150.952**	**389.002**	**411.667**	**766.564**	**560.994**	**443.245**	**265.430**	**1.083**	**(543)**
Otras ganancias (pérdidas)	-	128	166	145	386	954	32	3.000	3	-
Ingresos financieros	33.729	34.724	11.495	10.271	215.495	169.232	8.583	5.229	166	130
Costos financieros	(174.402)	(213.931)	(67.561)	(65.385)	(625.338)	(361.226)	(31.469)	(29.520)	(152)	305
Participación en las ganancias (pérdida) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	(160)	-	2	1	-	-	26.987	3.757	-	-
Diferencias de cambio	7.783	2.415	(1.697)	(643)	(56.837)	(58.495)	4.303	1.220	(4)	(19)
Resultados por unidades de reajuste	260.137				31.211				(2.466)	
Ganancia (pérdida) antes de Impuesto	**205.077**	**(25.712)**	**331.407**	**356.056**	**331.481**	**311.459**	**451.681**	**249.116**	**(1.370)**	**(127)**
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(101.101)	36.981	(125.253)	(144.932)	217.615	(66.715)	(134.059)	(76.548)	(408)	(307)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**103.976**	**11.269**	**206.154**	**211.124**	**549.096**	**244.744**	**317.622**	**172.568**	**(1.778)**	**(434)**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (Pérdida)	**103.976**	**11.269**	**206.154**	**211.124**	**549.096**	**244.744**	**317.622**	**172.568**	**(1.778)**	**(434)**
Ganancia (pérdida) atribuible a										
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	103.976	11.269	206.154	211.124	521.510	236.189	263.086	139.694	(1.778)	(434)
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	27.586	8.555	54.536	32.874	-	-
Ganancia (Pérdida)	**103.976**	**11.269**	**206.154**	**211.124**	**549.096**	**244.744**	**317.622**	**172.568**	**(1.778)**	**(434)**
Estado de Otros Resultados Integrales:										
Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	(347.880)	(4.442)	(81.176)	2.852	(697.849)	(76.845)	(79.565)	(21.614)	(572)	(242)
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	**(243.904)**	**6.827**	**124.978**	**213.976**	**(148.753)**	**167.899**	**238.057**	**150.954**	**(2.350)**	**(676)**
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	(243.904)	6.827	124.978	213.976	(134.092)	155.344	165.369	122.274	(2.350)	(676)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	(14.661)	12.555	72.688	28.680	-	-
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	**(243.904)**	**6.827**	**124.978**	**213.976**	**(148.753)**	**167.899**	**238.057**	**150.954**	**(2.350)**	**(676)**

Dock Sud		Emgesa		Enel Argentina		Generandes Perú		Distrilima		Caboblanco		Veracruz	
2018	2017	**2018**	2017	**2018**	2017	**2018**	2017	**2018**	2017	**2018**	2017	**2018**	2017
56.425	63.803	339.038	327.201	263.346	228.045	-	-	-	-	-	-	-	-
263.677	147.504	2.515.463	2.703.618	916.273	506.432	-	-	-	-	-	-	-	-
320.102	**211.307**	**2.854.501**	**3.030.819**	**1.179.619**	**734.477**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
63.767	50.858	511.097	399.795	221.534	206.678	-	-	-	-	-	-	-	-
55.241	33.693	1.032.101	1.335.486	182.169	225.110	-	-	-	-	-	-	-	-
201.094	**126.756**	**1.311.303**	**1.295.538**	**775.916**	**302.689**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
140.904	89.008	1.311.162	1.295.528	545.601	148.345	-	-	-	-	-	-	-	-
60.190	37.748	141	10	230.315	154.344	-	-	-	-	-	-	-	-
320.102	**211.307**	**2.854.501**	**3.030.819**	**1.179.619**	**734.477**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
84.198	88.054	1.242.578	1.151.535	229.301	200.506	-	198.936	-	303.469	-	29.829	-	-
10.571	17	16.925	8.258	156	8.839	-	13	-	1.571	-	2	-	-
94.769	**88.071**	**1.259.503**	**1.159.793**	**229.457**	**209.345**	**-**	**198.949**	**-**	**305.040**	**-**	**29.831**	**-**	**-**
(21.033)	(12.070)	(478.040)	(396.014)	(19.945)	(15.449)	-	(94.388)	-	(206.135)	-	(12.102)	-	-
73.736	**76.001**	**781.463**	**763.779**	**209.512**	**193.896**	**-**	**104.561**	**-**	**98.905**	**-**	**17.729**	**-**	**-**
529	168	2.468	910	4.481	6.132	-	-	-	2.047	-	155	-	-
(6.596)	(9.567)	(30.726)	(27.270)	(36.250)	(59.996)	-	(8.977)	-	(10.992)	-	(1.617)	-	-
(24.726)	(16.390)	(73.317)	(71.261)	(93.657)	(39.183)	-	(20.023)	-	(16.405)	-	(2.751)	-	-
-	-	(822)	145	59.369	(19)	-	-	-	(1.909)	-	-	-	-
(9.015)	(11.115)	(45.932)	(55.285)	(22.276)	(26.774)	-	(10.646)	-	(13.114)	-	(1.746)	-	(1)
33.928	**39.097**	**633.134**	**611.018**	**121.179**	**74.056**	**-**	**64.915**	**-**	**58.532**	**-**	**11.770**	**-**	**(1)**
51	96	24	329	20	5	-	28	-	641	-	-	-	-
8.942	17.307	8.354	9.136	64.921	35.557	-	1.263	-	2.045	-	976	-	-
(2.048)	(5.652)	(110.077)	(128.201)	(39.730)	(35.972)	-	(1.940)	-	(9.578)	-	(1.327)	-	(67)
58	3	-	-	46.224	6.479	-	1.655	-	-	-	-	-	-
50.937	13.057	(267)	(157)	111.653	31.997	-	(3.353)	-	133	-	1.485	-	14
(21.985)				3.615									
69.883	**63.908**	**531.168**	**492.125**	**307.882**	**112.122**	**-**	**62.568**	**-**	**51.773**	**-**	**12.904**	**-**	**(54)**
(29.799)	(17.212)	(185.570)	(191.758)	(72.221)	7.771	-	(18.413)	-	(15.969)	-	(3.923)	-	-
40.084	**46.696**	**345.598**	**300.367**	**235.661**	**119.893**	**-**	**44.155**	**-**	**35.804**	**-**	**8.981**	**-**	**(54)**
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40.084	**46.696**	**345.598**	**300.367**	**235.661**	**119.893**	**-**	**44.155**	**-**	**35.804**	**-**	**8.981**	**-**	**(54)**
28.063	32.725	345.596	300.366	156.516	59.083	-	23.215	-	18.661	-	5.447	-	(54)
12.021	13.971	2	1	79.145	60.810	-	20.940	-	17.143	-	3.534	-	-
40.084	**46.696**	**345.598**	**300.367**	**235.661**	**119.893**	**-**	**44.155**	**-**	**35.804**	**-**	**8.981**	**-**	**(54)**
(121.406)	(23.122)	(117.785)	284	(355.077)	(57.436)	-	31.813	-	17.636	-	4.832	-	-
(81.322)	**23.574**	**227.813**	**300.651**	**(119.416)**	**62.457**	**-**	**75.968**	**-**	**53.440**	**-**	**13.813**	**-**	**(54)**
(56.925)	16.484	227.825	300.650	(99.126)	29.582	-	55.028	-	36.297	-	10.279	-	(54)
(24.397)	7.090	(12)	1	(20.290)	32.875	-	20.940	-	17.143	-	3.534	-	-
(81.322)	**23.574**	**227.813**	**300.651**	**(119.416)**	**62.457**	**-**	**75.968**	**-**	**53.440**	**-**	**13.813**	**-**	**(54)**

BALANCES GENERALES RESUMIDOS POR FILIAL	Edesur		Codensa		Enel Brasil		Enel Peru		Enel Trading Argentina	
	2018	2017	**2018**	2017	**2018**	2017	**2018**	2017	**2018**	2017
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO										
Capital emitido	1.091.221	202.365	5.969	5.969	2.205.608	2.205.608	1.687.048	1.687.048	17.642	3.303
Ganacias (perdidas) acumuladas	69.177	(37.359)	210.529	153.241	696.177	398.666	297.242	359.688	(12.929)	(2.455)
Primas de emisión	-	-	64.908	64.908	1.252.412	1.252.412	1.800	1.800	-	-
Otras reservas	(524.659)	(155.492)	571.030	663.198	(812.079)	(320.322)	(630.656)	(721.024)	(3.095)	258
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**635.739**	**9.514**	**852.436**	**887.316**	**3.342.118**	**3.536.364**	**1.355.434**	**1.327.512**	**1.618**	**1.106**
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	276.956	223.675	274.987	308.387	-	-
Total Patrimonio Neto	**635.739**	**9.514**	**852.436**	**887.316**	**3.619.074**	**3.760.039**	**1.630.421**	**1.635.899**	**1.618**	**1.106**
ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO RESUMIDOS POR FILIAL										
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	47.301	69.723	404.436	386.855	305.343	370.248	390.044	305.788	(220)	1.219
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(82.268)	(102.587)	(296.115)	(262.574)	(2.440.091)	(1.808.939)	(89.786)	(861.198)	(641)	74
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(118)	(48)	(79.476)	(161.967)	2.389.829	1.608.281	(259.880)	776.571	653	-
Flujo Neto Positivo (Negativo) del Período	**(35.085)**	**(32.912)**	**28.845**	**(37.686)**	**255.081**	**169.590**	**40.378**	**221.161**	**(208)**	**1.293**
Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(39.174)	(20.099)	(6.351)	5.888	(91.855)	2.523	(10.206)	839	(768)	(266)
Efecto de los Cambios del Alcance de la Consolidación en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	**101.615**	**154.626**	**174.282**	**206.080**	**470.682**	**298.569**	**222.063**	**63**	**1.568**	**541**
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	**27.356**	**101.615**	**196.776**	**174.282**	**633.908**	**470.682**	**252.235**	**222.063**	**592**	**1.568**

Dock Sud		Emgesa		Enel Argentina		Generandes Perú		Distrilima		Caboblanco		Veracruz	
2018	2017	**2018**	2017	**2018**	2017	**2018**	2017	**2018**	2017	**2018**	2017	**2018**	2017
628.146	92.452	232.904	232.904	250.490	250.490	-	-	-	-	-	-	-	-
(286.096)	86.358	446.982	324.824	294.941	138.412	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	37.824	37.824	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(201.146)	(89.802)	593.452	699.976	170	(240.557)	-	-	-	-	-	-	-	-
140.904	**89.008**	**1.311.162**	**1.295.528**	**545.601**	**148.345**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
60.190	37.748	141	10	230.315	154.344	-	-	-	-	-	-	-	-
201.094	**126.756**	**1.311.303**	**1.295.538**	**775.916**	**302.689**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
15.505	58.591	626.538	511.544	95.216	82.808	-	26.401	-	(1.777)	-	4.223	-	(41)
(28.097)	(11.741)	(109.801)	(127.975)	11.573	(9.954)	-	(155.297)	-	(54.640)	-	(47.886)	-	(14)
(9.415)	(26.749)	(494.835)	(413.465)	(14.596)	9.107	-	(66.402)	-	(12.354)	-	(4.200)	-	-
(22.007)	**20.101**	**21.902**	**(29.896)**	**92.193**	**81.961**	**-**	**(195.298)**	**-**	**(68.771)**	**-**	**(47.863)**	**-**	**(55)**
(11.763)	(7.250)	(4.022)	3.532	(42.323)	(18.086)	-	5.791	-	1.383	-	1.248	-	2
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38.702	**25.851**	**179.828**	**206.192**	**99.863**	**35.988**	**-**	**189.507**	**-**	**67.388**	**-**	**46.615**	**-**	**53**
4.932	**38.702**	**197.708**	**179.828**	**149.733**	**99.863**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**

Administración y Ejecutivos Principales

PRESIDENTE
Francisco de Borja Acha Besga
Teléfono (56) 2 2263 4631

DIRECTOR
José Antonio Vargas Lleras
Teléfono (56) 2 2353 4631

DIRECTOR
Enrico Viale
Teléfono (56) 2 2353 4631

DIRECTOR
Livio Gallo
Teléfono (56) 2 2353 4631

DIRECTOR
Hernán Somerville Senn
Teléfono (56) 2 2353 4631

DIRECTOR
Domingo Cruzat Amunátegui
Teléfono (56) 2 2353 4631

DIRECTOR
Patricio Gómez Sabaini
Teléfono (56) 2 2353 4631

GERENTE GENERAL
Maurizio Bezzeccheri
Teléfono (56) 2 2263 9130

GERENTE DE COMUNICACIONES
José Miranda Montecinos
Teléfono (56) 2 2675 2746

GERENTE DE AUDITORÍA INTERNA
Raffaele Cutrignelli
Teléfono (56) 2 2353 4647

GERENTE DE ADMINISTRACIÓN, FINANZAS Y CONTROL
Aurelio Bustilho de Oliveira
Teléfono (56) 2 22353 4510

GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL
Bruno Stella
Teléfono (56) 2 2353 4510

ASESORÍA JURÍDICA Y GOBIERNO CORPORATIVO
Domingo Valdés Prieto
Teléfono (56) 2 2630 9227

Relación con inversionistas y accionistas

GERENTE DE RELACIÓN CON INVERSIONISTAS
Rafael De La Haza Casarrubio
Teléfono (56) 2 2353 4682

CITIBANK NY
Teresa Loureiro-Stein
Teléfono (1-212) 816 6814