OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE.

WE EMPOWER SUSTAINABLE PROGRESS.

MEMORIA ANUAL 2019 - ENEL AMÉRICAS

Bolsa de Comercio de Santiago
ENELAM

Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE)
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$9.783.875 miles al 31 de diciembre de 2019, representado por 76.086.311.036 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$29.845.994 miles al 31 de diciembre de 2019. 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 2019, el resultado neto atribuible a la sociedad dominante alcanzó a US$1.685.063 miles y el resultado operacional se ubicó en US$2.876.484 miles. A fines de 2019 daba ocupación directa a 17.618 personas a través de sus empresas filiales presentes en Sudamérica.

MEMORIA ANUAL
ENEL AMÉRICAS 2019

“El año 2020 tendrá nuevos desafíos para la Compañía, los que abordaremos con entusiasmo, responsabilidad y transparencia”

Carta del Presidente

Estimados accionistas:

En sus manos tienen la Memoria Anual y Estados Financieros de Enel Américas S.A. correspondiente al ejercicio 2019. En estos documentos podrán conocer las distintas acciones que durante este año hemos concretado para lograr sólidos resultados.

El año 2019 fue especial, celebramos nuestros 25 años de inicio de cotización en la Bolsa de Nueva York, al cerrar con el tradicional "Ring the bell" la jornada bursátil. Nos enorgullece ver que nos hemos posicionado como un actor de relevancia internacional, que año a año crece de la mano de la sostenibilidad, promoviendo una transición energética justa, que contribuirá a forjar un mejor futuro para la Región.

Somos la mayor utility privada de Latinoamérica, generamos y distribuimos energía, servimos a 24,7 millones de clientes y tenemos presencia en las principales ciudades del subcontinente.

Durante el ejercicio 2019, podemos destacar que logramos un histórico aumento de capital por 3 mil millones de dólares, respaldado por casi la totalidad de nuestros inversores, que nos permitirá sentar las bases del futuro crecimiento para seguir avanzando en los próximos años con nuestra estrategia basada en la electrificación, digitalización y nuevos servicios.

Resultados del ejercicio

Durante este período, a pesar del complejo entorno macroeconómico de la Región, Enel Américas obtuvo un aumento en su EBITDA de 19% respecto a 2018, alcanzando los 3.994 millones de dólares, lo que se explica principalmente por una significativa mejora en los resultados alcanzados en Brasil, con la consolidación de Enel Distribución Sao Paulo y el cierre de su revisión tarifaria. También, por un impacto positivo extraordinario en Argentina, dado el acuerdo suscrito entre Edesur y el Estado Nacional argentino.

En cuanto al resultado neto, Enel Américas tuvo un aumento de 34,4% en comparación al ejercicio anterior, situándose en US$ 1.614 millones, por encima incluso del objetivo que teníamos para este ejercicio 2019 y que supondrá la distribución de un dividendo récord a nuestros accionistas.

Crecimiento industrial

Evaluamos positivamente el año 2019 al mirar nuestro crecimiento industrial, con ingresos que alcanzaron los 14.314 millones de dólares, gracias a mayores ingresos operacionales en Brasil, Perú y Argentina, lo que se tradujo en un incremento de 10,2% con respecto al año anterior.

En Brasil, tuvimos un año marcado por mayores ingresos operacionales que significaron un aumento en el EBITDA de 37%, y llegamos a 1.644 millones de dólares al cierre de 2019. Enel Distribución Sao Paulo alcanzó los mejores índices de calidad de su historia y el mejor índice de todas las distribuidoras brasileñas. Más allá de nuestra labor, en 2019 nos jugamos por abrir la energía a nuevos usos en el Día de la Innovación y la Sostenibilidad; también lanzamos el Urban Futurability, proyecto de un laboratorio Smart City's Future que se instalará en Sao Paulo, como parte del compromiso de la compañía para liderar la transición energética. Enel Brasil fue reconocida con el Premio Nacional de la Innovación de la Confederación de la Industria de este país, y Valor Económico, el más importante periódico de negocios de Brasil, también la galardonó como la empresa más innovadora del sector eléctrico.

En Argentina, realizamos inversiones en tecnología que buscaron mejorar el suministro para todos nuestros clientes, las que se tradujeron en que Edesur logró en el verano una mejora de 40% en la calidad del servicio. Otras inversiones que llevamos a cabo fueron la reconstrucción de la subestación Brown y la instalación, mediante convenios firmados con distintos municipios, de 8.000 nuevas luminarias LED por parte de Enel X. Con ella, también fomentamos la electromovilidad en el país al instalar 60 nuevos puntos de carga para vehículos eléctricos, que logran unir el territorio argentino. Y sumamos la primera compañía a la generación distribuida, al instalar 60 paneles en la empresa tecnológica EXO.

En Perú, celebramos los 25 años de Enel Distribución, en un periodo marcado por grandes inversiones que permitirán mejorar el servicio eléctrico de nuestros clientes. Entró en funcionamiento la Subestación Eléctrica de Transmisión Izaguirre, que contó con una inversión de 42 millones de soles, que irá en directo beneficio de 110.000 clientes en el distrito de San Martín de Porres. Pusimos énfasis en la generación con la reconstrucción de la hidroeléctrica Callahuanca (84.1 MW), dañada por el fenómeno de "El Niño Costero", que contó con una inversión de 40 millones de dólares. Y comenzó a recorrer las calles de Lima el primer bus eléctrico de transporte público.

En Colombia, con una inversión de 20.000 millones de pesos colombianos, se realizó la obra más importante de los últimos 20 años en Girardot y en la Provincia de Alto Magdalena en Cundinamarca, con la construcción de una suplencia subterránea de media tensión entre las subestaciones de Mangos y Diamante, buscando responder al crecimiento de la demanda de energía en la región. Se invirtieron 6 millones de dólares para instalar la primera batería de almacenamiento de iones de litio en el país en la central Termozipa, que permitirá mejorar la confiabilidad en el sistema eléctrico nacional. Asimismo, se instalaron luminarias led en distintos municipios y ciudades, y Enel-Codensa presentó Enel X, nueva línea de negocios para ofrecer productos y servicios innovadores, sostenibles y digitales.

Nuestro futuro

Estamos orgullosos de poder ver el nombre de Enel Américas en los principales índices de sustentabilidad a nivel mundial. Fuimos incluidos en The Sustainability Yearbook 2019 de RobecoSAM como una de las empresas con mayor puntaje y

recibimos la distinción Industry Mover, destacando nuestras fortalezas en cuanto a la sostenibilidad. También, fuimos confirmados en el FTSE4Good Index Series y ratificados en la lista de los Best Emerging Markets Performers de Vigeo-Eiris, ranking que incluye a las 800 compañías con mejor desempeño de 31 países de mercados emergentes. Recibimos el "Project Sponsor of the Year de LatinFinance", convirtiéndonos en el primer ganador de esta categoría, distinción que reconoce el sólido trabajo y liderazgo en la región. Adicionalmente, la Compañía fue reconocida como la mejor empresa de Chile por ALAS20 y obtuvo también el primer puesto como Empresa Líder en Sostenibilidad en Chile y como Empresa Líder en Gobierno Corporativo en Chile.

Si 2019 fue el año de la consolidación, en 2020 buscaremos seguir a la vanguardia, utilizando las mejores tecnologías para generar nuevas oportunidades que nos permitan seguir creciendo en generación, distribución y transmisión de energía eléctrica.

Como Compañía, buscaremos facilitar el acceso al progreso a través de la energía en las comunidades en las que estamos presentes, así como establecer alianzas duraderas con nuestros grupos de interés para lograr nuestros objetivos y los suyos. La sostenibilidad es el pilar fundamental en nuestra empresa y seguiremos trabajando para mejorar la vida de quienes nos rodean.

En el momento de escribir estas líneas el mundo se encuentra sometido a una amenaza real, sorprendente y verdaderamente global: el COVID-19. Las enormes preocupaciones y sacrificios en el ámbito sanitario y humanitario que esta pandemia global causará, son de largo plazo. Sin embargo, lo cierto es que la Humanidad nunca ha estado mejor preparada para luchar contra una amenaza biológica. Esta guerra, porque lo es, la vamos a ganar todos juntos. Y como toda guerra, tendrá efectos económicos, cuya gravedad dependerá básicamente de la duración de las medidas que los gobiernos están debiendo imponer, de forma necesaria, para salvaguardar lo más importante: la salud humana.

Sin embargo, lo cierto es que en este duro y difícil contexto, huérfano de precedentes, ENEL AMERICAS dispone de numerosas fortalezas que nos hacen estar muy confiados en el devenir futuro. No solo nuestro sector, sino los fundamentales intrínsecos que determinan nuestra posición competitiva hacen que tengamos una inmejorable situación para tratar de recuperar lo que esta crisis perjudique.

Sinceramente, quiero agradecer a todos los que han trabajado para que Enel Américas alcance todos estos resultados. Pienso en los directores, gerentes, ejecutivos, profesionales, técnicos y colaboradores de la Compañía, quienes han realizado una labor esencial en pro de su desarrollo.

Estamos conscientes de los desafíos que tenemos en la región, por lo que los quiero invitar a seguir en esta senda, motivados en contribuir positivamente para el futuro de Enel Américas, enfocando nuestro esfuerzo hacia la electrificación, digitalización y nuevos servicios que contribuyan a garantizar una transición energética justa y sostenible, fortaleciendo nuestro rol de prestar un servicio cada vez mejor a todas las personas a las que servimos en la Región.

Muchas gracias.

Borja Acha
Presidente del Directorio

Enel Américas 2019

CAPÍTULO	PÁGINA
01. Carta del Presidente	2
02. Open Power	8
03. Hitos 2019	10
04. Principales indicadores financieros	15
05. Identificación de la compañía y documentos constitutivos	19
06. Propiedad y control	23
07. Administración	29
08. Personas y organización	45
09. Transacciones bursátiles	55
10. Dividendos	61
11. Política de inversión y financiamiento para el ejercicio 2019	67
12. Negocios de la compañía	71
13. Aumento de capital	79
14. Inversiones y actividades financieras	83
15. Factores de riesgo	93
16. Marco regulatorio de la industria eléctrica	117
17. Descripción del negocio eléctrico por país	145
18. Sostenibilidad	175
19. Cuadro esquemático de participaciones	183
20. Identificación de las compañías subsidiarias y asociadas	189
21. Hechos relevantes de la entidad	205
22. Declaración de responsabilidad	243
23. Estados financieros	247

Enel Américas es Open Power

Posicionamiento
Open Power

Propósito
Open power for
a brighter future.
We empower
sustainable progess.

Misión
- Abrimos el acceso a la energía a más personas.
- Abrimos el mundo de la energía a la nueva tecnología.
- Nos abrimos al nuevo uso de la energía.
- Nos abrimos a las nuevas formas de gestionar la energía para la gente.
- Nos abrimos a nuevas alianzas.

Visión

Open Power para resolver **algunos de los más grandes retos** de nuestro mundo.

Valores

- Confianza
- Proactividad
- Responsabilidad
- Innovación

Comportamientos

- Toma decisiones en la vida cotidiana y asume la responsabilidad.
- Comparte la información mostrándose abierto a la contribución con los demás.
- Mantiene los compromisos adquiridos, llevando adelante las actividades con compromiso y pasión.
- Modifica rápidamente sus prioridades si cambia el contexto.
- Lleva los resultados apuntando a la excelencia.
- Adopta y promueve comportamientos seguros y actúa proactivamente para mejorar las condiciones de salud, seguridad y bienestar.
- Se esfuerza por la integración de todos, reconociendo y valorizando la diferencia individual (cultural, género, edad, disabilidad, personalidad, etc.)
- En su trabajo está atento a asegurar la satisfacción del cliente y/o de los colegas, actuando con eficiencia y velocidad.
- Propone nuevas soluciones y no se rinde frente a obstáculos y fracasos.
- Reconoce el mérito de los colegas y da feedback que mejora la contribución dada.

3. Hitos 2019

ENERO

Enel Américas primera multinacional en Sudamérica con certificación Antisoborno ISO37001
Enel Américas recibió la certificación ISO 37001, que reconoce la efectividad de su sistema de gestión antisoborno consolidando así su liderazgo en asuntos de ética y transparencia. En 2018, la empresa ya había obtenido la certificación a su Modelo de Prevención de Riesgos Penales de acuerdo a la Ley 20.393.

Colombia: Alcaldía Peñalosa entregó 80.000 luminarias LED que modernizan el alumbrado público de Bogotá
Antes de finalizar la administración Peñalosa, Bogotá contaría con 150.000 nuevas luminarias LED. A través de su operador de red Enel-Codensa, invirtió más de COP$58.000 millones en la compra de luminarias LED.

Colombia: Empresas del Grupo Enel, primeras del país con certificación antisoborno
Enel-Codensa y Enel-Emgesa recibieron la certificación ISO 37001, que reconoce la efectividad de su sistema de gestión antisoborno. En 2017, las empresas ya habían sido reconocidas por la Secretaría de Transparencia de la Presidencia como "Empresas Activas Anticorrupción".

Argentina: Reconstrucción Subestación Brown
Se realizó la reconstrucción de la Sección III completa de celdas de Media Tensión con las correspondientes obras civiles.

FEBRERO

Enel Américas es incluida por primera vez en el Sustainability Yearbook 2019 de RobecoSAM
Como una de las empresas con mejores puntajes en su industria, Enel Américas calificó para su inclusión en The Sustainability Yearbook 2019 y recibió la distinción Industry Mover. A través de este reconocimiento la firma especialista en inversiones RobecoSAM, busca destacar a las compañías que han demostrado sus fortalezas en sostenibilidad.

Enel Américas anuncia su intención de realizar un aumento de capital por hasta 3.500 millones de USD
El día 27 de febrero, la Compañía comunicó su intención de realizar un aumento de capital por hasta 3.500 millones de USD, con el propósito de pagar la deuda que Enel Brasil contrajo en 2018 para comprar Eletropaulo, y a la vez disponer de fondos para reestructurar el pasivo del fondo de pensiones de Eletropaulo y reducir provisiones por contingencias en Brasil.

Standard & Poor's, Fitch Ratings, Moody's y Feller Rate mantiene rating y perspectiva luego de anuncio aumento de capital
Luego del anuncio del día 27 de febrero, las cuatro agencias de rating mantuvieron su calificación y perspectiva para la Compañía.

MARZO

Colombia: Más facilidad para pagar el pasaje del SITP, ahora con tarjeta Crédito Fácil Codensa
La tarjeta Crédito Fácil Codensa permitió usar hasta 4 pasajes por día, los cuales se pagaban al final de mes con la factura de energía de Enel-Codensa, sin ningún tipo de interés. Este servicio a disposición de los bogotanos, benefició a más de 800 mil personas.

Colombia: Lanzan iniciativa que lleva agua potable a instituciones educativas de Cundinamarca
Mediante un acuerdo entre la Fundación Enel Colombia y la Fundación Siemens, se realizó la instalación de filtros de tratamiento de agua para consumo humano en instituciones educativas. La iniciativa denominada VITAL: "Vida, Innovación, Tecnología y Agua Limpia" beneficia de manera directa a 70 estudiantes de San Antonio del Tequendama y 360 de Sibaté.

Perú: Recuperación de la operación comercial de la Central Hidroeléctrica Callahuanca
Después de más de dos años de actividades continuas y de realizar las gestiones pertinentes con la compañía aseguradora, concluyó exitosamente la reconstrucción de la central hidroeléctrica Callahuanca (84,1 MW), cuya infraestructura fuera dañada por el fenómeno de "El Niño Costero" el año 2017. La inversión ascendió a 40 millones de dólares.

Moody's afirma rating de Enel Américas y perspectiva cambia a "Estable"
El día 4 de marzo, Moody's confirma rating en "Baa3" y cambia perspectiva de "Negativa" a "Estable", explicado principalmente por la expectativa de una reducción en el nivel de endeudamiento con el anuncio de aumento de capital.

ABRIL

Enel Américas aprueba aumento de capital
La Junta Extraordinaria de Accionistas aprobó un aumento de capital por US$ 3.000 millones, cuyo objetivo es fortalecer la flexibilidad del balance de la Compañía para prepararla para una nueva etapa de crecimiento.

Argentina: Edesur logra importante mejora en calidad de servicio
En el verano 2019, gracias a las fuertes inversiones en la red, Edesur logró mejorar la calidad del servicio un 40%. Este sendero de mejora continua obedece a los esfuerzos de la empresa por seguir dotando a su red de mayor tecnología y confiabilidad.

Colombia: Enel-Emgesa recibe premio a la eficiencia energética
La Compañía fue reconocida por promover un mejor uso de los recursos energéticos en diferentes procesos operacionales y por aportar a la transición energética del país. El galardón fue entregado durante la quinta versión del Premio Nacional de Eficiencia Energética de ANDESCO.

Colombia: La iluminación LED se toma el alumbrado público de Sibaté y Villapinzón
Más de 3.200 luminarias fueron modernizadas con tecnología LED en Sibaté y más de 20.000 en Villapinzón, mejorando la calidad de vida de los habitantes del municipio. Los trabajos realizados son parte del contrato de alumbrado público que Enel-Codensa tiene con las administraciones municipales.

Perú: Llegó por primera vez a Perú la muestra inmersiva y digital "Da Vinci Experience",
Muestra que explora la obra del gran creador y visionario Leonardo da Vinci. En esta exposición se empleó tecnología sensory 4™ que reproducía en las paredes videos en full HD con las mejores obras de Da Vinci. Después de dos meses la exposición continuó su recorrido por Latinoamérica.

MAYO

Brasil: Enel South America Day y Día de la Innovación
Enel Brasil organizó, por primera vez, el Día Enel de América del Sur. El evento se celebró en Río de Janeiro el 2 de mayo. Además, el 6 de mayo, fue el turno de organizar el Día de la Innovación, el evento global de Innovación y Sostenibilidad de Enel, que también se celebró por primera vez en el país, en la Ciudad de São Paulo.

Colombia: Enel-Codensa presenta Enel X, su nueva línea de negocios para ofrecer productos y servicios innovadores, sostenibles y digitales
Esta nueva línea de negocios ofrece soluciones diferentes al servicio de energía para clientes en todo el país, dentro de los cuales se encuentran el desarrollo de sistemas fotovoltaicos con paneles solares, proyectos de movilidad eléctrica, iluminación, alumbrado público eficiente y productos y servicios para el hogar, entre otros.

Colombia: Enel-Emgesa instalará la primera batería de almacenamiento de energía de Colombia
Este innovador proyecto contó con una inversión de aproximadamente US$ 6 millones. El sistema de almacenamiento de baterías de iones de litio de 7 MW/3,9 MWh instalado en la Central Termozipa, aumenta su capacidad y contribuye a la confiabilidad del sistema eléctrico nacional.

Colombia: Lanzan proyecto para mejorar la productividad cacaotera de Huila en los próximos 30 años
El Efecto Cacao es una alianza entre la Agencia de Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID), Luker Chocolate, Fundación Luker, Enel-Emgesa Fundación Saldarriaga Concha y Eafit, la cual hace parte de las Alianzas Competitivas para la Equidad del Gobierno Nacional. Más de 400 familias del departamento del Huila fueron beneficiarias.

Perú: Exitosas emisiones de bonos de Enel Distribución Perú
En mayo y junio, la Compañía colocó bonos locales por 38 y 27 millones de dólares respectivamente. Ambas operaciones marcaron récord por el menor spread en el mercado peruano.

JUNIO

Enel Américas confirmada en el FTSE4Good Index Series
La Compañía ingresó a este índice en septiembre de 2017 en la categoría Emerging Markets y Latin America Index. Este índice fue creado en 2001 por la empresa de índices globales FTSE Russell, perteneciente a London Stock Exchange Group, e incluye más de 300 indicadores en 14 temas distintos, agrupados en tres pilares: ambiental, social y de gobierno corporativo.

Brasil: Enel Brasil recibió el Premio Nacional de Innovación 2019 de la Confederación de Industria de Brasil (CNI)
El Premio Nacional a la Innovación anual de la Confederación Brasileña de la Industria tiene como objetivo alentar y reconocer a las empresas que contribuyen al aumento de la competitividad de Brasil, a través del desarrollo de métodos y prácticas innovadoras. Enel Brasil fue galardonada en la edición de 2019 del premio como la empresa más innovadora en la categoría "Innovación en marketing" entre todos los sectores de la economía brasileña.

Colombia: Enel-Codensa es reconocida como una empresa sostenible
La Compañía recibió el Gran Premio Andesco a la Sostenibilidad 2019, en el marco del 21° Congreso de Servicios Públicos. La integración de la sostenibilidad en la estrategia de negocio y en sus decisiones operacionales, creando valor compartido con sus públicos de interés, fue uno de los factores para el reconocimiento. Otro factor fue la implementación y certificación del Sistema de Gestión Antisoborno, reforzando la importancia de la transparencia en las relaciones de negocio.

Colombia: Enel-Emgesa sigue impulsando proyectos productivos en el Huila con una cofinanciación superior a $13 mil millones
La consecución de estos recursos se dio gracias a un convenio entre la Gobernación del Huila, las alcaldías del área de influencia de El Quimbo y Enel-Emgesa, con el cual se busca fortalecer cadenas productivas como el café, cacao, y aguacate, al igual que la intervención de vías rurales, entre otros. Más de 14.000 familias de la región se benefician gracias a estas inversiones.

JULIO

Enel Américas celebra 25 años listada en NYSE
La Compañía cerró la jornada bursátil de Wall Street con el tradicional "Ring the bell", para celebrar los 25 años de cotización en el New York Stock Exchange. En la ceremonia también participó Enel Chile, que fue parte de Enersis S.A., la Compañía originalmente listada en la NYSE.

Enel Américas ratificada entre Best Emerging Markets Performers de Vigeo-Eiris.
En junio de 2018, la Compañía ingresó a la lista de los "Best Emerging Markets Performers" de Vigeo-Eiris, que cual incluye a las 800 empresas con mejor desempeño de 31 países de mercado emergentes.

Argentina: Firma del Activo Pasivo regulatorio
Edesur y el gobierno de Argentina acordaron transferir la concesión de Edesur a la jurisdicción de la Ciudad y la Provincia de Buenos Aires. En ese contexto, el Estado Nacional y Edesur han firmado un Acuerdo de Regularización de Obligaciones para poner fin a los reclamos recíprocos pendientes originados en el período 2006-2016, logrando así solucionar una situación desafiante de larga data.

Brasil: Enel Brasil galardonada como la empresa más innovadora en el sector eléctrico brasileño por el Premio Valor Inovação
Valor Econômico, el más importante periódico de negocios en Brasil, reconoce una vez al año a las principales empresas de innovación. Enel Brasil fue destacada como la empresa más innovadora en el sector eléctrico brasileño en 2019.

Colombia: Enel-Emgesa invirtió 6 mil millones de pesos colombianos para entregar agua en La Guajira
El sistema de distribución de agua potable beneficiará a más de 3.000 personas en el municipio de Maicao, en La Guajira. Las obras, que finalizan en diciembre de 2020, se ejecutan bajo el mecanismo de obras por impuestos al que se acogió Enel-Emgesa.

En Chile: "Da Vinci Experience" conmemora los 500 años de la muerte del genio renacentista.
Desde el 4 de julio y hasta el 6 de septiembre más de 82 mil personas pudieron conocer en el Museo Artequin de Santiago y en la estación de metro Quinta Normal parte de la vida y obra de Leonardo Da Vinci a través de un espectáculo multimedia. La muestra fue organizada en conjunto con la embajada de Italia y el Insitituto Italiano de Cultura.

Colombia: Madera retirada de El Quimbo es utilizada en la producción ladrillera del Huila
Más de 30 microempresas ladrilleras del departamento de Huila se han beneficiado con la madera y biomasa entregada gratuitamente por Enel-Emgesa. El volumen del material vegetal entregado, hasta ese momento, sirvió para elaborar la cantidad de ladrillos requeridos para la construcción de 500 viviendas de tamaño promedio.

AGOSTO

Enel Américas recibe Premio "Generación Empresarial - Diario Financiero" por su compromiso con la ética y la transparencia
Las empresas del Grupo en Chile, junto con Enel Américas, fueron reconocidas por la Fundación Generación Empresarial y el Diario Financiero con el mencionado premio por la promoción sistemática de la ética y de las mejores prácticas de compliance corporativo a nivel interno y externo, obteniendo una de las 3 mejores calificaciones entre 49 empresas participantes. La evaluación incluyó las herramientas y documentos formales de la Compañía, así como una valoración a la cultura ética y de transparencia.

Argentina: Enel X instala luminarias LED
Enel X consiguió totalizar 8.000 nuevas luminarias LED instaladas gracias a los convenios logrados con municipios.

Colombia: Enel-Codensa reconocida como una empresa inspiradora
La Compañía recibió, por segundo año consecutivo, el reconocimiento como Empresa Inspiradora 2019, entregado por la Fundación ANDI, por la iniciativa "Plan Semilla", programa que busca generar oportunidades de desarrollo para jóvenes pertenecientes a población vulnerable, brindándoles formación, en alianza con el SENA.

SEPTIEMBRE

Enel Américas concluye exitoso aumento de capital por 3 mil millones de dólares
Se trata del mayor aumento de capital realizado en América Latina en los últimos 5 años. El Gerente General, Maurizio Bezzeccheri agradeció el gran respaldo de los inversores y explicó que esta operación permitirá robustecer la estructura de capital de la compañía y generar espacio para nuevo crecimiento.

Colombia: Llega a Bogotá DaVinci Experience, una muestra de arte inmersivo
Las compañías del Grupo Enel en Colombia, conmemoraron los 500 años de la muerte del maestro italiano, Leonardo da Vinci, a través de una muestra de arte inmersivo. Esta exposición incluyó proyecciones cinematográficas a gran formato y la exhibición de 10 máquinas en escala real, así como una experiencia de realidad virtual.

Colombia: Enel-Codensa y la Universidad Nacional inauguran el primer laboratorio de innovación de alta tensión y energías renovables del país
Desde la nueva edificación, ubicada en la Universidad Nacional de Colombia en Bogotá, se consolidó una red de conocimiento y un espacio de innovación propicio, para afrontar los nuevos retos del sector, en el marco de la transformación energética. En este laboratorio, Enel-Codensa invirtió en 2019 más de 2 mil millones de pesos colombianos.

Enel Colombia es reconocida como la empresa más equitativa del sector de servicios públicos
La Compañía recibió el reconocimiento en el Ranking PAR de Equidad de Género en las Organizaciones 2019, desarrollado por Aequales. En cuatro años, Enel Colombia logró que las mujeres inscritas en el 'Plan Semilla', un programa que tiene como propósito formar a los jóvenes en carreras afines a la energía, aumentara de 1% a 38%.

Argentina: Edesur es la primera empresa Pet Friendly de Argentina
La oficina comercial de San José 190 abrió sus puertas a las mascotas de los clientes y Edesur se convirtió en la primera empresa de servicios pet friendly de Argentina. Se trata de una experiencia piloto que, en caso de resultar positiva, se extenderá al resto de las oficinas del área de concesión.

Perú: Enel Distribución celebró 25 años junto a clientes y autoridades
El evento reunió a los principales actores del sector energético peruano y a diversos líderes empresariales. Se mostraron los resultados positivos de la privatización del sector eléctrico a lo largo de estos años y se renovó el compromiso de la Compañía de seguir invirtiendo en la modernización del sector.

Fitch Ratings asigna rating "A-" y perspectiva "Estable" a Enel Américas
El día 9 de septiembre, Fitch Ratings realizó un upgrade en la clasificación internacional de "BBB+" a "A-", manteniendo perspectiva "Estable". Asimismo, la clasificación local cambió de "AA(cl)" a "AA+(cl)". Además, Fitch ha confirmado la calificación de la acción en "Primera Clase Nivel 1 (cl)".

OCTUBRE

Brasil: El CEO de Enel, Francesco Starace, lanza el proyecto Urban Futurability en São Paulo
Como parte del compromiso de Enel de liderar la transición energética, el CEO y Gerente General de Enel, Francesco Starace, lanzó el 9 de octubre el proyecto Urban Futurability, un laboratorio de Smart City's Future que instalará Enel São Paulo en el distrito de Vila Olimpia. F. Starace también asistió a uno de los paneles del Foro de Inversiones de Brasil, organizado por el Gobierno Federal. El evento es uno de los más importantes de Brasil y tiene como objetivo destacar las oportunidades de inversión en sectores estratégicos.

Enel Américas recibe premio "Project Sponsor of the year" de LatinFinance
La Compañía se convirtió así en el primer ganador de esta nueva categoría. El premio reconoce el sólido trabajo y liderazgo en la región, en un año donde se ha destacado, entre otras cosas, por el exitoso aumento de capital de más de US$3,000 millones.

Colombia: Enel-Codensa comprará 873 GWh año de energía renovable no convencional mediante contratos a largo plazo

La asignación fue realizada en la subasta de contratos a largo plazo, con la que el Gobierno Nacional buscó promover la entrada de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). Mediante su participación en esta subasta, Enel-Codensa ratifica su apoyo a la transición y transformación energética que se plantea en el país.

Colombia: Enel-Codensa modernizó la red eléctrica de Girardot y Alto Magdalena

Con una inversión cercana a los COP$20.000 millones, Enel-Codensa realizó las obras más importantes de los últimos 20 años en Girardot y en la Provincia de Alto Magdalena en Cundinamarca, con el fin de responder al crecimiento de la demanda de energía en la región y en pro de la calidad del servicio. Se construyó una suplencia subterránea de media tensión entre las subestaciones Mangos y Diamante.

Perú: Empresas del Grupo Enel, primeras del sector eléctrico del país con certificación Antisoborno

Enel Generación Perú, Enel Distribución Perú y Chinango SAC recibieron la certificación ISO 37001, que reconoce la efectividad de su sistema de gestión antisoborno.

NOVIEMBRE

Enel Américas participa en el Octavo Foro de las Naciones Unidas en Ginebra Suiza

Enel Américas presentó sus prácticas en el foro sobre Negocios y Derechos Humanos en la sesión "Corrompiendo la Agenda de Derechos Humanos: Cómo los negocios pueden apalancar prácticas anticorrupción para fortalecer el respeto por los Derechos Humanos". Este escenario contó con más de 2.000 participantes de organizaciones gubernamentales, empresariales, de la sociedad civil, inversionistas, organismos de las Naciones Unidas, entre otros; se resaltaron las experiencias y prácticas en materia de lucha contra la corrupción implementadas en Enel Américas y sus filiales en línea con el Objetivo de Desarrollo Sostenible 16 (Paz, justicia e instituciones sólidas).

Argentina: Primera empresa que se suma al régimen de generación distribuida

La empresa de tecnología EXO instaló 60 paneles solares con los que genera la energía que consume e inyecta el excedente a la red. Es el primer cliente industrial de la ciudad con medidor bidireccional.

Argentina: Nuevas estaciones de carga para vehículos eléctricos

Enel X instaló 60 estaciones de carga para vehículos eléctricos en todo el país, logrando unir así el extenso territorio argentino con la tecnología más moderna del mundo.

Brasil: Reconocida como Empresa Pro-Ética

Reconocimiento recibido de parte del Ministerio de la Transparencia del Gobierno Federal, completando así 3 ediciones consecutivas en ser identificada como una de las empresas en Brasil que promueve y trabaja con altos estándares éticos y de transparencia.

Colombia: Enel-Emgesa entregó dotación a escuelas en Baraya y Tello, Huila, bajo el mecanismo de obras por impuestos

La Compañía destinó más de COP$ 612 millones para el proyecto que benefició a más de 2.800 niños entre los 5 y 17 años. Los establecimientos educativos fueron dotados con 1.191 elementos para estudiantes de pre- escolar, primaria, bachillerato, así como para los docentes.

Perú: Puesta en servicio de SET Izaguirre a beneficio de 110 mil clientes

Entró en funcionamiento la Subestación Eléctrica de Transmisión (SET) Izaguirre, ubicada en el distrito San Martín de Porres. La instalación representa una inversión de PEN$42 millones y mejorará el servicio eléctrico de aproximadamente 110 mil clientes.

Perú: Ministerio del Trabajo y Promoción del Empleo premia a Enel Perú por Buenas Prácticas Laborales

Los reconocimientos son en la categoría "Promoción del equilibrio trabajo – familia" gracias al fomento de nuevas medidas de conciliación vida - familia y en la categoría "Prevención de riesgos en salud y seguridad laboral, acoso sexual y hostigamiento laboral" por las políticas, procedimientos y programas de formación en este campo.

DICIEMBRE

Enel Américas es distinguida como la mejor empresa de Chile por ALAS20

El reconocimiento fue otorgado por su liderazgo, consistencia, y excelencia en la divulgación pública de información sobre sus prácticas de relaciones con inversionistas, desarrollo sustentable, y gobierno corporativo.

Enel Américas realiza Investor Day

Con la presencia de más de 70 inversionistas, Enel Américas realizó su Investor Day para presentar el plan estratégico 2020-2022 de la Compañía. En este evento, certificado como carbon neutral, se presentó la estrategia sostenible de Enel Américas y su apuesta por consolidar un negocio cero emisiones directas, que ha demostrado ser exitoso en el ámbito social, medioambiental y económico, y que seguirá creciendo en una región donde las soluciones eficientes en el mercado de la energía son clave para mejorar la calidad de vida en las grandes urbes.

Perú: Enel Distribución y Enel Generación destacadas por ALAS20 en Sostenibilidad

La primera obtuvo el 3er lugar y la segunda el 2do lugar de Empresas Líderes en Sustentabilidad, quedando dentro del TOP3 de empresas participantes en el año 2019. Los reconocimientos son otorgados a las empresas que verdaderamente se destacan por su liderazgo en la divulgación pública de información sobre esta materia.

Brasil: Enel Distribución São Paulo alcanza los mejores indicadores de calidad en su historia

Enel Distribución São Paulo registró los mejores indicadores operativos en la historia de la Compañía. La frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI) alcanzó 3.93 veces en octubre (durante un período de 12 meses), que es el mejor índice entre todos los distribuidores de energía brasileños. Además, la duración promedio de interrupción del sistema (SAIDI) ascendió a 6,83 horas, el mejor indicador de la compañía y el cuarto mejor en el país.

Colombia: Enel-Emgesa inició el proceso de repoblamiento de peces en el río Magdalena

El proyecto, que contó con más de 10 años de investigación, incluyó la siembra de 200.000 alevinos de la especie Capaz, lo cual representa un hito para el país pues es la primera vez que se hace repoblamiento de esta especie en Colombia. El proceso completo busca la siembra de 2 millones de especies nativas a la cuenca alta del Río Magdalena en un periodo de un año.

Colombia: Enel-Codensa modernizó el alumbrado público de los municipios El Colegio y Lenguazaque

La Compañía modernizó más de 2.000 luminarias con tecnología LED en el municipio de El Colegio y otras 500 en Lenguazaque. Modernización que contribuye al progreso y desarrollo de los municipios, promueve el uso racional y eficiente de la energía, y disminuye su consumo hasta en un 45%. Lenguazaque y El Colegio se suman a otros cinco municipios de Cundinamarca que, a la fecha, ya cuentan con tecnología LED en el 100% de su alumbrado público.

Perú: Primer bus eléctrico público empezó a recorrer Lima

El Global Sustainable Electricity Partnership (GSEP) y las empresas miembros Enel X e Hydro-Québec incorporaron el primer bus eléctrico al sistema de transporte público de Lima con la colaboración de Protransporte y los Ministerios de Energía y Minas del Perú, de Transporte y Comunicaciones, y del Ambiente.

Moody's mantiene rating y cambia perspectiva a "Positiva"

El día 19 de diciembre, Moody's informa que mantiene rating en "Baa3" y cambia perspectiva de "Estable" a "Positiva", reflejando las expectativas de mejores operaciones y generación de flujo de efectivo que conduzca a un desapalancamiento continuo.

BRIGHT

04. PRINCIPALES INDICADORES FINANCIEROS

Principales indicadores financieros

	Al 31 de diciembre de cada año (1)					
	2014	2015	2016	2017	2018	**2019**
Activo total	**15.921.322**	**15.449.154**	**11.281.556**	**20.168.991**	**27.396.356**	**29.776.384**
Pasivo exigible total	**7.642.104**	**7.259.346**	**6.006.307**	**11.890.484**	**18.564.456**	**17.530.198**
Ingresos de explotación	7.253.876	5.301.440	5.197.286	10.438.003	13.184.062	14.314.112
EBITDA	**2.300.020**	**1.615.112**	**1.643.369**	**2.947.261**	**3.357.708**	**3.994.192**
Resultado neto(2)	610.158	661.587	383.060	709.043	1.201.381	1.614.085
Índice de liquidez	1,23	1,01	1,25	0,92	0,66	0,98
Coeficiente de endeudamiento(3)	0,92	0,65	1,14	1,44	2,10	1,43

	Al 31 de diciembre de cada año					
Negocio de generación	2014	2015	2016	2017	2018	**2019**
ARGENTINA						
Número de colaboradores	645	657	632	578	581	532
Número de unidades generadoras	25	25	29	29	29	29
Capacidad instalada (MW) (4)	4.522	4.522	4.419	4.419	4.419	4.419
Energía eléctrica generada (GWh)	14.390	15.204	13.124	14.825	13.949	12.974
Ventas de energía (GWh)	15.276	15.770	13.312	14.852	13.952	12.976
BRASIL						
Número de colaboradores	208	194	185	146	158	183
Número de unidades generadoras	13	13	13	17	17	17
Capacidad instalada (MW) (4)	987	987	974	1.354	1.354	1.354
Energía eléctrica generada (GWh)	5.225	4.398	3.665	4.034	3.755	5.292
Ventas de energía (GWh)	7.108	6.541	9.448	12.587	22.236	30.002
COLOMBIA						
Número de colaboradores	589	484	551	604	615	599
Número de unidades generadoras	32	36	36	36	36	36
Capacidad instalada (MW) (4)	3.059	3.459	3.457	3.467	3.499	3.506
Energía eléctrica generada (GWh)	13.559	13.705	14.952	14.765	14.052	15.250
Ventas de energía (GWh)	15.773	16.886	18.015	18.156	18.544	18.376
PERÚ						
Número de colaboradores	324	292	310	320	325	315
Número de unidades generadoras	27	27	27	27	30	30
Capacidad instalada (MW) (4)	1.949	1.983	1.934	1,979	1.985	1.987
Energía eléctrica generada (GWh)	9.062	8.801	8.698	7.430	8.106	8.244
Ventas de energía (GWh)	9.916	9.283	9.800	10.457	10.597	11.199

	Al 31 de diciembre de cada año (1)					
	2014	2015	2016	2017	2018	**2019**
TOTAL						
Número de colaboradores	1.766	1.627	1.678	1.648	1.679	1.629
Número de unidades generadoras	97	101	105	107	112	112
Capacidad instalada (MW) (4)	10.517	10.951	10.784	11.219	11.257	11.267
Energía eléctrica generada (GWh)	42.236	42.108	40.439	41.053	39.863	41.760
Ventas de energía (GWh)	48.073	48.480	50.575	56.051	65.329	72.553

	Al 31 de diciembre de cada año					
Negocio de distribución	2014	2015	2016	2017	2018	**2019**
ARGENTINA						
Ventas de energía (GWh)(5)	17.972	18.492	18.493	17.736	17.548	16.798
Número de clientes (5)	2.464.117	2.479.559	2.504.558	2.529.307	2.529.953	2.490.449
Pérdidas de energía	10,75%	12,30%	12,04%	12,04%	14,25%	15,50%
Número de colaboradores	3.823	4.142	4.290	4.251	3.760	3.511
Clientes / colaboradores	645	596	584	595	673	709
BRASIL						
Ventas de energía (GWh) (5)	22.842	22.776	22.809	34.876	61.310	80.682
Número de clientes(5)	6.500.500	6.754.327	6.943.600	9.974.471	17.143.979	17.233.637
Pérdidas de energía	16,42%	17,30%	16,10%	15,22%	14,00%	14,60%
Número de colaboradores	2.415	2.348	2.244	3.336	10.632	9.832
Clientes / colaboradores	2.732	2.877	3.237	2.990	1.612	1.753
COLOMBIA						
Ventas de energía (GWh) (5)	13.660	13.946	13.632	13.790	14.024	14.307
Número de clientes(5)	2.772.376	2.865.159	3.248.447	3.340.457	3.438.620	3.526.776
Pérdidas de energía	7,19%	7,30%	7,10%	7,84%	7,74%	7,67%
Número de colaboradores	1.043	947	1.337	1.376	1.529	1.504
Clientes / colaboradores	2.658	2.771	2.430	2.428	2.249	2.345
PERÚ						
Ventas de energía (GWh) (5)	7.338	7.624	7.782	7.934	8.045	8.211
Número de clientes(5)	1.293.503	1.336.610	1.367.044	1.396.966	1.422.608	1.433.638
Pérdidas de energía	7,95%	8,30%	7,80%	8,24%	8,09%	8,22%
Número de colaboradores	619	570	620	588	590	594
Clientes / colaboradores	2.090	2.191	2.216	2.376	2.411	2.414
Total						
Ventas de energía (GWh) (5)	61.812	62.838	62.715	74.337	100.927	119.998
Número de clientes(5)	13.030.496	13.435.655	14.063.649	17.241.201	24.535.160	24.684.500
Promedio Pérdidas de energía	10,58%	11,30%	10,76%	12,30%	10,96%	11,50%
Número de colaboradores	7.900	8.007	8.491	9.551	16.511	15.411
Clientes / colaboradores	1.649	1.678	1.656	1.805	1.486	1.599

(1) Cifras contables de acuerdo a instrucciones y normas emitidas por la CMF. Cifras en millones de pesos chilenos nominales para años 2014, 2015 y 2016, y cifras en miles de dólares para años 2017, 2018 y 2019. 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, 2018 y 2019 se considera la capacidad instalada neta, cuya diferencia con la capacidad instalada bruta radica en el descuento de autoconsumo.
(5) No se incluye consumos ni clientes no facturables (CNF).

BRIEF

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 Nº 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	Nº 175
Auditores externos	EY Audit SpA
Capital suscrito y pagado (USD)	9.783.875.314,4
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 76.086.311.036 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 2019, 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.	43.568.705.287	57,26%
Administradoras de Fondos de Pensiones	10.693.407.523	14,05%
ADR´S (Citibank N.A. según circular N°1.375 de la CMF)	5.063.569.028	6,66%
Fondos de Inversión Extranjeros	1.440.251.353	1,89%
Bancos Custodios	11.408.472.227	14,99%
Corredores de Bolsa, Cías. de Seguros y Fondos Mutuos	2.653.045.608	3,49%
Otros Accionistas	1.258.860.010	1,65%
Total Acciones	**76.086.311.036**	**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 57,262213% 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%
Capital Research and Management Company	5,03%
Otros Inversionistas (Institucionales y Retail)	71,37%
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 2019, Enel Américas era propiedad de 22.897 accionistas. Los doce mayores accionistas eran:

Nombre o Razón Social	Rut	Número de Acciones	Participación
ENEL SPA	59243980-8	43.568.705.287	57,26%
CITIBANK N.A. SEGUN CIRCULAR 1375 S.V.S.	59135290-3	5.063.569.028	6,66%
BANCO ITAU CORPBANCA POR CTA DE INVERSIONISTAS EXTRANJEROS	97023000-9	3.826.905.816	5,03%
BANCO DE CHILE POR CUENTA DE TERCEROS NO RESIDENTES	97004000-5	3.470.280.340	4,56%
BANCO SANTANDER POR CUENTA DE INV EXTRANJEROS	97036000-K	2.746.735.699	3,61%
AFP HABITAT S A PARA FDO PENSION C	98000100-8	1.636.171.795	2,15%
JP MORGAN SECURITIES INC	47009201-7	1.354.774.697	1,78%
AFP PROVIDA S.A. PARA FDO. PENSION C	76265736-8	1.304.096.888	1,71%
AFP CUPRUM S A PARA FDO PENSION C	76240079-0	874.378.342	1,15%
AFP CAPITAL S A FONDO DE PENSION TIPO C	98000000-1	827.524.845	1,09%
AFP HABITAT S A FONDO TIPO A	98000100-8	788.829.048	1,04%
BANCO DE CHILE POR CUENTA DE CITI NA NEW YORK CLIE	97004000-5	653.683.355	0,86%
Subtotal Doce Mayores Accionistas		**66.115.655.140**	**86,90%**
Otros 22.885 accionistas		9.970.655.896	13,10%
TOTAL 22.897 ACCIONISTAS		**76.086.311.036**	**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.

Cambios de mayor importancia en la propiedad

Durante el año 2019, los cambios de mayor importancia en la propiedad de Enel Américas fueron:

NOMBRE O RAZÓN SOCIAL	RUT	DV	N° DE ACCIONES AL 31/12/2018	N° DE ACCIONES AL 31/12/2019	VARIACIÓN PP
ENEL SPA	59243980	8	29.762.213.531	43.568.705.287	0,1815
CITIBANK N.A. SEGUN CIRCULAR 1375 S.V.S.	59135290	3	4.384.417.428	5.063.569.028	0,0089
BANCO ITAU CORPBANCA POR CTA DE INVERSIONISTAS EXTRANJEROS	97023000	9	2.344.499.854	3.826.905.816	0,0195
BANCO DE CHILE POR CUENTA DE TERCEROS NO RESIDENTES	97004000	5	3.210.128.764	3.470.280.340	0,0034
AFP HABITAT S A	98000100	8	1.671.887.493	3.415.942.773	0,0229
BANCO SANTANDER POR CUENTA DE INV EXTRANJEROS	97036000	K	2.401.980.484	2.746.735.699	0,0045
AFP PROVIDA S.A.	76265736	8	2.247.892.567	2.395.480.947	0,0019
AFP CUPRUM S A	76240079	0	1.633.734.907	2.041.715.525	0,0054
AFP CAPITAL S A	98000000	1	1.646.207.724	1.775.188.309	0,0017
JP MORGAN SECURITIES INC	47009201	7	761.063.736	1.354.774.697	0,0078
AFP MODELO S.A	76762250	3	485.430.607	664.919.210	0,0024
BANCO DE CHILE POR CUENTA DE CITI NA NEW YORK CLIE	97004000	5	0	653.683.355	0,0086
BANCHILE C DE B S A	96571220	8	632.343.103	472.409.018	-0,0021
AFP PLANVITAL S A	98001200	K	261.383.565	397.294.871	0,0018
BANCO DE CHILE POR CUENTA DE CITI NA LONDON CLIENT	97004000	5	0	322.252.105	0,0042
BANCO SANTANDER-HSBC BANK PLC LONDON CLIENT ACCOUN	97036000	K	178.732.113	248.522.220	0,0009
SANTANDER CORREDORES DE BOLSA LIMITADA	96683200	2	228.911.532	197.920.567	-0,0004
LARRAIN VIAL S A CORREDORA DE BOLSA	80537000	9	510.591.005	193.658.585	-0,0042
BTG PACTUAL CHILE S A C DE B	84177300	4	232.602.612	136.785.866	-0,0013
CREDICORP CAPITAL SA CORREDORES DE BOLSA	96489000	5	180.711.143	112.049.449	-0,0009
BANCHILE ADM GENERAL DE FONDOS S A	96767630	6	72.148.160	104.989.910	0,0004
NEVASA S.A CORREDORES DE BOLSA	96586750	3	84.173.496	95.153.974	0,0001
SOC ADM DE FDOS DE CESANTIA DE CHILE II SA FDO CESANTIA	76237243	6	63.857.081	94.432.227	0,0004
FONDO MUTUO ETF IT NOW IPSA	96980650	9	83.225.232	89.037.332	0,0001
VALORES SECURITY S A C DE B	96515580	5	161.924.711	86.559.401	-0,0010
BCI C DE B S A	96519800	8	145.365.493	75.077.782	-0,0009
FONDO MUTUO SECURITY INDEX FUND CHILE	76724796	6	95.163.598	68.648.776	-0,0003
MONEDA RENTA VARIABLE CHILE FONDO DE INVERSION	96684990	8	70.409.000	64.766.350	-0,0001
BOLSA DE COMERCIO DE SANTIAGO BOLSA DE VALORES	90249000	0	79.450.154	15.248.732	-0,0008
BOLSA ELECTRONICA DE CHILE BOLSA DE VALORES	96551730	8	51.307.517	9.859.722	-0,0005
BICE INVERSIONES CORREDORES DE BOLSA S A	79532990	0	236.490.136	58.129.734	-0,0023
FONDO MUTUO SECURITY SELECTIVO	76724781	8	24.198.984	10.501.887	-0,0002
FONDO MUTUO COMPASS ACCIONES CHILENAS	96804330	7	23.061.699	10.101.922	-0,0002
FONDO MUTUO BTG PACTUAL ACCIONES CHILENAS	96966250	7	21.900.728	7.236.515	-0,0002
MBI ARBITRAGE FONDO DE INVERSION	76023598	9	175.518.448	26.692.310	-0,0020

Transacciones bursátiles efectuadas por personas relacionadas durante el año 2019

Tipo de persona	RUT sujeto	DV	Nombre / Razón social	Fecha transacción	Fecha comunicación de la transacción a la S.A.	Serie	Nro. acciones transadas	Precio unitario	Monto transacción	Observaciones
Persona Jurídica	59.243.980	8	Enel SpA	28/08/2019	28/08/2019	Única	294.771.295	116,97	34.479.111.564	
Persona Jurídica	79.880.230	5	Inversiones Santa Veronica Ltda	24/07/2019	24/07/2019	Única	1.644.618	112,1	184.376.529	Sociedad relacionada a director Hernán Somerville Senn. Estas acciones quedaron en custodia de Credicorp
Persona Jurídica	59.243.980	8	Enel SpA	15/07/2019	15/07/2019	Única	10.639.088.791	110,41	1.174.628.769.683	

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 2019 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

P

Presidente
Francisco de Borja Acha Besga
Licenciado en Derecho Universidad Complutense de Madrid
DNI: 05263174-S
A partir de 28.04.2016 [1]

D

DIRECTORES

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

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

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

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]

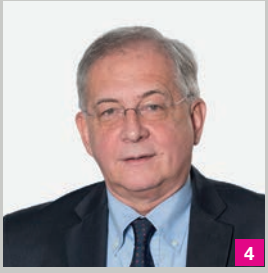
Domingo Cruzat Amunátegui
Ingeniero Civil Industrial
Universidad de Chile
MBA The Wharton School de la
Universidad de Pennsylvania
Rut: 6.989.304-K
A partir de 28.04.2016

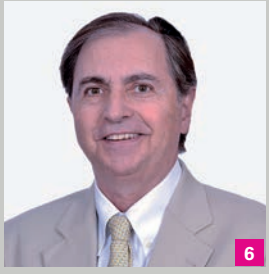
Patricio Gómez Sabaini
Licenciado en Administración de Empresas
George Mason University, Virginia
Master en Administración de Empresas
George Washigton University, Washington DC
Pasaporte: 16941675N
A partir de 28.04.2016

[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.

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 30 de abril de 2019. 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.

- Durante el año 2019 se implementó el Programa de Formación de Directores, con el objeto de aportar a la actualización de conocimiento de los Directores a través de sesiones de capacitación en diversas materias. Alguno de los temas que se trataron durante el año 2019 se refieren a "Aspectos relevantes de Sostenibilidad: Análisis de Entidades Certificadores e Indicadores de Seguimiento", "Nuevas Normas Contables aplicables a la Compañía", entre otros.

- La Compañía, con antelación a la celebración de la Junta de Accionistas, publica en su página web los curriculum vitae de los candidatos a Directores para que los accionistas de la Compañía puedan informarse oportunamente sobre las capacidades, condiciones, experiencias de los candidatos.

- La Política de Riesgos de la Compañía, fue aprobada en sesión de Directorio de fecha 23 de marzo de 2016. El Directorio se reúne al menos trimestralmente con la Gerencia de Riesgos, para analizar la matriz de riesgos, que incluye los riesgos de sostenibilidad, y medidas de mitigación de estos.

- La Compañía ha establecido un procedimiento de inducción a los nuevos directores en aquellas materias que se consideran necesarias para el buen ejercicio de su cargo y que les permita una integración efectiva e informada al negocio social. Este consiste en el envío de documentación relativa a la misión, visión, principios y valores corporativos de la Sociedad, negocios y objetivos estratégicos de la Sociedad, mercados en los cuales ésta opera, situación económica-financiera de la Compañía, políticas de inclusión, diversidad y sostenibilidad, control de riesgos, entre otros.

- La Compañía cuenta con planes de contingencia diseñados para reaccionar frente a la materialización de eventos críticos o situaciones de crisis, a través de la formación de comités ad-hoc, conformados por personas expertas para afrontar la crisis o el evento que se trate.

- El Directorio se reúne con Auditoría Interna periódicamente para analizar el plan de auditoría anual, realizar monitoreo de los planes de acción, examinar la efectividad del modelo de prevención de delitos implementado por la sociedad, además de otros asuntos que se detallan en la sección de Ética y Transparencia.

- El Directorio se reúne con la Gerencia de Sostenibilidad trimestralmente, para analizar, entre otros temas, la efectividad de las políticas adoptadas por la sociedad en materia de responsabilidad social y desarrollo sostenible y la existencia de metas y la evolución que han tenido los indicadores de sostenibilidad.

- El Directorio se reúne con los Auditores Externos trimestralmente, dando cumplimiento a la práctica voluntaria contenida en la Norma de Carácter General N°385 de la Comisión para el Mercado Financiero, para examinar materias relativas al plan de auditoría y otros.

- El Directorio cuenta con un sistema de despacho electrónico, que permite a los directores acceder de manera segura, remota y permanente a la documentación relativa a las sesiones de directorio, la que es puesta a disposición de los directores con una antelación mínima de 3 días previos a cada sesión. Tiene también por objeto la gestión "paperless" de toda la documentación que se pone a disposición de los miembros del directorio.

- La Sociedad cuenta con un Canal Ético, regido por la política de whistleblowing, el cual ha sido debidamente comunicado a los trabajadores de la Compañía. Este canal es extensivo a los trabajadores, contratistas, proveedores, clientes, comunidades y demás partes interesadas, manteniendo acceso disponible por medio telefónico, presencial y digital a través de la página web de la Compañía. Las denuncias son posteriormente investigadas por la Gerencia de Auditoría y reportadas al Comité de Directores.

- Desde el año 2017, el Directorio ha puesto en práctica la realización de al menos dos visitas anuales a alguna dependencia o instalación del Grupo Enel, para conocer el estado y funcionamiento de esas dependencias e instalaciones y las principales funciones y preocupaciones de quienes se desempeñan en las mismas.

- Los estatutos de la Compañía, no contemplan la designación de Directores 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 30 de abril de 2019, acordó la remuneración que corresponde al directorio y comité de directores de Enel Américas para el ejercicio 2019. 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 2019 fue de US$ 621.804 y se detalla en la siguiente tabla. El Directorio no incurrió en gastos adicionales en asesorías externas.

2019

Montos en US$ Nombre	Cargo	Retribución Fija Directorio	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias Directorio	Retribución Fija Comité	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias Comité	**Total 2019**
Francisco de Borja Acha (1)	Presidente					
José Antonio Vargas Lleras (1)	Director					
Livio Gallo (1)	Director					
Enrico Viale (1)	Director					
Hernán Somerville Senn	Director	102.832	56.552	34.277	13.607	207.268
Domingo Cruzat Amunátegui	Director	102.832	56.552	34.277	13.607	207.268
Patricio Gómez Sabaini	Director	102.832	56.552	34.277	13.607	207.268
Total General		**308.496**	**169.656**	**102.832**	**40.820**	**621.804**

El total de los gastos por concepto de remuneraciones durante el año 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.

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	3
Entre 61 y 70 años	3
Mayor a 70 años	1
Total general	**7**

Número de personas por antigüedad:	
Menos de 3 años	0
Entre 3 y 6 años	6
Más de 12 años	1
Total general	**7**

Gastos en asesoría del Directorio

Durante el año 2019, el Directorio no realizó gastos en asesorías.

Propiedad sobre Enel Américas

Al 31 de diciembre de 2019, según el Registro de Accionistas, ninguno de los directores vigentes presentaba propiedad so-

bre la Compañía. Sin embargo, el Director Sr. Hernán Somerville es accionista controlador de Inversiones Santa Verónica Limitada, propietaria de 6.689.400 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 Auditoría, 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 1 de enero de 2019 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 30 de abril de 2019 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 30 de abril de 2019, 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 13 veces durante el año 2019.

Durante el ejercicio 2019 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 27 de febrero de 2019, por unanimidad, se declaró examinados los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2018, 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 extraordinaria de 25 de abril de 2019, el Comité de Directores, por unanimidad de sus miembros, declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de la Compañía al 31 de marzo de 2019, sus Notas, Estados de Resultado y Hechos Relevantes.

En sesión extraordinaria de 25 de abril de 2019, 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 extraordinaria de 31 de julio de 2019, el Comité de Directores, por unanimidad de sus miembros, declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de la Compañía al 30 de junio de 2019, sus Notas, Análisis Razonado, Estados de Resultados y Hechos Relevantes, así como la opinión de los Auditores Externos emitida "sin salvedad" con fecha 31 de julio de 2019, suscrita por don Gastón Villarroel Olivares, socio de EY Audit SpA.

En sesión ordinaria de fecha 28 de octubre de 2019, el Comité de Directores, por unanimidad de sus miembros, declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de la Compañía al 30 de septiembre de 2019, 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

En sesiones ordinarias de fechas 23 de enero, 27 de febrero, 27 de marzo y 25 de noviembre, todos de 2019, 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

Durante el ejercicio 2019, el Comité de Directores no examinó nuevas operaciones entre partes relacionadas, sin perjuicio del análisis de los informes de los auditores externos sobre operaciones con partes relacionadas anteriormente aprobadas.

4. Supervisión y Evaluación de los Auditores Externos

En sesión ordinaria de 27 de febrero de 2019 el Comité acordó, por unanimidad de sus miembros, calificar de razonable el trabajo de los Auditores Externos de la Compañía, EY Audit SpA , realizado durante el ejercicio 2018.

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

En sesión ordinaria de 27 de febrero de 2019, 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, EY Audit SpA, de fecha 27 de febrero de 2019. Se indicó, además, que si bien la norma descrita había sido derogada, la obligación legal de que ninguna sociedad que no haya sido formalmente autorizada por las autoridades públicas competentes puede invadir el giro privativo de los bancos o desarrollar la correduría de dinero, subsiste.

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

El Comité de Directores examinó esta materia en sesión ordinaria de 27 de febrero de 2019. 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 durante el 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 27 de febrero de 2019, el Comité de Directores acordó, por la unanimidad de sus miembros, dejar constancia que había tomado conocimiento formal y expreso de la Carta de Control Interno de fecha 27 de febrero de 2019, preparada por EY Audit SpA para dar cumplimiento a la normativa referida.

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

En sesión ordinaria de 27 de febrero de 2019 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. Honorarios Auditores Externos Ejercicio 2018

En sesión ordinaria de 23 de enero de 2019, 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 2018.

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.

9. Contrato de auditoría externa entre Enel Américas S.A. y EY Audit SpA para ejercicio 2019

En sesión ordinaria de 30 de abril de 2019, 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.

10. Proposición de Auditores Externos

En sesión ordinaria de 27 de marzo de 2019, el Comité de Directores, por la 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 2019: 1° EY; 2° PKF y 3° BDO. Los fundamentos considerados relevantes para proponer, en primer lugar, a EY 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.

11. Formulario 20-F ante la Securities and Exchange Commission (SEC) de los Estados Unidos de América

En sesión ordinaria de 25 de abril de 2019, el Comité de Directores declaró, por la 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.

12. Proposición de Clasificadores Privados de Riesgo

En sesión de ordinaria de 27 de febrero de 2019, 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 Services y Standard & Poor International Ratings Services como clasificadores privados de riesgo internacional, para el ejercicio 2019.

13. Análisis de denuncias al Canal Ético

En sesiones ordinarias de 23 de enero de 2019 y 29 de agosto de 2019, 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.

14. Examen del sistema de remuneraciones y planes de

compensación de los gerentes, ejecutivos principales y trabajadores de la Compañía

En sesión ordinaria de 26 de junio de 2019, 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.

15. Propuesta de presupuesto del Comité de Directores para ejercicio 2019

En sesión ordinaria de 27 de febrero de 2019, el Comité de Directores, aprobó por unanimidad de sus miembros la proposición del Presupuesto del Comité de Directores para el ejercicio 2019, 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 2019, a fin de que ésta resolviera en definitiva su determinación conforme a sus atribuciones.

16. Análisis de Gastos en Auditoría Externa Año 2018

En sesión ordinaria de 23 de enero de 2019, se declararon por la unanimidad de sus miembros, examinados los pagos efectuados a los auditores externos por Enel Américas y sus filiales a distintas firmas de auditoría externa durante el ejercicio 2018, 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.
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 30 de abril de 2019.

P

Presidente
Francisco de Borja Acha Besga
Licenciado en Derecho Universidad Complutense de Madrid
DNI: 05263174-S
A partir de 28.04.2016

CEO

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

G

GERENCIAS

Gerente de Auditoría Interna
Raffaele Cutrignelli [1]
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

Gerente de Administración, Finanzas y Control
Aurelio Bustilho de Oliveira
Administración de Empresas
Universidad de Brasilia
MBA de Universidad Federal Rio Janeiro/ COPPEAD
Rut: 26.537.505-7
A partir de 01.10.2018

Fiscal y Secretario del Directorio
Domingo Valdés Prieto [1]
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

Gerente de Planificación y Control
Paolo Pescarmona [2]
Master en Economía y Comercio
Universita degli studi di Torino, Turin
Pasaporte N° YB3239236
A partir del 15.11.2019

Gerente Enel X South America
Simone Tripepi
Ingeniero
Universita Degli studi di Roma "Tor Vergata"
Rut 25.067.660-3
A partir del 29.08.2019

[1] También desempeñan los mismos cargos en Enel Chile.
[2] Paolo Pescarmona asumió el 15.11.2019 en reemplazo de Bruno Stella.
Francisco Miqueles asumió el 26 de febrero de 2020 en reemplazo de Paolo Pescarmona

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

2. GERENTE DE AUDITORÍA INTERNA
Raffaele Cutrignelli (1)
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 ADMINISTRACIÓN, FINANZAS Y CONTROL
Aurelio Bustilho de Oliveira
Administración de Empresas
Universidad de Brasilia
MBA de Universidad Federal Rio Janeiro/ COPPEAD
Rut: 26.537.505-7
A partir de 01.10.2018

4. FISCAL Y SECRETARIO DEL DIRECTORIO
Domingo Valdés Prieto (1)
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

5. GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL
Paolo Pescarmona (2)
Master en Economía y Comercio
Universita degli studi di Torino, Turin
Pasaporte N° YB3239236
A partir del 15.11.2019

6. GERENTE ENEL X SOUTH AMERICA
Simone Tripepi
Ingeniero
Universita Degli studi di Roma "Tor Vergata"
Rut 25.067.660-3
A partir del 29.08.2019

(1) También desempeñan los mismos cargos en Enel Chile.
(2) Paolo Pescarmona asumió el 15.11.2019 en reemplazo de Bruno Stella.
Francisco Miqueles asumió el 26 de febrero de 2020 en reemplazo de Paolo Pescarmona

Remuneración a los gerentes y principales ejecutivos

Durante 2019, las remuneraciones y beneficios percibidos por el gerente general y ejecutivos principales de la empresa ascendieron a US$ 2.255 miles de retribución fija y US$ 21 miles en beneficios.

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$ 99 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 2019, el monto fue de US$ 5.872, 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 2019.

Propiedad sobre Enel Américas

Al 31 de diciembre de 2019, 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 existe 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 José 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
Fabio Destefani
Ingeniero Electricista
Universidad Federal Fluminense

Enel Generación Fortaleza
Raffaele Enrico Grandi
Licenciado en Ciencias Económicas
Universidad de Génova (Italia)

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

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

Enel Distribución Ceará
Charles de Capdeville
Ingeniero Electricista
Universidad de Santa Úrsula

Enel Distribución Goiás
José Luis Salas Rincon
Ingeniero Electricista
Universidad Rafael Urdaneta

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

Colombia

Emgesa
Marco Fragale
Ingeniero Mecánico
Politecnico de Milán

Codensa
Bertoli Francesco
Ingeniero Mecánico
Universidad de Brescia

Perú

Enel Generación Perú
Rigoberto Novoa Velasquez
Ingeniero Mecánico Eléctrico
Universidad Nacional de Ingeniería - Lima

Enel Distribución Perú
Simone Botton
Ingeniero Electricista
Universidad Bologna - 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 2019, era la siguiente:

	Ejecutivos principales y otros gerentes	profesionales y técnicos	Colaboradores y otros	Total
Enel Américas	6	43	4	53
Enel Brasil	9	66	-	75
Cachoeira	-	76	30	106
Fortaleza	2	40	21	63
Volta Grande	-	8	6	14
Cien	1	27	5	33
Rio	9	923	181	1.113
Ceará	12	698	408	1.118
Goias	4	1.008	107	1.119
Sao Paulo	15	3.090	3.362	6.467
Costanera	-	67	331	398
Chocón	1	36	11	48
Edesur	17	1.668	1.834	3.519
Enel trading Arg	1	30	-	31
Dock Sud	1	53	32	86
CTM y TESA	-	4	-	4
Gx Perú	16	306	-	322
Dx Perú	22	582	-	604
Emgesa	15	591	-	606
Codensa	25	1.473	2	1.500
Total	**156**	**10.789**	**6.334**	**17.279**

(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	-
Masculino	6
Total general	**6**

Número de personas por nacionalidad:	
Chilena	1
Brasileña	1
Italiana	4
Total general	**6**

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

Número de personas por antigüedad:	
Menos de 3 años	3
Entre 3 y 6 años	2
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	19
Masculino	34
Total general	**53**

Número de personas por nacionalidad:	
Brasileña	2
Chilena	47
Española	2
Peruana	1
Rumana	1
Total general	**53**

Número de personas por rango de edad:	
Menor a 30 años	16
Entre 30 y 40 años	17
Entre 41 y 50 años	10
Entre 51 y 60 años	9
Entre 61 y 70 años	1
Total general	**53**

Número de personas por antigüedad:	
Menos de 3 años	14
Entre 3 y 6 años	9
Más de 6 y menos de 9 años	8
Entre 9 y 12 años	3
Más de 12 años	19
Total general	**53**

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

Contenidos:	
Directivos	0%
Mandos intermedios - Nivel 1	72%
Mandos intermedios - Nivel 2	128%
Mandos intermedios - Nivel 3	67%
Profesionales - Nivel 1	91%
Profesionales - Nivel 2	97%
Administrativos	143%
Media	91%

Actividades de recursos humanos

Relaciones laborales

En el año 2019 se efectuó el proceso de negociación colectiva con los dos sindicatos de la empresa, correspondiendo en primer lugar en julio cerrar el Contrato Colectivo del Sindicato de Profesionales en una negociación reglada, culminando con un proceso de negociación anticipada con el Sindicato de Administrativos en noviembre. Ambos procesos culminaron con la satisfacción de las partes y en paz social con instrumentos colectivos con una vigencia de tres años.

Asimismo, durante el año 2019 y como es habitual, se continuó con el programa de reuniones periódicas con los sindicatos de la Compañía, permitiendo avanzar en la consolidación del diálogo abierto con los representantes de los trabajadores y en un muy buen clima laboral.

Seguridad y salud laboral

Para Enel Américas, resguardar la Salud y Seguridad de sus trabajadores son elementos fundamentales que responden a la preocupación de la organización por mantener personas sanas y aptas para el oficio que desempeñan, así como también evitar y controlar la ocurrencia de incidentes y/o enfermedades con causa u ocasión del trabajo.

Dado lo anterior, en temas de Salud Preventiva e informativa, destacan las siguientes iniciativas:

Difusión y promoción de salud

Conjunto de actividades (postales, afiches, mailing, gráficas, concursos, entre otros) que tienen por objetivo, capacitar, educar y mejorar la Calidad de Vida y Salud de los trabajadores.

> **Marzo/Campaña Anti estrés:** recomendaciones prácticas para afrontar situaciones de estrés en el entorno laboral.
> **Abril/Campaña de Inmunización: invitación** masiva para vacunación contra la influenza.
> **Mayo/Campaña Antitabaco:** consejos para prevenir y evitar su consumo.
> **Junio/Campaña Cáncer de Colon y Cáncer Gástrico:** recomendaciones para la detección y prevención oportuna de estas enfermedades a través del examen Preventivo de Salud.
> **Julio/Campaña de Prevención Enfermedades Virales y Respiratorias:** recomendaciones prácticas para prevenir posibles contagios.
> **Agosto/Campaña Cuidado del Corazón:** conjunto de recomendaciones que tienen por objetivo promover el autocuidado.
> **Septiembre/Campaña Cáncer de próstata y Cervicouterino:** consejos para su detección a través del examen Preventivo de Salud.
> **Octubre/Campaña Prevención del Cáncer de Mama:** invitación a participar de la prevención de esta enfermedad mediante la detección precoz/autoexamen.
> **Noviembre/Campaña Alimentación Saludable:** consejos para una mejor alimentación y 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 trabajadores 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 vacuna contra la influenza estacionaria, además de tener activo todo el año el uso del Programa Medicina del Viajero (beneficio de vacunas preventivas para trabajadores que deben realizar laborales en otros países) .

- **Vacuna influenza estacionaria: 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

Programa preventivo que busca generar cambios en las conductas y hábitos a través de evaluaciones nutricionales y ejercicios de acondicionamiento físico direccionados, mejorando los parámetros médicos alterados. Este programa está dirigido para todos los trabajadores que según evaluación en examen preventivo se encuentren con dos o más factores de Riesgo Cardiovascular.

Gestión de personas

Gestión del clima laboral

Para Enel Américas la gestión del clima laboral y el compromiso son pilares fundamentales en la estrategia de la empresa. Bianualmente se aplica la Encuesta de Clima y Seguridad, cuya última aplicación se realizó el año 2018 y contó con una participación del 93% de la dotación 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.

Durante el 2019 se ejecutaron 82 acciones en las diversas gerencias de las empresas de Grupo Enel en Chile. Entre ellas destacan, la formación de comités de clima, con el objetivo de trabajar el ambiente laboral con una representación transversal de los equipos.

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.

Durante 2019, en relación a las acciones que impulsan la meritocracia y el reconocimiento, se estableció un nuevo programa de Reconocimiento en una versión renovada, Protagonistas Enel, 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, y por otra donde la organización identifica aquellas iniciativas que han sido de alto valor para la compañía. Así también se han mantenido las ceremonias masivas por empresa donde se reconoce a los colaboradores destacados, trayectoria laboral, entre otras iniciativas.

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. A través de Open Feedback, se incentiva la cultura de retroalimentación continúa entre toda la red laboral, durante todo el año, dirigiendo el desarrollo de los colaboradores, así como también, a la conformación de equipos de alto desempeño.

Se realizó un fuerte trabajo en torno al fortalecimiento de prácticas de flexibilidad laboral como son el trabajo a distancia y el ingreso diferido. Así como un sin número de actividades de trabajo colaborativo y camaradería cuyo principal foco fue desarrollar competencias relacionales y de contribución en los equipos de trabajo, para fortalecer la confianza y alinear en la consecución de objetivos comunes.

Diversidad

En Enel Américas, 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, discapacidad y transversal. Esta política promueve los princi-

pios 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. Adicionalmente, se cuenta con un Programa Parental (Hombres y Mujeres), destinado a equilibrar las necesidades de los padres y madres con su desarrollo profesional, éste contempla entrevistas durante los periodos de pre y posnatal, apoyo nutricional, actividades de deporte para embarazadas. Charlas sobre parentalidad abarcando temas como bullying y ciberacoso, efectos del uso de dispositivos electrónico, prevención de consumo de alcohol y drogas, ente otros, dictadas por especialistas.

En la dimensión de **Edad** y sumado al contexto de transformación digital de la compañía, contamos con una 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 cultural. Este apoyo personal y profesional al nuevo empleado lo sitúa en lo que será su dinámica del día a día. Además, se contempla la transferencia de los conocimientos desde las personas, jóvenes y senior.

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. Este año se implementó la celebración y conmemoración de fiestas patrias de nuestros compañeros de nacionalidad extranjera y residentes en Chile, a través de un saludo y almuerzo especial en el casino.

En la dimensión de **Discapacidad**, 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 situación de 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 cuanto a dimensión **Transversal**, desde ella se impulsan cursos y talleres de sensibilización sobre comportamientos y valores relacionados con la diversidad y la inclusión y acciones de Flexibilidad Laboral. En este contexto se realizó la Semana de la D&I, donde se llevaron a cabo 4 interesantes charlas de "Inclusión Laboral de personas con "Discapacidad", "Equidad de Género", "Acoso Sexual" y "Acoso Laboral".

También se participa de una alianza con la Red de Empresa Inclusivas de Sofofa, ReIN, donde de manera mensual se comparten mejores prácticas con más de 30 empresas. Por segundo año consecutivo, el grupo Enel en Chile participó en la campaña Teletón, que, si bien se suspendió hasta abril del 2020, igual se contó 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 2019 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 492 colaboradores en el programa en Enel en Chile, 11 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 establecidas por las normativas vigentes. Esta iniciativa contribuye al equilibrio vida laboral y familiar, junto con su calidad de vida.

Adicionalmente, se realizaron durante el 2019, 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 4 y 15 años, que se realizan durante el primer mes del año y en el período de vacaciones escolares de invierno.

Durante el año se realizan diversos eventos que fomentan la conciliación trabajo familia, entre los más relevantes está "Ven a mi cumpleaños", celebración que se realiza en el estadio corporativo para los niños hasta los 12 años; Primer día de clases, actividad que permite a los padres acompañar a sus hijos el primer día de clases y poder retornar más tarde a retomar sus actividades laborales. 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 2019 se generaron un total de 9 vacantes en Enel Américas, de las cuales un 56% corresponde a coberturas mediante modalidad interna. De la fuerza laboral externa que ingresó en 2019 (44% del total de vacantes para Enel Américas) un 44% 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 2019, se contabilizaron 3 alumnos.

A nivel transversal y considerando las distintas líneas de negocio presentes en Enel Américas, un 67% se concentra en AFC y con un 33% restante en Enel X.

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. Durante el año 2019 se utilizó la plataforma On-Boarding que permitido dar una mejor experiencia a los nuevos ingresos, y agilizar el proceso para los usuarios.

Acción educativa

Capacitación

El programa de capacitación 2019 de Enel Américas se construyó y ejecutó para abordar necesidades formativas en tres ámbitos fundamentales: el primero fue la formación en idiomas, el segundo fue la formación técnica de negocio y el tercer ámbito fue la formación de modelo de liderazgo de la compañía. Para llevar a cabo esto, se realizó una detección de necesidades que permitió identificar, conjuntamente entre el área de Formación, el Business Partner, el colaborador y su gestor, las brechas de conocimientos y habilidades necesarias para mejorar la productividad en el puesto de trabajo, además de desarrollar nuevas habilidades alineadas al plan estratégico de la Compañía.

En materia de idiomas, el inglés, italiano y portugués fueron las principales necesidades detectadas y abordadas durante el año. Entre éstos, el inglés e italiano fueron prioritarios de cara a poder entregar a los trabajadores las competencias necesarias para comunicarse eficazmente con sus colegas de otros países. Paralelamente, el programa de capacitación proporcionó conocimientos técnicos del negocio eléctrico a través de cursos y especialmente el diploma interno de Mercados Eléctricos, impartido por la Universidad de Chile, bajo un diseño especialmente elaborado para nuestras necesidades.

En este mismo contexto, también destaca el programa de liderazgo "Gestor Enel" que busca desarrollar en los gestores de la Compañía las habilidades de líder coach, necesarias para guiar a sus equipos en los nuevos desafíos de crecimiento y consolidación estratégica que impulsa hoy la Compañía.

Finalmente, focos como la transformación digital y la seguridad de las personas han constituido ámbitos de especial atención que han sido parte del programa de formación implementado durante el año.

BRIGE

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 y de la Bolsa Electrónica de Chile, mientras que en Estados Unidos es en la New York Stock Exchange (NYSE).

Bolsa de Comercio de Santiago

Durante 2019, en la Bolsa de Comercio de Santiago, se transaron 23.299 millones de acciones, lo que equivale a CLP$2.994.363 millones. El precio de cierre de la acción a diciembre fue de CLP$167,00.

Períodos	Unidades	Montos (Pesos chilenos)	Precio Promedio
1er trimestre 2017	2.229.781.463	273.721.586.257	122,90
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**
1er trimestre 2019	4.825.385.785	612.155.765.545	126,65
2do trimestre 2019	5.267.937.965	605.331.164.210	114,48
3er trimestre 2019	6.199.801.001	741.799.163.682	119,68
4to trimestre 2019	7.005.472.367	1.035.076.977.567	149,30
Total 2019	**23.298.597.118**	**2.994.363.071.004**	**127,53**

Bolsa Electrónica de Chile

En la Bolsa Electrónica de Chile se transaron, durante 2019, la cantidad de 718 millones de acciones, lo que equivale a CLP$90.852 millones. El precio de cierre de la acción a diciembre fue de CLP$164,52.

Períodos	Unidades	Montos (Pesos chilenos)	Precio Promedio
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**
1er trimestre 2019	96.739.255	12.233.577.575	128,50
2do trimestre 2019	112.668.680	13.216.085.533	114,92
3er trimestre 2019	321.016.940	37.641.372.132	119,55
4to trimestre 2019	187.247.739	27.761.301.991	149,58
Total 2019	**717.672.614**	**90.852.337.231**	**128,14**

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 2019 en Estados Unidos se transaron 323 millones de ADS lo que equivale US$2.962 millones. El precio del ADS cerró a diciembre en US$10,98.

Períodos	Unidades	Montos (Dólares)	Precio Promedio
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**
1er trimestre 2019	93.356.577	888.587.040	9,67
2do trimestre 2019	50.723.996	428.879.782	8,42
3er trimestre 2019	84.411.906	716.122.405	8,43
4to trimestre 2019	94.253.155	928.306.385	9,92
Total 2019	**322.745.634**	**2.961.895.611**	**9,11**

Información de Mercado

Durante el 2019 el mercado accionario chileno continuó con su tendencia a la baja al igual que en 2018, cerrando el S&P/CLX IPSA con una caída de 8,5%. Este rendimiento estuvo desalineado con los mercados globales, los cuales en su mayoría tuvieron un buen desempeño. El Dow Jones Industrial de EE.UU. y el FTSE 100 de Londres mostraron alzas de 22,3% y 12,1% respectivamente. Asimismo, las bolsas de los países en que Enel Américas tiene operaciones también mostraron rentabilidades positivas: Argentina (Merval; +37,6%), Brasil (Bovespa; +31,6%), Colombia (Colcap; +25,4%) y Perú (SPBLPGPT; +6,1%) tuvieron un sólido desempeño bursátil en 2019.

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) en el mercado local:

Variación	2018	2019
Enel Américas	-10,6%	36,3%
S&P/CLX IPSA	-8,3%	-8,5%

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	2018	2019
ENIA	-20,1%	23,1%
Dow Jones Industrial	-5,6%	22,3%
Dow Jones Utilities	-1,4%	23,3%

Relación con Inversionistas

La empresa cuenta con una gerencia de Relación con Inversionistas que está a cargo de proporcionar información transparente, oportuna y de calidad al mercado sobre los principales temas financieros, estratégicos y operacionales de la Compañía.

Los principales canales de comunicación con el mercado incluyen nuestro sitio web, la app de Investor Relations, conferencias telefónicas, correos electrónicos, reuniones presenciales y participación en conferencias locales e internacionales.

Respecto a la documentación disponible para los inversionistas, ésta incluye principalmente presentaciones de resultados trimestrales, memorias anuales, informes anuales de sostenibilidad, reportes 20-F, análisis razonados y tablas financieras trimestrales, además de presentaciones corporativas. Adicionalmente, a partir del año 2016, la Compañía presenta anualmente su plan estratégico para los siguientes tres años, el cual muestra los principales lineamientos estratégicos y proyecciones financieras y de negocio.

En cuanto a las reuniones, Enel Américas, participó en 10 conferencias en 2019 en las cuales realizó más de 100 reuniones con inversionistas. Adicionalmente, se sostuvieron alrededor de 50 reuniones a nivel local y se realizaron 7 roadshows entre locales e internacionales, donde se visitaron 6 países y se sostuvieron 88 reuniones.

Nuestra gerencia de Relación con Inversionistas está disponible para atender cualquier inquietud sobre la empresa, ya sea en español o en inglés, a través del correo ir.enelamericas@enel.com.

BRIGHT

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 2020 y 2019.

Política de Dividendos Ejercicio 2020

Generalidades

El Directorio de la Compañía, en sesión del 26 de febrero de 2020 aprobó la siguiente Política de Dividendos y el correspondiente Procedimiento sobre el pago de dividendos de Enel Américas S.A., para el ejercicio 2020.

Política de Dividendos Ejercicio 2020

El Directorio tiene la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2020, de hasta un 15% de las utilidades al 30 de septiembre del 2020, según muestren los estados financieros de Enel Américas S.A. a dicha fecha, a ser pagado en enero de 2021.

Además, el Directorio tiene la intención de proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2021, distribuir como dividendo definitivo, un monto equivalente al 50% de las utilidades del ejercicio 2020. El dividendo definitivo corresponderá al que defina la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2021. 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 de Enel Américas S.A.

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 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.

Utilidad Distribuible del ejercicio 2019

La utilidad distribuible del ejercicio 2019, se indica a continuación:

	Miles de US$
Utilidad del Ejercicio *	1.614.085
Utilidad Distribuible	807.043

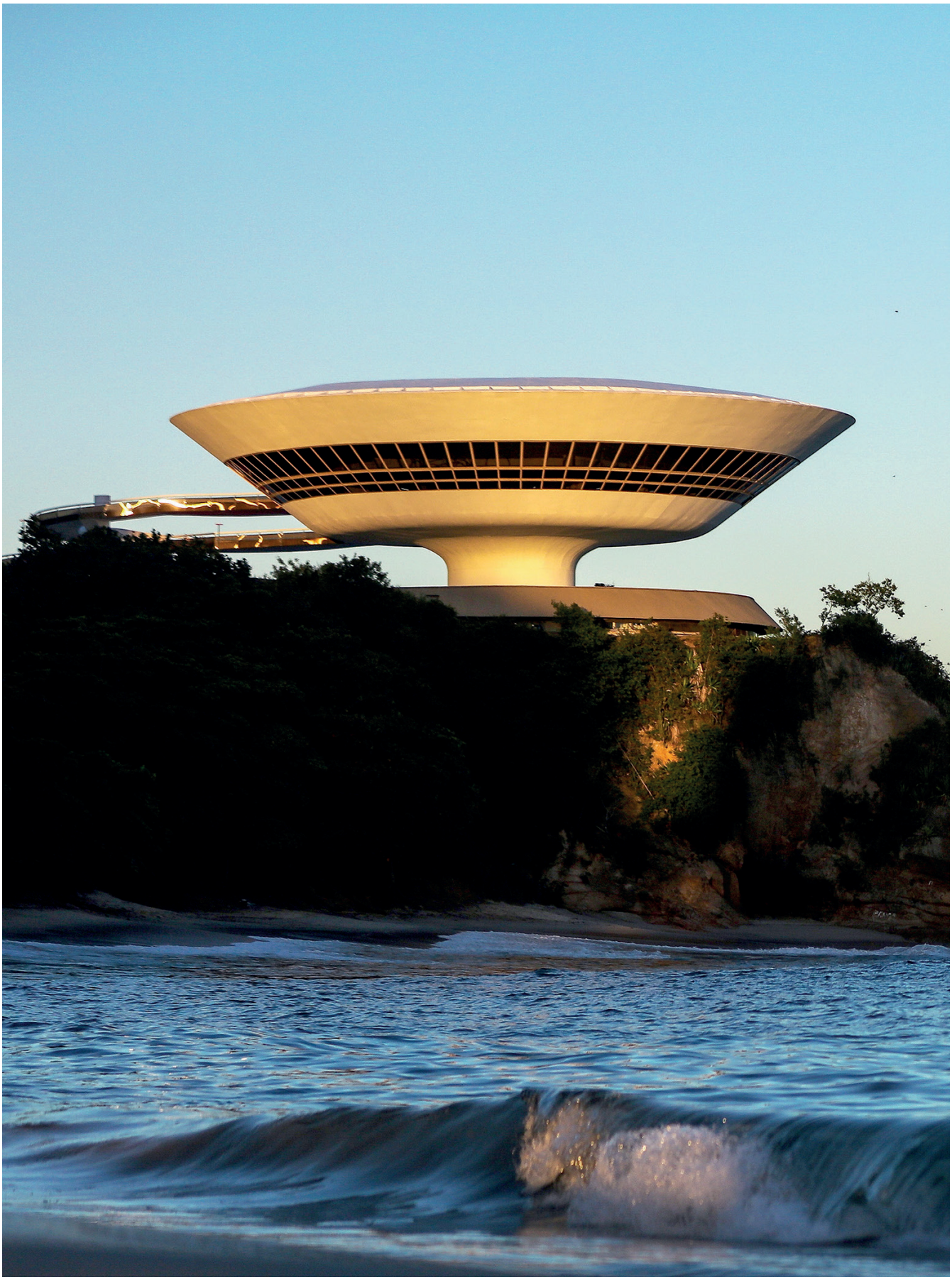
* Atribuible a la sociedad dominante.

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
99	Definitivo	11/05/2019	17/05/2019	0,00703	2018
100	Provisorio	18/01/2020	24/01/2020	0,00162	2019

(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.



BRIGHTER

11. POLÍTICA DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO PARA EL EJERCICIO 2019

La Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 30 de abril de 2019, 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 2018; 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 2018.

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

enel

GENERACIÓN

- Enel Generación Costanera
- Enel Generación El Chocón
- Central Dock Sud
- Enel Generación Fortaleza
- EGP Cachoeira Dourada
- EGP Volta Grande
- Enel Cien*
- Enel Emgesa
- Enel Generación Perú
- Enel Generación Piura

* Transmisión

DISTRIBUCIÓN

- Edesur
- Enel Distribución Rio
- Enel Distribución Ceará
- Enel Distribución Goiás
- Enel Distribución São Paulo
- Enel Codensa
- Enel Distribución Perú

ENEL X

- Enel X Argentina
- Enel X Brasil
- Enel X Colombia
- Enel X Perú

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., pasó a controlar el 92,06% del capital social de Endesa S.A. a con tar del 25 de junio.

> 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 PEN$2,72 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 el 81,94% del total de acciones con derecho a voto de la compañía, el cual tendría 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 BRL$49 por acción. Con esto, Enersis adquirió 3.002.812 acciones ordinarias, 8.818.006 acciones preferentes tipo A y 424 acciones preferentes tipo B, equivalentes a una inversión aproximada de US$ 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.

> 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 eléctrica 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%.

2019

- El 30 de abril en Junta Extraordinaria de Accionistas se aprobó un aumento de capital por hasta 3.000 millones de USD. El objetivo del aumento de capital era proveer a Enel Brasil de fondos para pagar la deuda contraída para adquirir Enel Distribución Sao Paulo y reestructurar el pasivo de fondos de pensiones de ésta última.
- El 2 de septiembre se dio por concluido el aumento de capital con una suscripción del 99,49% de las acciones y un monto recaudado de 3.021 millones de USD aproximadamente.
- El 21 de noviembre, Enel Brasil adquirió a través de un remate un 1,48% de las acciones de Enel Sao Paulo por un monto de 49,39 reales por acción, con lo que pasó a ser propietario de un 95,9% del total de acciones. El día 27, la Junta de Accionistas de Enel Sao Paulo aprobó el rescate de todas las acciones emitidas en circulación, que equivalen al 2,58%, a un precio de 49,46 reales por acción.

13. AUMENTO DE CAPITAL

Aumento de capital

El día 27 de febrero, la Compañía anunció su intención de realizar un aumento de capital por hasta 3.500 millones de dólares. El objetivo era utilizar los fondos recaudados de la siguiente forma:

- US$ 2.650 millones para proveer de fondos a Enel Brasil para que ésta pudiera pagar la deuda contraída producto de la compra de Enel Distribución Sao Paulo (en ese momento Eletropaulo).
- US$ 850 millones para reestructurar los pasivos de los fondos de pensiones de Enel Distribución Sao Paulo y la reducción de fondos contingentes o provisiones por litigios en Brasil.

Luego de este anuncio la Compañía realizó una intensa actividad de marketing financiero para explicar el propósito de la operación y recibir feedback de los inversionistas. Después de más de 200 reuniones sostenidas por el CEO, CFO y el área de Relación con Inversionistas, y tomando en consideración la opinión del mercado, se decidió reducir el monto del aumento de capital a US$ 3.000 millones.

Esta nueva propuesta fue aprobada por los accionistas de la Compañía en la junta extraordinaria de accionistas realizada el día 30 de abril de 2019.

De esta forma, la compañía procedió a emitir 18.729.788.686 nuevas acciones, las cuales después de dos períodos de suscripción preferente fueron suscritas en un 99,49%, dando por concluida la operación el 2 de septiembre.

14. 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 2020 y 2022, se espera desembolsar US$5.347 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 2020 y 2022 y los gastos de capital incurridos por nuestras filiales en los años 2019, 2018 y 2017.

Inversión (1) (en millones de US$)

2020-2022	**2019**	2018	2017
5.347	1.659	1.541	1.371

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

Inversiones en los años 2019, 2018 y 2017

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$250 millones en 2019, mientras que en 2018, estos gastos totalizaron US$292 millones.

Para el 2019 en Perú, se han realizado inversiones de mantenimiento por US$54 millones. Entre los principales proyectos se encuentran la reconstrucción de la Central Callahuanca, automatización y telecomando de las centrales hidráulicas, reemplazo de cables en la caverna de Huinco, diversas actividades de mantenimiento y modernización de obras civiles y unidades hidráulicas, compra de piezas de contingencia para unidades térmicas, inspección mayor y rehabilitación de torres de refrigeración en la central de Ventanilla, proyectos medioambientales para reducir emisiones nocivas en TG4 de Malacas, proyectos digitales y diversas actividades de mantenimiento en unidades térmicas. En inversiones de crecimiento se ha invertido en el proyecto BESS Ventanilla y en el proyecto E4E un importe de US$7 millones

En Colombia, las inversiones de mantenimiento se enfocaron en proyectos asociados a la mejora de los activos de las plantas de generación, se destacan la instalación del sistema DeNOx como parte del plan de mejora ambiental de Termozipa, el mantenimiento de la Unidad 2 de Central Betania que es el mantenimiento de mayor alcance que se ha realizado en los 32 años de operación de la Central, y el avance en la automatización de las Centrales de la cadena del Rio Bogotá, permitiendo que las Centrales Dario Valencia, Laguneta y Salto cuenten con telecomando desde Central Guaca. En cuanto al Capex de crecimiento, se realizaron trabajos para el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, en Termozipa se inició la instalación del primer Sistema de Almacenamiento de Energía (BESS) en Colombia y se continuó desarrollando el proyecto Life Extensión (Extensión de Vida Útil)

En Argentina, las inversiones de mantenimiento se enfocaron en la Inspección mayor de la TG10 en Dock Sud, por el lado de Costanera se realizaron trabajos en ambos ciclos combinados destacándose la parada mayor de la Turbina de Gas Nº 9 del Ciclo Combinado II (CCGT II), junto con tareas en las restantes instalaciones de la central, entre las cuales cabe destacar el Proyecto de Planta de Tratamiento de Agua y por último, durante el año 2019 se realizaron todas las tareas del Plan de Mantenimiento Programado de acuerdo a lo definido, registrándose este año el mantenimiento mayor en la unidad ARR2 de Arroyito; junto con el mantenimiento mayor del banco transformador T5CH y el mantenimiento mayor del transformador T1CH de la central Chocón.

En Brasil, la inversión total alcanzó US$27 millones. En Particular, Enel Generación Fortaleza realizó inversiones por un total de US$20 millones principalmente para el mantenimiento continuo de la central y compra de materiales y servicios para turbinas de gas y vapor. En el caso de Volta Grande y Cachoeira Dourada, se realizaron inversiones por un total de US$7 millones, principalmente en reparaciones de las turbinas generadoras UG1 y UG2 y de la adquisición de dos Stoplogs.

Distribución

Durante 2019, se realizaron inversiones por US$1.386 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 2018, se realizaron inversiones por US$1.432 millones.

En el transcurso del ejercicio 2019, Edesur en Argentina realizó inversiones por US$ 144 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 la ampliación SE Glew, donde se incorporaron 80MVA de nueva trasformación AT/MT y se sumaron 16 celdas de 13.2 KV, quedando finalmente 32 salidas MT disponibles, se completó la última etapa de ampliación de la SE Sarandí que consistió en la instalación de dos nuevas secciones de celdas de 13.2kV, incorporando de este modo 16 nuevas salidas MT.
Por otra parte, se está renovando la Terna 104 que se trata de un tendido, actualmente en ejecución, entre las SSEE Reconquista y Nuevo Puerto, se concluyó la reparación de Ternas 103/104/105 en Subestación Reconquista y la reconstrucción SE Brown que permitió habilitar todas sus salidas en MT

En Enel Distribución Perú, la inversión alcanzó US$ 131 millones. La demanda de energía va asociada a nuevos requerimientos de clientes, situación que ha generado inversiones en las redes de distribución por US$ 79 millones, de los cuales US$ 31 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$ 4 millones en ampliación del sistema de alumbrado público y US$ 40 millones en asegurar la calidad y seguridad del suministro. En lo que se refiere a sub-transmisión se ha invertido US$ 31 millones en la ampliación de la capacidad y seguridad de las subestaciones y líneas de transmisión. Adicionalmente se destinaron US$ 7 millones al Control de Pérdidas y US$ 14 millones a sistemas de información e infraestructura.

En Brasil, la inversión total alcanzó US$760 millones. En particular, Enel Distribución Río realizó inversiones por un total de US$178 millones. De este monto, un 39% fue destinados a nuevas conexiones, un 35% 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$168 millones, en donde un 64% 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 22% se invirtió en proyectos de mantenimiento de las redes de distribución y 14% en proyectos de calidad y reducción de pérdidas.

Enel Distribución Goiás invirtió un total de US$195 millones. De éstos, un 43% 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 26% para nuevas conexiones y 31% para mantenimiento de las redes de distribución.

En Enel Distribución São Paulo se invirtió un total de US$ 218 millones, de los cuales 42% fue utilizado para el mantenimiento de la red, un 35% en proyectos de calidad y un 22% para nuevas conexiones.

En Colombia, las inversiones de Codensa durante el 2019 alcanzaron los US$ 256 millones, focalizadas principalmente en calidad y eficiencia del servicio (US$ 76 millones), con el objetivo de mantener la senda de mejoramiento de los indicadores de calidad; conexiones y alumbrado público (US$ 73 millones) y ampliación de la capacidad (US$ 12 millones), para la atención de la nueva demanda; control de pérdidas (US$ 6 millones) con el objetivo de retomar las sendas de pérdidas de energía, además de atender las necesidades de reposición (US$ 33 millones) y de normalización (US$ 13 millones) de la infraestructura eléctrica

Actividades financieras

I. Macrocontexto

El escenario macroeconómico internacional en 2019 estuvo marcado por la guerra comercial entre Estados Unidos y China. El crecimiento de Estados Unidos durante el año, estuvo por debajo de lo proyectado, creciendo un 2,3%, siendo el ritmo más bajo desde el año 2016 debido a la crisis manufac-

turera. El Sistema de Reserva Federal de los Estados Unidos (FED) redujo la tasa de interés en tres ocasiones, cerrando el año en un 1,5%.

Sudamérica durante el año 2019 vio estancada su economía, con un crecimiento que está cercano al 1%. Dentro de los países en los cuales Enel Américas tiene participación, uno de los mejores rendimientos de la zona fue Colombia, que registró un crecimiento de 3,3%, 6 puntos más que el año 2018, marcados principalmente por un mayor consumo en los hogares y una mayor inversión privada.

Brasil creció un 1,2% el año 2019, valor inferior al registrado el año anterior que fue de 1,3%. A pesar de aquello cerró de buena forma el año en términos de expectativas, con un aumento significativo en el consumo, un retroceso en el desempleo el cual se registra en 11,6%, una inflación bajo control cercana al 4% y una tasa de interés en sus mínimos históricos con un valor de 4,5%.

El rendimiento de Perú generó impacto en la zona debido a que pasó de un crecimiento cercano al 4% en el año 2018 a un crecimiento de 2,2% viéndose recuperada principalmente por el aumento en la demanda interna, la inversión privada y el consumo. Perú es unos de los principales perjudicados de la zona por la guerra comercial de Estados Unidos y China, principalmente por el golpe que esto generó en los precios de las materias primas.

Por último, la economía argentina experimentó nuevamente un proceso de desaceleración registrando un PIB de -3,1%. Fue un año marcado por el cambio de Gobierno, donde el Presidente electo Alberto Fernández acudió al FMI para poder regularizar su deuda interna la cual es cercana al 70%, además de tener foco en la alta inflación que es de 49,3% y en la tasa de interés referencial la cual es 58,8%.

II. Principales Operaciones financieras concretadas

Enel Américas

Enel Américas concluyó con éxito el aumento de capital por un total de US$ 3.000 millones.

Brasil

El 2 de agosto de 2019, con la recaudación del aumento de capital de Enel Américas, Enel Brasil canceló la deuda que emitió en julio a través de la emisión de Notas Promisorias por BRL $9.300 millones (US$ 2.500 millones, aproximadamente), con el objetivo de cancelar la financiación del préstamo intercompañía que obtuvo con Enel Finance International (EFI) por BRL $9.400 millones (US$ 2.500 millones, aproximadamente) en octubre de 2018. Estas operaciones se realizaron en el marco de la adquisición de Enel Distribución São Paulo.

Enel Distribución Ceará realizó una emisión de Notas Promisorias en el mercado local por BRL $200 millones (US$ 49 millones) en marzo. Adicionalmente, realizó una colocación de bonos locales por BRL $650 millones (US$ 159 millones) durante el año y obtuvo financiamiento bancario por BRL $379 millones (US$ 93 millones). En diciembre, Enel Distribución Ceará canceló en su vencimiento el préstamo intercompañía que obtuvo en diciembre de 2018 con Enel Finance International (EFI) por BRL $300 millones (US$ 73 millones).

Enel Distribución Goiás durante el año obtuvo financiamiento bancario por BRL $706 millones (US$ 173 millones). Asimismo, en abril emitió Notas Promisorias en el mercado local por BRL $1.080 millones (US$ 264 millones).

Enel Distribución Río realizo la emisión de Notas Promisorias en el mercado local por BRL $1.000 millones (US$ 245 millones) durante el año y obtuvo financiamientos bancarios por BRL $600 millones (US$ 147 millones).

Enel Distribución São Paulo realizó en marzo la emisión de Notas Promisorias en el mercado local por BRL $500 millones (US$ 122 millones), así como $215 millones (US$ 53 millones) en septiembre. También se realizó la emisión de bonos locales por BRL $1.500 millones (US$ 367 millones). Por otra parte, en diciembre canceló en su vencimiento el préstamo intercompañía con Enel Finance International (EFI) que obtuvo el año anterior por BRL $420 millones (US$ 103 millones).

Colombia

Enel Codensa colocó bonos locales por COP $480.000 millones (US$ 146 millones) y obtuvo financiamiento bancario por COP $267.043 millones (US$ 81 millones)

Perú

Enel Distribución Perú, colocó bonos locales por PEN $220 millones (US$ 67 millones) y Enel Generación Perú y Enel Piura firmaron contratos de leasing por US$5,1 millones y US$1,1 millones respectivamente.

III. 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$ 329 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 ésta 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 2019, 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 39% 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 2019:

El 3 de julio de 2019, la agencia Feller Rate revisó y ratificó la clasificación corporativa de Enel Américas, asignándole un rating "AA-" y perspectiva estable a escala nacional.

Del mismo modo, el 25 de julio de 2019, S&P clasificó a Enel Américas en escala internacional ratificando rating con "BBB" y perspectivas estables.

Por otro lado, el 9 de septiembre de 2019, Fitch Ratings revisó y subió clasificación de la Compañía desde "BBB+" a "A-" con perspectivas estable a escala internacional. A nivel nacional, Fitch Rating ratificó su clasificación "AA+" con perspectivas estables.

En suma, la agencia Moody's, el día 19 de diciembre de 2019, ratificó el rating de "Baa3" y la perspectiva cambió de "Estable" a "Positiva", debido a las expectativas de mejores operaciones y generación de flujo de efectivo que conduzca a un desapalancamiento continuo.

Finalmente, la agencia Standard and Poor's, el día 27 de marzo de 2020, confirmó rating en BBB y disminuyó perspectiva de "Estable" a "Negativa" , explicado por la situación macroeconómica en Colombia, país donde la compañía tiene operaciones.

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 Ratings
Corporativo	BBB / Negativa	Baa3 / Positiva	A- / Estable

Clasificación Local

Enel Américas	Feller Rate	Fitch Ratings
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:

Clientes: AYSA S.A, Telefónica Argentina S.A., Metrovías S.A. y COTO C.I.C. S.A.

Competidores: AES, Pampa Energia, YPFENERG, Duke Energy, Petrobras Argentina, SADESA, Albanesi

Proveedores: Argencobra S.A., Rowing S.A., Sistem Melesur Energía Arg. S.A.U., Prysmian Energia Cables y Sistemas, EMA Servicios S.A.

Brasil:

Clientes: Volkswagen Do Brasil, Grupo Multiplan, FERBASA, Rima Industrial – Bocaiúva, Vicunha IV, Cagece, Companhia De Integracao Portuario Do Ce, Ascenty Data Centers e Telecomunicaoes, Farmace Ind Quim Farmac C Ltda., Fabrical Fabrica de Cal S.A., Saneamiento de Goias S.A., Secretaria Municipal De Infraestructura E Servicos Publicos – Goiania, Savoy Industria de Cosmeticos S.A., Granol Industria Comercio e Exportacao S.A., OI S.A., Cedae – Estacion de Tratamiento de Agua, Cedae Estacion de Captacion de Agua Imunana, Base Naval Do Rio De Janeiro, Industrias Nucleares Do Brasil, Prolagos S/A ETA JUTURNAIBA, Universidade de São Paulo, Hospital Clinica Facultad de Medicina USP, Montecchio do Brasil Empreendimentos IMO, Ascenty Data Centers e Telecomunicaoes, Secretaria de Estado da Saude.

Competidores: CHESF, Eletronorte, Furnas, CGTEE, ELETROSUL, ELETROBRAS, Norte Energia S/A, Engie Brasil Energia S.A., Petroleo Brasileiro S A, PETROBRAS, Engie Brasil Energia Comercializadora Ltda, CEMIG Geracao e Transmissao S.A, EDP, NEOENERGIA, CPFL Energia, Equatorial Energia, y LIGHT, ENERGISA.

Colombia:

Clientes: Petromil, Carbones San Fernando, Minas y Minerales S.A.-Minminer-.

Competidores: Grupo EPM, Grupo CELSIA, AES, ISAGEN-BRE Colombia, Electricaribe, Emcali: Consorcio M&M, Amec Foster Wheeler Energía, S.L.U.

Proveedor: Andritz Hydro Ltda., CAM Colombia Multiservicios S.A.S., Quanta Colombia Services Colombia S.A.S y Deltec S.A.

Perú:

Clientes: Hipermercados Tottus S.A., Gym Ferrovias S.A., Pesquera Diamante S.A., Pontificia Universidad Católica del Perú, Cerámica Lima S A, Corporacion Lindley S.A., Centro Comercial Plaza Norte S.A.C., Lima Airport Partners S.R.L., AGP Perú S.A.C., Planta de Tratamiento de Aguas, Redondos S A, Inmuebles Panamericana S.A, Alicorp SAA, Tiendas por Departamento Ripley S.A., Saga Falabella S A., Minera Las Bambas S.A., Minera Chinalco Perú S.A., Hudbay Perú S.A.C., Shougang Hierro Perú S.A.A., Productos Tissue del Perú S.A., Minera Shouxin Perú S.A., Empresa Siderúrgica del Perú S.A.A. (SIDERPERÚ) Cía. Minera Casapalca S.A., Cía. Minera Ares S.A.C., Open Plaza S.A., Pesquera Exalmar S.A.A.y Creditex S.A.A.

Competidores: Engie, Kallpa, Statkraft, Atria Energía, Electroperú.

Chile:

Proveedores: Travel Security S.A., Ernst & Young Servicios Profesionales y Asesorías Limitada y Team Work Recursos Humanos Limitada, Konecta Chile Limitada, Compañia de Leasing Tattersall S A., Accenture Chile Asesorías y Servicios, Ltda., Constructora R2 S.P.A., Sodexo Chile S.A., Carat Chile S.A., Sociedad de Tercerización de Servicios Provider Latín América Limitada, Marketing Relacional Upcom Limitada y DCV Registros S A.

CURVA

BRIGE

15. FACTORES DE RIESGO

Política de gestión de riesgos

Enel Américas sigue las directrices del Sistema de Control de Gestión de Riesgos (SCGR) definido en el nivel Holding (Enel Spa), que establece las pautas para la gestión de riesgos a través de los respectivos estándares, procedimientos, sistemas, etc., que se aplicarán en los diferentes niveles de la Compañía, en los procesos de identificación, análisis, evaluación, tratamiento y comunicación de riesgos que el negocio enfrenta continuamente. Estos son aprobados por la Junta Directiva de Enel SpA, que alberga un Comité de Controles y Riesgos, la cual respalda la evaluación y las decisiones de la Junta con respecto a los controles internos y sistema de gestión de riesgos, así como aquellas relativas a la aprobación de las demostraciones financieras periódicas.

Para cumplir con ello, existe una política específica de Gestión de Riesgos dentro de cada Compañía, que es revisada y aprobada al comienzo de cada año por el Directorio, observando y aplicando las exigencias locales en términos de cultura de riesgos.

El sistema de gestión de riesgos del Grupo Enel considera tres líneas de acción (defensa) para obtener una gestión eficaz y eficiente de los riesgos y controles, donde el control de la unidad de negocio es la primera línea de defensa en la gestión de riesgos; la segunda línea de defensa se activa mediante diversas funciones de los controles internos desarrollados para garantizar la gestión óptima del riesgo y la supervisión del cumplimiento establecida y, por último, la tercera línea es la evaluación independiente. . Cada una de estas tres "líneas" juega un papel distinto dentro de la estructura de gobierno más amplia de la organización. Cada línea de defensa tiene la obligación de informar y mantener actualizada a la alta gerencia y a los Directores sobre la gestión de riesgos, siendo que la Alta Administración es informada por la primera y segunda línea de defensa y el Consejo Administrativo (Directores) a su vez por la segunda y tercera línea de defensa.

El área de Gestión de Riesgos cuenta con la Certificación Internacional ISO 31000:2018 (G31000) y actúa de acuerdo con las directrices actuales de esta norma internacional para gestionar los riesgos de las compañías, donde el principal objetivo es identificar riesgos (endógenos y exógenos) de manera preventiva, analizar, evaluar de manera tal de cuantificar la probabilidad y el impacto, dentro de la fase de valoración de Riesgos, así como el tratamiento de los mismos, a través de la definición de acciones de mitigación con sus respectivos planes de acción en conjunto con las áreas y los Risk Owners como responsables de los diferentes Riesgos, trabajando en conjunto con el área de Gestión de Riesgos. En la fase de tratamiento de los riesgos, se consideran las acciones necesarias amparadas dentro de las políticas y procedimientos internos, así como la observación estricta de las normas internacionales (ISO y OSHAS) y las disposiciones gubernamentales que exigen la gestión de riesgos de forma evidenciada y sustentada, con el fin de garantizar las buenas prácticas de gobernanza y asegurar la continuidad del negocio.

El área de Gestión de Riesgos presenta al Directorio mensualmente para poner a su conocimiento la gestión de riesgos de la compañía a través del mapa de riesgos (Risk LandScape) evidenciando de forma clara todos los riesgos en sus respectivas taxonomías, dando cumplimiento al Calendario definido por el Directorio para su seguimiento mensual, dentro de cada ejercicio fiscal. El calendario se compone de la presentación de todos los riesgos con su respectivo análisis dentro del mapa de riesgos, de forma trimestral, en cumplimento con las Políticas de Riesgo, ISO31000:2018, procedimientos internos y normativas externas al grupo, tales como la Norma de Carácter de General N°30, que rige las Memorias Anuales de las compañías en Chile, y Norma de Carácter General N° 385 de la Comisión para el Mercado Financiero con el objetivo de garantizar la continuidad del negocio en cumplimiento de buenas prácticas de gobernanza corporativa. Además de este proceso, el área de Gestión de Riesgos cuenta con un proceso de monitoreo continuo de los principales riesgos políticos, económicos, sociales, climáticos, etc., que ocurren a nivel global y pueden afectar positiva o negativamente el logro de los objetivos de la compañía, informando semanalmente a la Alta Dirección sobre estos eventos.

La gestión de Controles Internos tiene el objetivo de garantizar que las actividades del negocio en función de este tema, permitan mitigar los riesgos relacionados a la observación y aplicación estricta de todos los procedimientos y normas vigentes de acuerdo con la metodología COSO (Comité de

Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway). Esta área cumple con todos los requisitos para el monitoreo periódico de la Ley Sarbanes Oxley, incluida la certificación semestral de estos controles por Auditoría Externa y definir en conjunto con los Process Owners y Control Owners las acciones de remediación para mitigar las deficiencias de controles apuntadas por los Auditores Externos Independientes y mejorar de forma continua los procesos, bien como, monitorear la implementación de las mismas y comunicar el status al Directorio.

Los órganos de gobierno y la alta gerencia son las principales partes interesadas atendidas por las "líneas" y son quienes están en mejor posición para ayudar a garantizar que el modelo de Tres líneas de defensa se aplique a los procesos de control y gestión de riesgos de la organización.

El sistema de gestión de riesgos del Grupo Enel está sujeto a pruebas periódicas y verificaciones de auditoría, teniendo en cuenta la evolución de las operaciones corporativas y la situación en cuestión, así como las mejores prácticas y directrices de regulaciones interna y regulaciones internacionales como ISO 31000: 2018 (G31000), COSO (Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway), etc.

La Compañía cuenta con un Comité de Crisis que tiene como objetivo garantizar la claridad, velocidad y eficiencia de la toma de decisiones y la comunicación interna/externa para la gestión de cualquier evento que pueda comprometer la seguridad de las personas, la continuidad del servicio público y empresarial, el medio ambiente, la protección de activos, la imagen y reputación de la empresa y gestión, así como para minimizar los impactos en las partes interesadas para garantizar una rápida restauración de condiciones normales de operación

La Compañía busca protección para todos los riesgos que pueden afectar el logro de los objetivos de la Compañía, que, entre otros, se detallan a continuación:

Financiero: abarca los riesgos de mercado (relacionados con cambios en el escenario macroeconómico, causados por cambios en las tasas de interés, tasas de cambio y expectativas de inflación) y riesgos crediticios (posibilidad de que las contrapartes no cumplan con sus compromisos);

Regulatorio: riesgos derivados de cambios promovidos por los más diversos organismos reguladores;

Negocio (Mercado / Commodity): abarca los riesgos relacionados con la incertidumbre sobre el desempeño de las variables claves inherentes al negocio, como las características de la demanda y el sector en el que opera;

Operativo: riesgos resultantes de procesos internos inadecuados o eventos externos;

Estratégico: riesgos relacionados con la innovación, planes de inversión, nuevos clientes, nuevos players, seguridad cibernética, retención de personal, continuidad del negocio;

Sostenibilidad: incluye los riesgos ambientales, sociales, y gobernanza implícitos en el negocio de la Compañía, dentro de los que destacan:

- Riesgos ambientales: originados por el impacto de las operaciones de la compañía en el medio ambiente, incluyendo la biodiversidad y por el uso de los recursos, así como los derivados del cambio climático.
- Riesgos sociales: principalmente conflictos sociales o demandas de la comunidad cuya intensidad pueden poner en riesgo la continuidad de las operaciones, así como los relativos al personal propio y de terceros.
- Riesgos de gobernanza: que podrían derivarse de conductas ilícitas, incluidas la corrupción, actividades de lobby, etc., por parte de personal propio o contratistas o de prácticas anticompetitivas.

Reputación/ Imagen: riesgo de pérdida de imagen;

Legal: riesgos relacionados con demandas civiles, estratégicas, de consumo, ambientales, así como terminaciones contractuales, laborales y fiscales.

Seguridad cibernética: riesgos relacionados con la seguridad de la información y los ataques cibernéticos.

Riesgos emergentes relacionados con protección de datos personales: riesgo de incumplimiento de las leyes de privacidad y protección de datos aplicables o incumplimiento de los requisitos contractuales con respecto a los productos y servicios entregados.

Riesgos emergentes relacionados con Digitalización, la eficacia deTI y la continuidad del servicio: riesgos derivados de fallas o debilidades sistémicas, así como ataques cibernéticos.

La taxonomía de riesgos y su gestión abarca el proceso completo de evaluación de riesgos (identificación, análisis y valoración) de acuerdo a la ISO31000:2018, reflejando de forma clara los riesgos evaluados, evidenciando las probabilidades e impactos de los mismos, cuantificados antes y después de las acciones de mitigación. Una vez finalizado el proceso de evaluación de riesgos, cada área responsable en conjunto con el área de gestión de riesgos, efectúan el trabajo continuo dentro del tratamiento, con la finalidad de reducir los niveles de riesgos a través de una gestión preventiva, buscando siempre la reducción de la probabilidad e impacto de cada uno, que son presentados de forma mensual al Directorio y la alta administración de la compañía.

A continuación, se presentan los grupos de riesgos y cómo ellos son tratados:

Financiero: la empresa sigue la Política de gestión de riesgos financieros globales del Grupo Enel, que establece parámetros para proteger a la empresa de posibles pérdidas en las operaciones financieras, así como de fallas en los procesos de registro, monitoreo y evaluación. Las disposiciones de la Ley Sarbanes-Oxley guían los controles internos y el proceso de preparación y divulgación de información financiera. Los controles internos son monitoreados y evaluados semestralmente a través del sistema corporativo GRC. La Compañía posee el área de Control de Riesgos de América del Sur, que es responsable de calcular la calificación crediticia de sus contrapartes en todos los países de América del Sur (Brasil, Argentina, Perú y Colombia), antes de firmar el contrato, utilizando criterios que clasifican las contrapartes por nivel de riesgo y limitan su nivel de exposición a cada contraparte (definen el tipo de garantía requerida para cada contraparte de acuerdo con el nivel de liquidez). Además, esta exposición se mide diariamente a través de los flujos de efectivo diarios y proyectados, lo que permite planificar la asignación adecuada de los recursos disponibles. La Compañía también utiliza instrumentos derivados con el único propósito de proteger sus posiciones financieras sujetas a variaciones en el tipo de cambio y tasas de interés.

Regulatorio: Para gestionar estos riesgos, la Compañía utiliza el control de parámetros que influyen en la tarifa en diferentes escenarios, teniendo en cuenta incluso las condiciones hidrológicas proyectadas.

Negocios (Mercado / Commodity): El riesgo de fluctuación en el precio de la energía es administrado por equipos especializados en el mercado energético, responsables de evaluar la evolución de la demanda y el escenario hidrológico en un horizonte de cinco años, utilizando modelos estadísticos. A partir de ahí, definen la participación de la Compañía en subastas para la compra de energía. Los contratos a largo plazo contienen garantías de cumplimiento de la regulación del sector, con minimización de las sanciones.

Operativo: Representa los riesgos de la operación, en los cuales la calidad del suministro de energía y la tasa de pérdida son los principales aspectos identificados. Estos riesgos se gestionan a través de procedimientos y estándares comerciales formales, operativos y de ejecución. Además, la Compañía cuenta con varios sistemas operativos que también se utilizan como herramientas para prevenir estos riesgos, así como para garantizar la disponibilidad y eficiencia de las redes de distribución y transmisión, pasando por nuestras subestaciones para evitar sanciones regulatorias en términos de no observancia de los límites impuestos en términos de calidad y pérdidas.

Estratégico: Representa los riesgos que afectan la estrategia comercial u objetivos estratégicos de una organización. Estos riesgos son gestionados por el área de Control de Riesgos de Enel Chile a través de la "Matriz de Riesgos" que contiene riesgos estratégicos, de escenario, operativos, legales, fiscales, regulatorios, de ciberseguridad, sostenibilidad y reputación.

Sostenibilidad: Grupo Enel y Enel Américas se han comprometido a hacer contribuciones específicas a seis de los 17 Objetivos de Desarrollo Sustentable (ODSs): educación y calidad (ODS 4), energía accesible y limpia ODS 7), trabajo decente y crecimiento económico (ODS 8), industria, innovación e infraestructura (ODS 9), ciudades y comunidades sustentables (ODS 11) y Acción Climática (ODS 13). Este compromiso fue producto de la definición del modelo de negocios sustentable y, por tanto, es incorporado al plan estratégico de Enel Américas. El no cumplimiento de estos compromisos representa un riesgo.

Adicionalmente la Compañía contribuye al logro de los otros objetivos de desarrollo sostenible.

Dentro de los riesgos de sostenibilidad, los relacionados al cambio climático cobran especial relevancia por sus impactos no solo ambientales, sino que también sociales y económicos. Se pueden distinguir dos tipos

- Riesgos físicos asociados al cambio climático: están relacionados con la aparición de condiciones climáticas extremas o con cambios graduales pero estructurales de las condiciones climáticas. Los eventos extremos podrían exponer a Enel a una indisponibilidad más o menos prolongada de activos e infraestructura, costos de recuperación, molestias a los clientes, etc. Los cambios re-

currentes que impactan los recursos necesarios para la generación o en la demanda eléctrica son, por ejemplo, la sequía, los aumentos de temperatura.

La diversidad geográfica y de tecnologías utilizadas en generación y una buena medición predictiva de los fenómenos climáticos nos permiten mitigar y gestionar los cambios asociados a los patrones climáticos.

A eso se suma las grandes inversiones en la red de distribución para que sea más resilientes a estos fenómenos climáticos. Todas las áreas del Grupo están sujetas a la certificación ISO 14001 y, a través de la aplicación de los Sistemas de Gestión Ambiental (EMS), reconocidos internacionalmente, se monitorean las posibles fuentes de riesgo para que se pueda detectar cualquier criticidad con prontitud.

- Riesgos de transición hacia una economía baja en carbono puede implicar riesgos relacionados con cambios regulatorios, políticos, legales, tecnológicos y de mercado con un efecto a corto, mediano y largo plazo. La ventaja competitiva que tiene Enel Américas en la gestión de estos riesgos es pertenecer a un grupo que opera en un mercado más maduro que puede compartir buenas prácticas regulatorias, tecnológicas, mercado, etc.

En relación al manejo de los riesgos sociales es importante destacar:

- Conflictos sociales en los países cuya intensidad pueden poner en riesgo la continuidad de las operaciones. Para hacer frente a estos posibles impactos, Enel cuenta con planes y procesos para la gestión de contingencias. Consciente del rol estratégico que la energía eléctrica representa para los países, dichos planes priorizan la continuidad de la generación al sistema, el suministro eléctrico a sus clientes, y la seguridad de los trabajadores y colaboradores.
- Conflictos originados en las demandas de las comunidades aledañas a plantas en las que operamos. Enel mantiene un relacionamiento continuo con las comunidades locales, a través de equipos dedicados a nivel regional. Con su inversión social en las áreas en que opera, la empresa apunta a generar las condiciones para el desarrollo socio-económico de las comunidades co-diseñando con ellas perspectivas comunes de crecimiento en el largo plazo.
- Riesgos causados por accidentes tanto del personal propio y contratista son los riesgos que Enel mitiga promoviendo la cultura de la seguridad, destacando la definición de políticas, la integración de seguridad, en procesos y formación entre otros.
- Relacionados con la atracción y retención de trabajadores en el contexto de la transición energética. Para hacer frente a estos desafíos Enel cuenta con políticas de diversidad, junto a las de gestión y promoción del talento. La compañía realiza diferentes iniciativas dedicadas a la conciliación de la vida laboral con la vida personal y promueve además la educación y el crecimiento de las personas mediante becas y cursos.

En relación al manejo de los riesgos de gobernanza es importante destacar:

- Originados por conductas ilícitas, incluidas la corrupción, actividades de lobby, etc., por parte de personal propio o contratistas o de prácticas anticompetitivas. Enel cuenta con un Sistema de Control Interno y Gestión de Riesgos basado en las normas y procedimientos comerciales.
- Vulneración de Derechos Humanos, riesgos que son levantados a través de las debidas diligencias de las cuales se derivan planes de acción para abordar las brechas.

Reputación e imagen: riesgo de impactar negativamente la imagen pública de la Compañía y dañar su relación de confianza con los accionistas.

Legal: Son riesgos que pueden definirse como la posibilidad de pérdidas resultantes de multas, sanciones o indemnizaciones resultantes de acciones de los organismos de supervisión y control, así como pérdidas resultantes de una decisión desfavorable en procedimientos judiciales o administrativos (civiles, estratégicos, de consumo, terminaciones contractuales, procedimientos laborales y fiscales).

Ciberseguridad: La digitalización es un elemento fundamental en el crecimiento y desarrollo del Grupo Enel, exponiéndolo cada vez más a los riesgos y amenazas del ciberespacio. Como es un riesgo transversal y con las mismas formas e impactos en todo el mundo, la compañía tiene un área especializada llamada Computer Emergency Response Team (CERT) única, centralizada y altamente preparada, que monitorea y apoya a todas las compañías del Grupo. El CERT es parte del área de Ciberseguridad, compuesta por la Oficina Técnica, que monitorea y protege continuamente (24x7x365) las instalaciones de los múltiples ataques a los que estamos expuestos y también un área de recopilación de eventos, SOC (Software Operation Center), que analiza y estudia los diferentes problemas que enfrentan los sistemas, en busca de mejoras continuas en la protección en toda la organización. El CERT centrado en Italia y España también tiene un gerente local, un punto focal en cada país sudamericano, que forma

parte del CERT y es responsable de informar los posibles riesgos locales y tomar las medidas necesarias para garantizar la continuidad operativa.

Adicionalmente, la matriz de riesgo incluye riesgos transversales emergentes relacionados con:

- Protección de datos personales: La recopilación y el tratamiento de los datos personales es uno de los mayores retos en la era de la digitalización y la globalización de los mercados. Enel Américas ha asumido este desafío acelerando los procesos de transformación digital, a la vez que ha aumentado el número de clientes en los diferentes países donde tiene presencia. Esto implica una exposición natural a los riesgos que supone el tratamiento de datos personales y a una legislación de privacidad cada vez más amplia, cuya implementación inadecuada puede causar pérdidas y daños económicos, financieros y reputacionales tanto a nuestro Grupo como a los titulares de dichos datos. Con el fin de gestionar y mitigar estos riesgos, Enel ha adoptado un marco para garantizar que la protección de los datos personales, de todas las personas con las que interactúa, se respete plenamente. Para lo anterior, Enel Américas cumple con la legislación vigente sobre la materia en Chile, principalmente la Ley 19.628 sobre Protección a la vida privada y se encuentra implementando paulatinamente acciones coherentes con el Reglamento sobre Protección de Datos Personales Europeo (GDPR), que si bien no es ley en Chile, el Grupo Enel ha querido elevar sus estándares de protección a las exigencias de esta normativa. Por lo anterior, actualmente se encuentra en proceso el nombramiento del Oficial de Protección de Datos Personales ("OPD"), quien será el responsable de apoyar a las distintas áreas del negocio, para hacer de la protección de datos personales un elemento clave en las diversas actividades del negocio.

- Digitalización, la eficacia de TI y la continuidad del servicio: Enel está llevando a cabo una transformación digital de la gestión de toda su cadena de valor desarrollando nuevos modelos de negocio y digitalizando sus procesos. En consecuencia, está cada vez más expuesto a riesgos relacionados con el funcionamiento de los sistemas de tecnología de la información (TI), implementados en toda la empresa, lo que podría provocar interrupciones o pérdidas de datos. Para mitigar estos riesgos, la unidad responsable, Global Digital Solutions (GDS), ha establecido un sistema de control interno, que contempla puntos de control a lo largo de la cadena de valor. Enel también está promoviendo la difusión de la cultura digital con el fin de impulsar con éxito la transformación digital y minimizar los riesgos asociados.

La estructura de gestión de riesgos organizacionales del Grupo Enel tiene un comité global de gestión de riesgos, que tiene las siguientes funciones: aprobar las políticas de riesgos propuestas por el Controlador de Riesgos del Holding; aprobar los límites de exposición propuestos; autorizar la ruptura de límites; definir estrategias de riesgo mediante la identificación de planes de acción e instrumentos para mitigar los riesgos y la supervisión general de la gestión y el control de riesgos.

Dentro de cada empresa del grupo, el proceso de gestión de riesgos está descentralizado. Cada gerente responsable del proceso operativo en el que se origina el riesgo también es responsable por el tratamiento y la adopción de medidas de control y mitigación de riesgos.

Para monitorear el cumplimiento de las políticas internas, incluidas las relacionadas con los riesgos, la Compañía cuenta con un equipo de Auditoría Interna, responsable de auditar periódicamente y verificar que las políticas y controles establecidos estén en funcionamiento.

En cumplimiento de los compromisos globales en términos de Sostenibilidad (ESG, Dow Jones Sustainability Index, SDG), el área de Gestión de Riesgos en conjunto con el área de Sostenibilidad, desarrollaron las bases metodológicas para definir el proceso de identificación de los riesgos que afectan el cumplimiento de los compromisos de la Compañía sobre este tema, involucrando de forma directa a todas las unidades responsables, creando conciencia de la relevancia de este tema para la Compañía y el mundo en general, obteniendo como resultado la matriz de riesgo de sostenibilidad.

El Grupo Enel tiene un Código de Ética, que expresa los compromisos y responsabilidades éticas en el desempeño de las actividades comerciales y las operaciones corporativas de los empleados de la Compañía, ya sean ejecutivos de alta gerencia, empleados o socios con algún vínculo con esta compañía.

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

	31-12-2019 %	31-12-2018 %
Tasa de interés fijo	39 %	59 %

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 2019, 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. Al 31 de diciembre de 2019 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 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. Al 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.

Riesgo de liquidez

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

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros, ver notas 20 y 22 de los Estados Financieros de Enel Américas.

Al 31 de diciembre de 2019, el grupo Enel Américas presenta una liquidez de US$ 1.939 millones en efectivo y otros medios equivalentes y US$ 706 millones en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. 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.

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 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 la 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 ries-

go 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$ 361 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, Goiás 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. Por ejemplo, la pérdida de una concesión por parte de una subsidiaria importante, podría ocasionar el incumplimiento de una obligación de deuda por parte de dicha subsidiaria, lo que podría desencadenar un incumplimiento cruzado, quiebra o procedimientos de insolvencia. Dichos eventos podrían tener un efecto adverso importante en las obligaciones contractuales bajo los covenant de deuda de Enel Américas.

Para 2020, se espera que haya reformas fiscales y enmiendas a las leyes fiscales vigentes en Brasil, Chile y Colombia. 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.

Aproximadamente el 55% de la capacidad de generación instalada consolidada en 2019 es 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 o inundaciones, dependiendo de la región afectada. La sequía podría afectar la capacidad de despachar energía de las instalaciones hidroeléctricas de la empresa.

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. En marzo de 2017, "El Niño Costero" en Perú provocó lluvias inusualmente fuertes que

inundaron el río Santa Eulalia, causaron innumerables deslizamientos de tierra y avalanchas en las cuencas costeras, y provocaron la interrupción de varias de las centrales hidroeléctricas, principalmente Callahuanca (83 MW) y Moyopampa (69 MW). Cada fenómeno climático es diferente y, dependiendo de su intensidad y duración, la magnitud de los efectos sociales y económicos podría ser material.

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

Los gastos de operación aumentan durante esos períodos de sequía, cuando las plantas termoeléctricas son despachadas con más frecuencia. Dependiendo de los compromisos comerciales, es posible que se deban realizar compras de electricidad en el mercado spot a precios altos 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 reducen la disponibilidad de agua e incrementa el costo de transporte. 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 (CO2), monóxido de carbono (CO), dióxido de azufre (SO2) y material particulado en la atmósfera. Por lo tanto, un mayor uso de las centrales térmicas durante las sequías generalmente aumenta el riesgo de producir mayores niveles de emisiones de efecto invernadero.

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.

Estamos sujetos a riesgos financieros potenciales derivados de la legislación y la regulación del cambio climático para limitar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

La futura legislación y regulación del cambio climático que restrinja o regule las emisiones de GEI podría generar un aumento en los costos operativos y tener un efecto adverso importante en nuestro negocio, resultados de operaciones y condición financiera. La adopción e implementación de cualquier tratado internacional o cualquier legislación o regulación que imponga obligaciones de reporte nuevas o adicionales, o que limite las emisiones de GEI de nuestras operaciones, podría requerir que incurramos en costos adicionales para cumplir con tales requisitos y posiblemente requerir la reducción o limitación de Emisiones de GEI asociadas a nuestras operaciones. Estos costos adicionales de cumplimiento pueden incluir costos adicionales para operar y mantener nuestros equipos e instalaciones, instalar controles de emisiones o pagar impuestos y tarifas relacionados con las emisiones de GEI, lo que podría tener un efecto adverso importante en nuestro negocio, resultados de operaciones y condición 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 fue una de las monedas mundiales que experimentó una de las mayores devaluaciones frente al dólar estadounidense en 2019, lo que equivale a una depreciación anual del 37,1%. El 12 de agosto de 2019, el peso argentino se depreció un 18,6% frente al dólar estadounidense en un solo día, después de que Alberto Fernández derrotó al presidente Mauricio Macri en una elección primaria presidencial. El 10 de diciembre de 2019, el Sr. Fernández asumió la Presidencia en medio de una recesión económica de dos años. Las perspectivas macroeconómicas del país para 2020 siguen siendo riesgosas debido a las altas tasas de interés, la amenaza de incumplimiento del gobierno sobre la deuda externa y local, el aumento de la pobreza y el desempleo, y un alto entorno inflacionario. En respuesta a estas condiciones, en diciembre de 2019, el Congreso argentino declaró una emergencia pública hasta el 31 de diciembre de 2020 y aprobó medidas económicas de emergencia para estabilizar la economía y resolver la crisis social. Estas medidas incluyeron aumentos de impuestos sobre ciertas exportaciones y compras de dólares estadounidenses, subsidios para jubilados y otorgar más poderes ejecutivos sobre finanzas, impuestos, administración,

pensiones, aranceles, energía, salud y asuntos sociales. El gobierno argentino también congeló las tarifas de electricidad y gas natural durante 180 días y anunció un nuevo esquema de tarifas de distribución que debería estar vigente para la segunda mitad de 2020.

La tasa anualizada de inflación de Argentina ha aumentado significativamente en los últimos tres años, de 24.8% en 2017, 47.6% en 2018 y 53.8% en 2019, mientras que el peso argentino se ha depreciado casi 73.5% frente al dólar estadounidense durante el mismo período. Para combatir la inflación, el Banco Central de Argentina aumentó el piso de su tasa de interés de referencia al 78% en septiembre de 2019, pero posteriormente bajó la tasa al 58% en diciembre. Algunos economistas están preocupados de que el gobierno deba una cantidad sustancial de deuda a corto plazo a tasas de interés muy altas tanto en dólares estadounidenses como en pesos argentinos. En diciembre de 2019, el gobierno argentino pospuso los pagos de US $ 9,1 mil millones en letras del Tesoro Argentino hasta el 31 de agosto de 2020, lo que llevó a las agencias de calificación a reevaluar la calidad crediticia del gobierno argentino.

En enero de 2020, S&P Global subió la calificación crediticia de Argentina a "grado especulativo", con una perspectiva negativa, de "CCC-". En agosto de 2019, Moody's bajó su calificación a "Caa2" de "B2". La perspectiva de Moody's todavía está bajo revisión a la fecha de este informe.

A partir de julio de 2018, Argentina se considera una economía hiperinflacionaria de acuerdo con las normas contables IFRS. Se utilizó un índice general de precios para presentar los montos relacionados con nuestras subsidiarias argentinas en nuestros estados financieros consolidados de forma retroactiva para reflejar los cambios en el poder adquisitivo del peso argentino bajo las disposiciones descritas en la NIC 29, "Información financiera en economías hiperinflacionarias". "Los activos y pasivos no monetarios fueron reexpresados a febrero de 2003, la última fecha en que se aplicó un ajuste por inflación a efectos contables en nuestras filiales argentinas. Nuestros estados financieros consolidados no se han reexpresado para reflejar la ganancia de la indexación de los activos y pasivos no monetarios de nuestras subsidiarias argentinas antes del 1 de enero de 2018.

Un mayor deterioro de la economía argentina, una continua devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense impulsado por la hiperinflación, o la congelación inicial y la posterior reducción de las tarifas de distribución de electricidad podrían afectar negativamente los resultados de operación y condición financiera de Enel Américas. Para obtener más información, consulte las Notas de nuestros estados financieros consolidados.

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 regulaciones de electricidad emitidas por las autoridades gubernamentales en los países en los que opera la compañía pueden afectar la capacidad de las compañías de generación de recaudar ingresos suficientes para compensar sus costos operativos, lo que podría afectar negativamente el negocio, resultados de operaciones y condición financiera. Las autoridades gubernamentales también pueden retrasar el proceso de revisión de tarifas de distribución, o los ajustes de tarifas determinados por las autoridades reguladoras pueden ser insuficientes para transferir nuestros costos a los clientes.

Nuestras subsidiarias operativas también están sujetas a regulaciones ambientales que, entre otras cosas, requieren realizar estudios de impacto ambiental en proyectos futuros y obtener permisos de construcción y operación de los reguladores locales y nacionales. Las autoridades gubernamentales pueden retener o retrasar la aprobación de estos permisos hasta la finalización de los estudios de impacto ambiental. Por lo tanto, su tiempo de procesamiento puede ser más largo de lo esperado. Las regulaciones ambientales para la capacidad de generación existente y futura se han vuelto más estrictas y requieren mayores inversiones de capital. Cualquier retraso en el cumplimiento de los estándares de emisión requeridos puede constituir una violación de las regulaciones ambientales. Si no se certifica la implementación original y los requisitos estándar de emisiones en curso de los sistemas de monitoreo, pueden producirse sanciones, reclamos o reclamos legales por daños. Esperamos que se establezcan límites de emisiones más restrictivos en el futuro.

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. 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 2019, Enel Distribuição São Paulo fue multado por el ANEEL por un monto total de BRL$ 13,6 millones debido a errores en procedimientos comerciales relacionados con la interrupción del suministro de energía eléctrica, Enel Distribuição Rio fue multado por BRL$ 7,4 millones por una violación parcial de los indicadores de calidad de servicio, y multas a Enel Distribuição Ceará por BRL$ 5,2 millones por problemas técnicos con el proceso de preservación de datos del call center.

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 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 impedidas 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 ciertos 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.

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. Enel Distribución Goiás está involucrada 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. 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 34.3 sobre 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 países en los que opera Enel Américas son vulnerables a los impactos externos que podrían causar dificultades económicas significativas y afectar el crecimiento. Si alguno de estos países experimenta un crecimiento económico inferior a lo esperado o una recesión, es probable que la demanda de electricidad por parte de los consumidores disminuya y que algunos de nuestros clientes puedan tener dificultades para pagar sus facturas de electricidad, posiblemente aumentando la cuenta incobrable. Cualquiera de estas situaciones podría afectar negativamente los resultados de operaciones y condición financiera.

Acontecimientos financieros y políticos en estos países y 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 EE.UU. ha experimentado cierres en los últimos años. El cierre del gobierno de EE. UU. en 2018-2019, el más largo en la historia de EE.UU., duró 35 días y afectó a muchas agencias federales, incluida la SEC. Incluso los cierres temporales o amenazados del gobierno de los EE. UU. podrían tener un efecto adverso importante en el momento, la ejecución y el aumento de los gastos asociados con nuestras actividades internacionales de financiamiento y fusiones y adquisiciones.

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. Una crisis internacional de salud pública, como la atribuible al virus COVID 19, que se convirtió en una preocupación mundial en diciembre de 2019, podría afectar gravemente a los países en los que operamos y a nuestros socios comerciales, y esos efectos podrían conducir a mayores costos de los bienes también en cuanto a las recesiones que afectan la demanda de electricidad.

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, Colombia 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, entre otros. El mercado financiero y de seguros en Sudamérica está influenciado por condiciones económicas y de mercado en otros países, los cuales podrían afectar adversamente a los títulos de la compañía.

Además, los cambios en las condiciones sociales, políticas, reglamentarias y económicas o en las leyes y políticas que rigen el comercio exterior, la manufactura, el desarrollo y la inversión, y las crisis e incertidumbres políticas en los países en los que operamos y otros países sudamericanos podrían afectar negativamente economías en estos países y afectan negativamente nuestro negocio, el resultado de las operaciones y la situación financiera. Por ejemplo, en diciembre de 2019, el nuevo gobierno argentino declaró una emergencia pública y promulgó varias medidas económicas para estabilizar la economía y resolver la crisis social. En Perú, ha habido una crisis constitucional desde septiembre de 2019 cuando el presidente Vizcarra disolvió el Congreso peruano. Esta institución, inicialmente, se negó a reconocer la acción y declaró al vicepresidente como presidente interino, quien renunció al día siguiente. En Colombia, se produjeron grandes protestas contra el gobierno en noviembre y diciembre de 2019. Inicialmente, las protestas fueron organizadas por estudiantes, sindicatos y grupos indígenas opuestos a los cambios propuestos a las leyes laborales y de pensiones colombianas y se expandieron rápidamente para abarcar la desigualdad económica, la corrupción y posibles medidas de austeridad, así como el aumento de la violencia en el campo. En Chile, las protestas generalizadas comenzaron en octubre de 2019, lo que resultó en una breve declaración del estado de emergencia, la introducción de varias reformas sociales y económicas y un acuerdo para celebrar un referéndum en abril de 2020 sobre la posible sustitución de la Constitución chilena. Aunque no tenemos operaciones en este país, nuestra administración y sede están en Chile y nuestras acciones comunes se cotizan en las bolsas de valores chilenas. Las manifestaciones y los disturbios civiles en estos países pueden continuar o empeorar, lo que podría afectar negativamente a las economías de estos países y afectar negativamente nuestro negocio, resultados de operaciones, condición financiera y valor de nuestra acción.

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.

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 éstos, 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 completarlos, por lo que, en algunos casos, éstos 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, 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 claves, 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.

La integración de las empresas adquiridas puede ser difícil, costosa, lenta y una carga para los recursos y relaciones con empleados y clientes. En última instancia, estas adquisiciones pueden no ser exitosas o alcanzar los beneficios esperados. Cualquier retraso o dificultad encontrada en relación con las adquisiciones y la integración de sus operaciones podría tener un efecto material adverso en el negocio, resultados de operaciones o condición financiera.

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 en 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.
Aunque la moneda funcional de la compañía es el dólar estadounidense, las subsidiarias generan ingresos en pesos argentinos, nuevos soles peruanos, reales brasileños y pesos colombianos. En general, Enel Américas ha estado y seguirá expuesta materialmente a las fluctuaciones monetarias en las monedas locales frente al dólar estadounidense debido a los retrasos de tiempo y otras limitaciones para vincular tasas arancelarias al dólar estadounidense. Esta exposición puede disminuir sustancialmente el valor del efectivo generado por las subsidiarias y el valor de nuestros dividendos cuando se traduce a dólares estadounidenses si las monedas locales experimentan una devaluación frente al dólar estadounidense. Por ejemplo, el peso chileno se devaluó un 7,2% frente al dólar estadounidense en 2019 y continúa devaluándose fuertemente a la fecha de este reporte. La volatilidad futura en el tipo de cambio de las monedas en las que se recibe ingresos o se incurre en gastos puede afectar negativamente al negocio, resultados de operaciones y condición financiera, especialmente cuando es medido en dólares estadounidenses, la moneda que afecta a titulares 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.
La compañía tiene exposición a fluctuaciones en los precios de mercado de ciertos productos que afectan sus contratos de venta de energía a largo plazo. Éstos comprometen a subsidiarias a obligaciones materiales como partes vendedoras y contienen precios indexados a diferentes productos, tasas de cambio, inflación y el precio de mercado de la electricidad. Los cambios adversos en estos índices reducirían las tarifas cobradas en virtud de estos contratos, lo que podría afectar negativamente al negocio, resultados de operaciones y condición financiera. En el

negocio de distribución, también tenemos exposición económica a las fluctuaciones en los precios de la energía.

Estamos sujetos a riesgos incrementales en los mercados de distribución cada vez más liberalizados.

En algunos países, los clientes de distribución que cumplen con los requisitos de demanda mínima y máxima pueden elegir libremente tarifas no reguladas. Esto puede afectar negativamente el ingreso operativo. En algunos casos, los clientes pueden elegir un proveedor de energía alternativa, lo que podría afectar negativamente el negocio, los resultados de las operaciones y la 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, accionista controlador, posee una participación de 58,26% del capital social a la fecha de este informe y ha declarado la intención de aumentar su participación hasta un 65% a través de acuerdos de swap que involucran a las acciones ordinarias y ADS. Según la ley corporativa chilena, Enel tiene el poder de determinar el resultado de todos los asuntos materiales que requieren una mayoría simple de los votos de los accionistas, como la elección de la mayoría de los escaños en 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. Sin embargo, en algunos casos, sus intereses pueden diferir del de los accionistas minoritarios. Por ejemplo, en países sudamericanos distintos de Chile, Enel lleva a cabo sus operaciones comerciales en el campo de las energías renovables a través de Enel Green Power S.p.A., una compañía en la que Enel Américas no posee participación accionaria. Ciertos conflictos de interés que afectan a Enel en estos asuntos pueden resolverse de manera diferente a los intereses de la empresa o de los accionistas minoritarios.

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 y riesgos físicos que se originan de la severidad de eventos tales como inundaciones. Un evento catastrófico podría ocasionar una indisponibilidad prolongada de los 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.

A mediados de octubre de 2019, manifestaciones y protestas callejeras generalizadas estallaron en Santiago y se extendieron rápidamente por el resto de Chile. Desde entonces, estas acciones se han convertido en algo común y, en ocasiones, han estado acompañadas de saqueos, incendios provocados y vandalismo severo. Los enfrentamientos violentos entre los manifestantes y la policía y las fuerzas armadas han resultado en una pérdida significativa de vidas humanas y lesiones graves. El daño acumulado a la propiedad pública y privada podría llegar a miles de millones de dólares. El impacto a la economía del país, las perspectivas de crecimiento, la percepción del riesgo y las repercusiones inmediatas en términos de desempleo y pérdida de productividad también son importantes. La sede corporativa en Santiago sufrió un severo incendio provocado el 18 de octubre de 2019, lo que resultó en la dislocación de la gerencia y empleados de la sede por un período prolongado. No es posible estimar cuándo terminará dicha violencia o los efectos finales en el negocio, pero puede haber efectos adversos materiales a largo plazo como resultado de esta crisis social. La violencia ha acompañado estos actos espontáneos de disturbios civiles en muchas regiones en 2019. En un mundo globalizado interconectado a través de Internet y los medios de comunicación, todos los países en los que operamos están sujetos a este riesgo.

Cualquier interrupción catastrófica natural o humana en nuestros activos de electricidad en los países en los que operamos podría provocar efectos adversos significativos en nuestros resultados de operación y condición financiera.

Se está sujeto a riesgos de financiación, como los relacionados con la financiación de nuevos proyectos y gastos de capital o la refinanciación de obligaciones existentes.

Al 31 de diciembre de 2019, Enel Américas tenía US$ 601 millones en bonos registrados en la SEC emitidos en los EE. UU. Y tenía deudas bancarias en virtud de un Contrato de crédito rotativo sin garantía senior por US$ 350 millones, todo regido por las leyes del Estado de Nueva York. A la fecha de este informe, Brasil es el país con mayor riesgo de refinanciamiento. Al 31 de diciembre de 2019, la deuda de las filiales brasileñas ascendía a US$ 11,448 millones.

Los acuerdos de deuda están sujetos a varias de las siguientes disposiciones, que incluyen (1) convenios financieros, (2) convenios afirmativos y negativos, (3) eventos de incumpli-

miento, (4) prepagos obligatorios por incumplimiento contractual, (5) cláusulas de cambio de control para fusiones y desinversiones materiales, y (6) convenios de quiebra y procedimientos de insolvencia, entre otros.

Una parte importante del endeudamiento financiero está sujeto a disposiciones de incumplimiento cruzado, que tienen diferentes definiciones, criterios, umbrales de materialidad y aplicabilidad con respecto a las subsidiarias que podrían resultar en incumplimiento cruzado. La deuda también puede ser vencida y pagadera de inmediato en casos de quiebra o procedimientos de insolvencia de una filial importante o material. Del mismo modo, algunos de los titulares de deuda pueden decidir acelerar deuda en caso de incumplimiento cruzado con filiales significativas o importantes, entre otros incumplimientos potenciales del pacto.

Es posible que Enel Américas no pueda refinanciar deuda u obtener dicha refinanciación en términos aceptables para la compañía. En ausencia de dicha refinanciación, se podría ver obligada a liquidar activos a precios desfavorables para realizar los pagos adeudados. Además, es posible que no pueda vender sus activos en los momentos oportunos o precios suficientemente altos para obtener ingresos que le permitan realizar dichos pagos.

También es posible que no puedan recaudar los fondos necesarios para terminar proyectos en desarrollo o construcción. Las condiciones del mercado o los costos imprevistos del proyecto que prevalecen cuando necesita fondos podrían comprometer la capacidad de financiar estos proyectos y gastos.

La incapacidad para financiar nuevos proyectos o gastos de capital, refinanciar deuda existente o cumplir con los convenios podría afectar negativamente los resultados de operación y condición financiera.

Si las instalaciones de transmisión de electricidad de terceros, la infraestructura de gasoductos o los contratos de suministro de combustible no brindan un servicio adecuado, es posible que la compañía no pueda entregar la electricidad que vende a sus clientes finales.

La compañía depende de las instalaciones de transmisión que son propiedad y son operadas por otras compañías para entregar la electricidad que vende. Esta dependencia la expone a varios riesgos. Si la transmisión se interrumpe o la capacidad de transmisión es inadecuada, es posible que no pueda vender y entregar electricidad. Si la infraestructura de transmisión de energía de una región es inadecuada, la recuperación de los costos de ventas y ganancias puede ser insuficiente. Si se imponen regulaciones restrictivas de precios de transmisión, las compañías de transmisión pueden no tener incentivos suficientes para invertir en la expansión de su infraestructura, lo que podría afectar negativamente resultados de operación y condición financiera o afectar la capacidad de desplegar nuestra cartera de proyectos en desarrollo. La construcción de nuevas líneas de transmisión puede llevar más tiempo que en el pasado, principalmente debido a requisitos de sostenibilidad, sociales y ambientales que crean incertidumbres en cuanto al momento de la finalización del proyecto. Como resultado, en algunos de los países en los que se opera, los proyectos de energía renovable se están completando más rápido que los nuevos proyectos de transmisión, lo que está creando una acumulación de electricidad que puede transmitirse a través de los sistemas de transmisión actuales. En Argentina, por ejemplo, la falta de inversión en líneas de transmisión reducirá los incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable.

La compañía confía en las tuberías para obtener gas natural, principalmente en Perú, donde más del 50% de la capacidad de generación es térmica. En los últimos años, el sistema peruano ha enfrentado ocasionalmente escasez de gas y electricidad debido a la falta de capacidad suficiente en el ducto y las líneas de transmisión, lo que condujo a precios spot más altos. Dependiendo del tipo de instalación, las plantas de generación de energía térmica compran gas, carbón, diesel y otros combustibles para producir electricidad. Cualquier incumplimiento de contrato o escasez de suministro puede evitar que las instalaciones produzcan electricidad a tiempo.

Enel Generación Fortaleza posee y opera una central de ciclo combinado de gas natural de 327 MW. Tiene un contrato con Petrobras que garantiza un suministro de gas natural a un precio fijo hasta 2023 para abastecer a Fortaleza. El objetivo principal del programa es evitar una crisis energética a corto plazo al proporcionar seguridad a través de la generación térmica, porque, como se vio en 2018, las centrales hidroeléctricas son vulnerables a condiciones hidrológicas adversas. Desde 2001 hasta 2017, el gobierno brasileño suministró a Fortaleza todo el combustible que necesitaba para operar la central. Sin embargo, en septiembre de 2017, Petrobras anunció una terminación unilateral del contrato de suministro de gas por presunto desequilibrio económico y cargas excesivas, pero nunca rescindió formalmente el contrato. Desde entonces, Petrobras ha suministrado gas natural esporádicamente a Fortaleza según los términos del acuerdo, pero la situación es muy inestable. En caso de interrupciones en el suministro de gas natural, Fortaleza en el pasado y en el futuro puede ser obligada a comprar electricidad a precios de mercado spot, que podrían ser más altos que el precio de venta fijo contratado para los clientes, como Enel Distribución Ceará, que ha contratado la compra de toda la generación de Fortaleza hasta

2023. Este escenario podría afectar negativamente el negocio, resultados de operaciones y condición financiera.

Es posible que Enel Américas no pueda llegar a acuerdos de negociación colectiva satisfactorios con sus empleados sindicalizados o retener a los empleados clave en casos de conflicto laboral.

Un gran porcentaje de los empleados son miembros de sindicatos y tienen convenios colectivos que deben renovarse regularmente. El negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera podrían verse afectados negativamente por el incumplimiento de un acuerdo de negociación colectiva con cualquier sindicato, o por un acuerdo con un sindicato que contenga términos que consideramos desfavorables. Las leyes en muchos de los países en los que se opera proporcionan mecanismos legales para que las autoridades judiciales impongan un acuerdo de negociación colectiva si las partes no pueden llegar a un acuerdo, lo que puede aumentar significativamente los costos de la compañía.

Enel Américas emplea a muchos colaboradores altamente especializados, y acciones específicas como huelgas o paros laborales por parte de estos empleados podrían afectar negativamente al negocio, resultados de operaciones, condiciones financieras y reputación.

La relativa iliquidez y volatilidad del mercado de valores chileno podría afectar negativamente el precio de las acciones ordinarias y ADS.

Aunque Enel Américas no posea activos en Chile, sus acciones se negocian en las bolsas de valores chilenas porque están organizados bajo las leyes de la República de Chile y tiene sede en este país. Los mercados de valores chilenos son sustancialmente más pequeños y tienen menos liquidez que los principales mercados de valores en los Estados Unidos y otros países desarrollados. La baja liquidez del mercado chileno puede afectar la capacidad de los accionistas para vender acciones, o los tenedores de ADS para vender acciones comunes retiradas del programa ADS, en las bolsas de valores chilenas en la cantidad y al precio y tiempo deseados.

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.

Todas las operaciones de la compañía se ubican fuera de los Estados Unidos. Todos los directores y todos los ejecutivos principales residen fuera de ese país y la mayor parte de sus activos se encuentran también fuera de EE.UU. Si cualquier inversionista fuera a presentar una demanda en EE.UU. 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 EE.UU. 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 tecnología de la información, control y comunicaciones o ataques cibernéticos o violaciones de ciberseguridad de estos sistemas podrían tener un efecto material adverso en al negocio, resultados de operaciones y condición financiera.

Enel Américas 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. La empresa utiliza sus sistemas de TI e infraestructura para crear, recopilar, usar, divulgar, almacenar, desechar y procesar información confidencial, incluidos datos de la empresa y del cliente, e información personal sobre clientes, empleados y sus dependientes, contratistas, accionistas y otros individuos. En su negocio de generación, los sistemas de TI son críticos para controlar y monitorear las operaciones de sus plantas de energía, mantener el rendimiento de la generación y la red, facturar a los clientes, lograr eficiencias operativas y cumplir con nuestros objetivos y estándares de servicio. El negocio de distribución depende cada vez más de los 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 diversas partes conectadas a la red. La dependencia de 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, especialmente en Brasil y Colombia, donde se han instalado un número significativo 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, podrían verse afectados por incidentes de ciberseguridad, incluidos los causados por errores humanos. La industria ha comenzado a ver un mayor volumen y sofisticación de los incidentes de seguridad cibernética de organizaciones activistas internacionales, estados nacio-

nales e individuos, y se encuentran entre los riesgos emergentes identificados en el proceso de planificación. Los incidentes de ciberseguridad podrían dañar los negocios al limitar las capacidades de generación, transmisión y distribución, retrasar el desarrollo y construcción de nuevas instalaciones o proyectos de mejoras de capital a las instalaciones existentes, interrumpir las operaciones de los clientes o exponer a la Compañía a responsabilidad. Los sistemas comerciales son 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 externos también podría afectar negativamente al negocio.

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 amenaza de ciberseguridad es dinámica y evoluciona, y está aumentando en sofisticación, magnitud y frecuencia. No hay garantía de que la compañía pueda implementar medidas preventivas adecuadas o evaluar con precisión la probabilidad de un incidente de seguridad cibernética. No puede cuantificar el impacto potencial de los incidentes de ciberseguridad en el negocio y la reputación. Estos posibles incidentes de ciberseguridad y la acción regulatoria correspondiente podrían resultar en una disminución sustancial de los ingresos y altos costos adicionales, que incluyen multas, reclamos de terceros, costos de reparación, mayores gastos de seguro, costos de litigios, costos de notificación y remediación, costos de seguridad y costos de cumplimiento.

Ética y Transparencia

Sistema de Control Interno

El Sistema de Control Interno y de gestión de riesgos "SCIGR" consiste en un set de reglas, procedimientos y estructura organizativa que permiten que los principales riesgos corporativos existentes en la compañía sean identificados, medidos, gestionados y monitoreados. En particular, estos sistemas toman en cuenta las recomendaciones del Marco Integrado para Control Interno, modelo emitido por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission ("COSO").

El sistema también garantiza la trazabilidad de las actividades de identificación, evaluación, gestión y monitoreo de riesgos, considerando tres distintos tipos de actividades:

- Primer nivel de control: Consta de todas las actividades de control que las unidades operativas de la compañía realizan en sus procesos para asegurar que las operaciones se ejecutan adecuadamente.
- Segundo nivel de control: Están asignados a funciones corporativas específicas y apuntan a gestionar y monitorear ciertas tipologías de riesgos.
- Tercer nivel de control: Actividades de auditoría interna que tienen por objetivo verificar la estructura y funcionamiento del sistema de control interno y de gestión de riesgos, incluyendo el monitoreo de controles de primer y segundo nivel.

Auditoría Interna

El Sistema de Control Interno y de Control de Riesgos, y su alineamiento con el modelo de negocios, constituye uno de los principales factores de éxito de Enel Américas y sus filiales.

La Gerencia de Auditoría Interna, es responsable de asegurar de manera objetiva e independiente, la eficiencia y eficacia del sistema de control interno y de gestión de riesgos. Debido a su naturaleza, la Gerencia de Auditoría Interna reporta directamente al Directorio al menos trimestralmente; incluyendo cualquier eventual deficiencia grave que se hubiere detectado o eventuales situaciones irregulares que deban ser reportadas a los organismos fiscalizadores u otros competentes, o que afecten la situación judicial de la compañía.

Esta Gerencia realiza procesos de auditoría para evaluar periódicamente – bajo la óptica risk based – el desempeño de las operaciones de la Compañía, determinando áreas de mejora y facilitando – junto con los process owner - planes de acción para fortalecer el Sistema de Control Interno, minimizar la ocurrencia de irregularidades o eventuales fraudes que puedan afectar a la empresa. Los resultados de cada auditoría y el seguimiento de la implementación de los planes de acción son reportados periódicamente al Directorio que supervisa de manera directa la adecuada ejecución de las acciones de mejora

Cada auditoría incluye actividades de control asociadas al Modelo de Prevención de Riesgos Penales (MPRP), que contiene los requerimientos del Modelo de Prevención de Delitos de la Ley 20.393, que rige a Enel Américas como empresa basada en Chile y que fomentan la adopción de mejores prácticas internacionales para prevenir y detectar potenciales riesgos de ilícitos, fraudes y cualquier acción que pueda estar en conflicto con los principios éticos del Grupo Enel.

Esta metodología de trabajo también es aplicada en las filiales de Enel Américas, considerando las particularidades locales en cuanto a normativa aplicable y al contexto particular de cada país donde la Compañía opera.

En 2019 el Gerente de Auditoria y Oficial de Cumplimiento tuvo acceso al Directorio en las sesiones de Enero, Febrero, Marzo, Julio, Agosto y Septiembre para reportar todos los asuntos anteriormente indicados, además de la gestión del Canal Ético.

Conducta Ética y Modelo de Prevención de Riesgos Penales

Enel Américas está plenamente comprometida con el cumplimiento de sus normas y conductas éticas, y la legislación vigente en cada uno de los negocios donde opera, tanto en sus relaciones internas como externas con otros grupos de interés. El valor de la Transparencia y actuaciones éticas son parte integral de los valores que construyen confianza y responsabilidad con todos sus grupos de interés.

La Compañía y sus filiales cuentan con un Código Ético, aprobado por sus Directorios, por medio del cual orientan las actuaciones de los directores, ejecutivos y colaboradores, y contratistas. El documento expone los principios, lineamientos, compromisos y las responsabilidades éticas en la gestión de los negocios y de las actividades empresariales.

El Código Ético y los principales documentos que enmarcan la cultura ética de Enel Américas son entregados a los colaboradores, Directores, proveedores y contratistas, además de ser publicados a nivel interno y en la página web, con el fin de que todos los Grupos de Interés puedan acceder fácilmente a sus contenidos.

La Compañía se acoge de manera estricta a la Ley de Sociedades Anónimas, la cual establece dentro de sus criterios la independencia e inexistencia de conflictos de interés. A su vez, el Directorio ha adoptado la práctica voluntaria de la Norma de Carácter General 385. Auditoría Interna reporta al Directorio la principal información de cumplimiento de esta Norma en lo que compete a su reporte.

Enel Américas cuenta con un Modelo de Prevención de Riesgos Penales (MPRP) que se construye a partir del Código Ético y el Plan de Tolerancia Cero con la Corrupción. Su objetivo es controlar y prevenir la comisión de delitos al interior de la organización, velando por el cumplimiento de la normativa, y la transparencia de las acciones en todas las empresas donde Enel Américas posee una mayoría accionaria, ejerce control o es responsable de la gestión. Este modelo cubre todos los requerimientos del Modelo de Prevención de Delitos definido en la Ley 20.393 y sus modificaciones.

El Directorio es el organismo encargado de supervisar el cumplimiento de las normas éticas y la prevención de riesgos penales en la empresa, tarea cuyo seguimiento y gestión delega a la gerencia de Auditoría Interna. Así, el Directorio aprueba los documentos que componen el sistema de cumplimiento, incluido el Modelo de Prevención de Riesgos Penales, apoyándose en el Encargado de Prevención de Delitos para su implementación.

El Encargado de Prevención de Delitos cuenta con la necesaria autonomía organizacional, empoderamiento y recursos para el adecuado desarrollo de sus funciones. Periódicamente el Directorio evalúa y monitorea la implementación y mejora

de los programas a nivel de los procesos de la empresa, por medio de las sesiones donde el Encargado de Prevención de Delitos reporta las principales actividades relacionadas con su ejecución y correcto funcionamiento.

Enel Américas cuenta con la certificación externa al Modelo de Prevención de Riesgos Penales obtenida en 2018, donde un externo acreditó y evaluó de manera objetiva el sistema de prevención adoptado e implementado por la empresa frente a los requerimientos de la Ley 20.393. La certificación fue otorgada por dos años (hasta mediados de 2020), período en el cual Enel Américas es objeto de evaluación constante.

En 2019, el Directorio aprobó la actualización de los contenidos del Modelo de Prevención de Riesgos Penales, considerando las modificaciones realizadas a la Ley Chilena 20.393 al cierre de 2018 e inicios de 2019, que incorporaron en su ámbito la responsabilidad penal de las personas jurídicas en delitos de corrupción entre particulares, administración desleal, negociación incompatible, apropiación indebida, pesca ilegal, contaminación de aguas, actividades con productos en veda y actividades con recursos pesqueros escasos sin acreditación de origen legal. Estos ilícitos se suman a los delitos de lavados de activos, financiamiento al terrorismo, receptación y cohecho, siendo este último delito extraterritorial.

Además, el Encargado de Prevención de Delitos coordinó la actualización de riesgos y controles específicos bajo el alcance del Modelo de Prevención de Riesgos Penales con todas las áreas y procesos de la compañía, contando con el soporte de expertos en el tema.

Todas las filiales de Enel Américas también mantienen un programa de cumplimiento en línea con las prácticas de la Compañía, incluyendo los requerimientos normativos específicos de cada uno de los países. En aquellas sociedades que no se controlan directamente, negocios conjuntos, empresas relacionadas o proveedores y contratistas, se fomenta el desarrollo de códigos propios que estén alineados a la legislación local y a los estándares de Enel Américas.

Como hecho relevante, durante el 2019, Enel Américas, junto con Enel Chile y sus filiales, fueron reconocidas por la Fundación Generación Empresarial y el Diario Financiero con el premio "Generación Empresarial – Diario Financiero" por su compromiso con la promoción sistemática de la ética y de las mejores prácticas de compliance corporativo a nivel interno y externo, obteniendo una de las 3 mejores evaluaciones entre 49 empresas participantes.

En 2019, Enel Américas y sus filiales también mantuvieron vigente y operando su plan de comunicaciones y su plan de formación, que están orientados a divulgar los principales aspectos del programa de cumplimiento y a fortalecer la cultura de los colaboradores y proveedores. Dentro de estos planes se consideran actividades internas y externas, incluyendo inducciones a los nuevos ingresos de la Compañía, donde reciben entrenamiento específico sobre el sistema de cumplimiento de Enel Américas.

En 2019, Enel Américas y sus filiales realizaron 145 formaciones donde participaron más de 6.000 personas, focalizadas en la prevención de la corrupción y conductas no éticas, el uso del Canal Ético, el Sistema de Gestión Antisoborno ISO37001 y en general sobre el conocimiento del sistema de cumplimiento de la Compañía.

Otro importante hecho, fue la participación de Enel Américas en el Octavo Foro de las Naciones Unidas en Ginebra Suiza, sobre Negocios y Derechos Humanos en la sesión "Corrompiendo la Agenda de Derechos Humanos: Cómo los negocios pueden apalancar prácticas anticorrupción para fortalecer el respeto por los Derechos Humanos". En este importante escenario, que contó con más de 2.000 participantes de organizaciones gubernamentales, empresariales, de la sociedad civil, inversionistas, organismos de las Naciones Unidas, entre otros; Enel Américas presentó las experiencias y prácticas en materia de lucha contra la corrupción implementadas en los países de Sur América en línea con el Objetivo de Desarrollo Sostenible 16 (Paz, justicia e instituciones sólidas), que finalmente se relacionan y se integran en la visión y estrategia de sostenibilidad y de respeto a los Derechos Humanos del Grupo Enel.

Algunas de las prácticas resaltadas fueron la Debida Diligencia de Derechos Humanos que se aplica anualmente en todos los países; las iniciativas ejecutadas con nuestros proveedores y cadena de valor para promover el respeto universal de los Derechos Humanos; así como el trabajo realizado con Organizaciones Multilaterales, ONG y entidades Gubernamentales de los diferentes países (como la UNODC, Transparencia Internacional, Secretarías de Transparencia) para avanzar en el logro de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

Finalmente, se destaca que, durante el 2019, Enel Américas tuvo otros escenarios de participación y colaboración con stakeholders y sociedad civil como Chile Transparente, la Fundación Generación Empresarial, la Asociación Argentina de ética y Compliance, entre otras organizaciones, con el propósito de compartir experiencias y promover mejores prácticas aplicadas en la compañía y fuera de ella, en materia de probidad, cultura organizacional, y prácticas de ética y transparencia en los negocios.

Sistema de Gestión Antisoborno ISO37001

En cumplimiento con el décimo principio del Pacto Mundial, bajo el cual las compañías se comprometen a combatir la corrupción en todas sus formas, incluida la extorsión y el soborno, Enel Américas aporta al cumplimiento de este compromiso por medio de la aplicación y mantenimiento de los pilares del Sistema de Gestión Antisoborno, de acuerdo al estándar ISO37001.

El estándar ISO 37001 especifica una serie de medidas y mejores prácticas para ayudar a las organizaciones a prevenir, detectar y enfrentar el soborno, junto con cumplir compromisos voluntarios asumidos por Enel. En Enel Américas, este sistema se enfoca en identificar riesgos, y diseñar, ejecutar y mejorar controles y estándares de comportamiento en operaciones consideradas de riesgo, como negociaciones y ejecución de contratos con terceras partes, participación en licitaciones públicas y privadas, gestión de recursos financieros, gestión de regalos y hospitalidades, procesos de selección de personal, mecanismos de incentivos a la gerencia, entre otras.

Este Sistema de Gestión Antisoborno es parte del programa de cumplimiento de Enel Américas, donde el Directorio es su máximo órgano de gobierno, y que, junto con la Alta Dirección de la Compañía, promueven la prevención de cualquier tipo de soborno en las actividades y operaciones diarias.

La certificación ISO37001 fortalece la confianza de los grupos de interés hacia Enel Américas, que en 2018 se convirtió en la primera empresa multinacional sudamericana que cotiza en la bolsa de Nueva York en obtener tal certificación.

Como parte del compromiso de Enel Américas de implementar las mejores prácticas a nivel mundial, durante 2019 Enel Américas, junto con sus filiales Edesur (Argentina), Enel Codensa y Enel Emgesa (Colombia), mantuvieron su certificación de Sistema de Gestión Antisoborno bajo el estándar internacional ISO 37001: 2016. En este mismo periodo las filiales Enel Distribución Perú, Enel Generación Perú y Chinango S.A.C (Perú) obtuvieron por primera vez la certificación ISO 37001 Sistema de Gestión Antisoborno.

Enel Américas ha participado en diversos escenarios nacionales compartiendo su experiencia en la implementación de esta relevante certificación, así como el despliegue hacia sus filiales.

Gestión del Canal de Denuncias

El canal de denuncias, gestionado por la Gerencia de Auditoría Interna, pero administrado externamente, permite denunciar anónimamente conductas irregulares, contrarias a los principios del Modelo de Prevención de Riesgos Penales, al Código Ético o bien otras temáticas relativas a la contabilidad, el control, la auditoría interna, o delitos como lavado de activos, financiamiento del terrorismo, cohecho, corrupción entre particulares, receptación, apropiación indebida, negociación incompatible, delitos ambientales, entre otros.

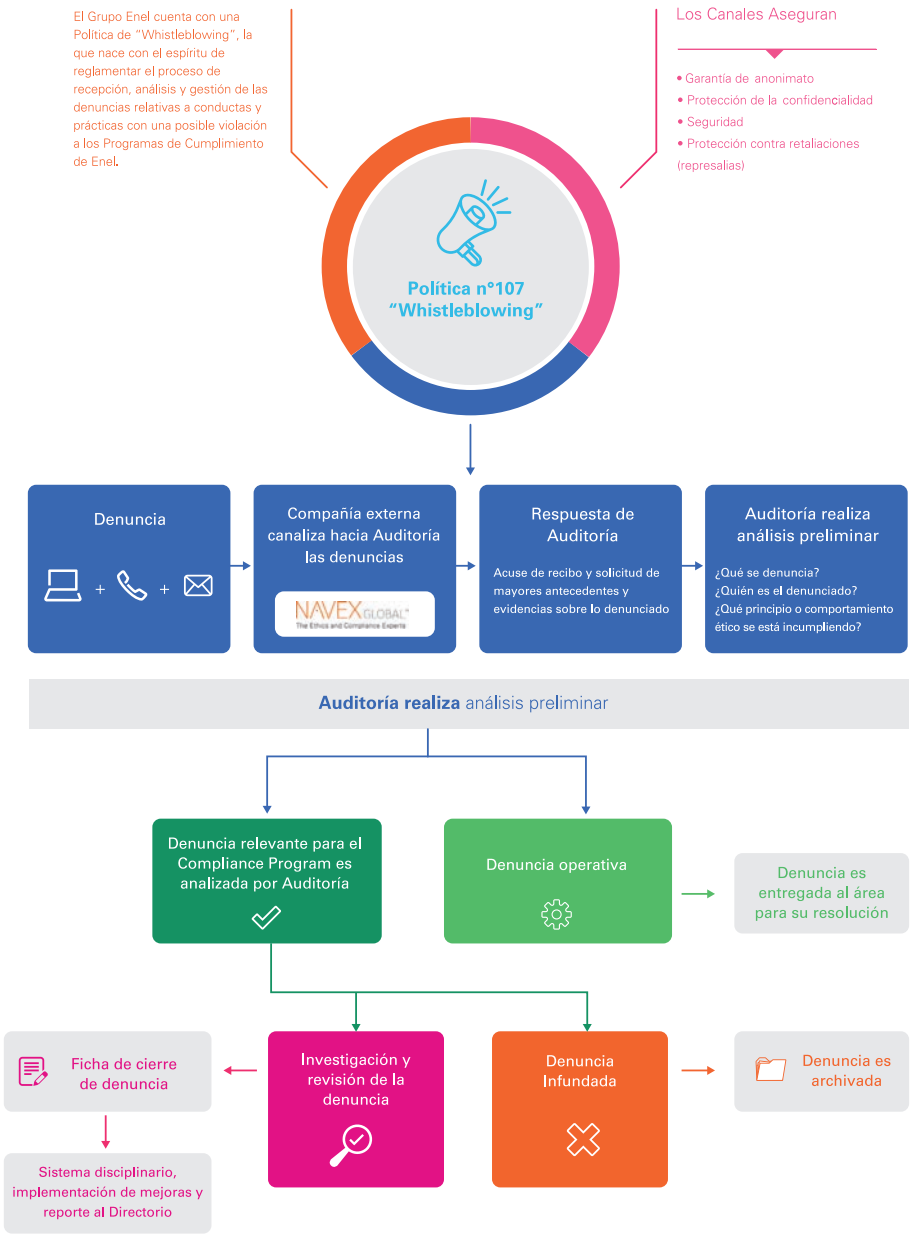
Este canal está regido por la política global N° 107 Whistleblowing, que garantiza anonimato, protección al denunciante contra represalias y protección contra denuncias de mala fe.

Este canal de denuncia es extensivo a los colaboradores, contratistas, proveedores, clientes, comunidades y demás partes interesadas, manteniendo acceso disponible por medio telefónico, presencial y digital a través de la intranet y de la página web de la Compañía. El denunciante puede comunicarse por medio del canal para entregar mayor información relacionada con la situación reportada, así como recibir feedback y consultas de parte de los encargados de la gestión del caso.

Durante 2019, parte de la gestión de comunicaciones y formación se enfocó en potenciar el uso del Canal Ético a través de publicaciones y formaciones, donde se mostró su utilidad y forma de uso a los colaboradores. También se potenció su conocimiento en eventos dirigidos a proveedores por medio de entregables promocionales y charlas.

El Canal Ético recibió durante 2019 un total de 110 denuncias bajo el ámbito de Enel Américas y sus filiales relacionadas con el Código Ético. Sobre estas denuncias se evidenciaron 23 infracciones de carácter no significativo – todas debidamente gestionadas - al Código Ético de la Compañía, en materias de gestión de contratos, conflictos de interés y clima laboral.

¿Dónde denunciar?	
Web corporativa	
www.enelamericas.com	Menú derecho/Canal Ético
Internet	
Canal ético directo	https://secure.ethicspoint.eu/domain/media/es/gui/102504/index.html
Presencial o escrito	
Enel Américas	Gerencia de Auditoría Interna, Santiago, Santa Rosa N°76, Piso 9.



Canal ético

La Sociedad tiene un Canal Ético, regido por la política de whistleblowing, el cual ha sido debidamente comunicado a los trabajadores de la compañía. Este canal es extensivo a los trabajadores, contratistas, proveedores, clientes, comunidades y demás partes interesadas, manteniendo acceso disponible por medio telefónico, presencial y digital a través de la página web de la Compañía. Las denuncias son posteriormente investigadas por la Gerencia de Auditoría y reportadas al Comité de Directores.

BRIGHT

16. 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 regulatorio, matrices energéticas, empresas participantes y patrones de crecimiento y consumo distintos. A continuación, se resumen 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 febrero 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 foco en 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 empre-

sa 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 Nº 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 Nº 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.

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. Nº 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.

Posteriormente, se reemplazó la Resolución SE N° 22/2016 por la Resolución SEE N°19/2017, definió una remuneración mínima de potencia por tecnología y escala. Adicionalmente, para las unidades térmicas se estableció la posibilidad de ofrecer compromisos de disponibilidad con una remuneración diferencial en moneda extranjera para todas las tecnologías térmicas.

En febrero del 2019, por medio de la Resolución SRR y ME N° 1/19, se reemplazó a la Resolución SEE N° 19/2017, mediante la cual se establecieron los lineamientos para la remuneración de las centrales de generación existentes.

La nueva Resolución mantuvo la estructura de remuneración vigente de la resolución anterior con algunas modificaciones.

Remuneración por potencia para centrales termicas

Precio Mínimo (desde febrero 2019)

- Ciclos Grandes: 3.050 U$S/MW-mes
- TV Grandes: 4.350 U$S/MW-mes
- TG Grandes: 3.550 U$S/MW-mes

Precio Base Remuneración con compromiso

- Dic - Feb: 7.000 U$S/MW-mes
- Jun - Ago: 7.000 U$S/MW-mes
- Mar - May: 5.500 U$S/MW-mes
- Sep - Nov: 5.500 U$S/MW-mes

Remuneración por energía

Energía Generada:

- Motores
  Gas: 4 U$S/MWh
  Líquido: 7 U$S/MWh
- Hidroeléctricas: 3,5 U$S/MWh

Energía Operada (asociada a la potencia Rotante): Térmicos e Hidro: 1,4 U$S/MWh. Los valores de energía son definidos en el Nodo.

En primera medida se realizó ajuste hacia la baja del pago por Disponibilidad y por energía de las unidades térmicas. En el caso de la disponibilidad de potencia la rebaja fue del orden de 10% y para la energía de 20% con respecto a la resolución antecedente.

Asimismo, se estableció una fórmula de ajuste de los ingresos por disponibilidad en función del despacho histórico de la unidad generadora. En ese sentido, las unidades que resulten

con un factor de despacho en el último año móvil menor al 30%, tendrán una reducción del 30%, en caso que dicho factor fuere >70%, no tienen afectación y entre el 30% y el 70%, la rebaja es lineal.

Por el lado de las centrales hidroeléctricas, se mantienen los precios base de la potencia y la energía generada y operada que estipulaba la Resolución ex SEE N° 19/2017, pero la nueva normativa determina que no se considerarán para el cálculo de la remuneración de potencia las horas que el generador hidroeléctrico esté indisponible por mantenimiento programado y acordado. A pesar de los cambios introducidos, las centrales hidroeléctricas no sufrieron una reducción significativa de sus ingresos.

Continuando con los preceptos instruidos en el año anterior a CAMMESA por parte de la SE, con la finalidad de bajar los costos del gas dedicado a generación, MEGSA realizó dos subastas para la provisión de gas para generación en usinas térmicas, con resultados por demás satisfactorios. La primera fue realizada el 27/12 de 2018. Los suministros ofrecidos fueron de carácter interrumpible para el periodo comprendido entre enero y diciembre del 2019. Los precios PIST mínimos obtenidos fueron de 2,2107 USD/MMBTU (verano), 3,2235 USD/MMBTU (invierno) y precios promedio ponderados de 3,0953 USD/MMBTU (verano) y 4,3446 USD/MMBTU (invierno). La segunda subasta tuvo lugar el día 23 de mayo de 2019. A diferencia de la subasta anterior, el suministro en esta ocasión fue de carácter firme, con un plazo que va desde junio del 2019 hasta mayo del 2020, inclusive. Los precios PIST obtenidos fueron de 2,207 USD/MMBTU y 3,2446 USD/MMBTU para verano e invierno respectivamente, evidenciándose un claro descenso en el precio del gas en boca de pozo desde la primera subasta a la fecha.

Con respecto a la resolución los pasivos contingentes derivados de los contratos de Disponibilidad de las unidades TV y Ciclos Combinado de Enel Costanera que se firmaron el año 2012. El día 12 de septiembre finalmente se firmó un Acuerdo con CAMMESA, que fundamentalmente confirma la posición sostenida por Enel, estableciendo que no existen reclamos pendientes y otorga a las empresas del grupo el beneficio de eliminar el Riesgo de Multas y la renuncia a cobrar parte de la tarifa futura para Enel Costanera.

A septiembre de 2019, se encontraban en una situación de virtual parálisis cerca de 50 de los 88 proyectos aprobados durante la segunda ronda del programa RenovAr, debido entre otras cosas, a dificultades por parte de los adjudicatarios para asegurarse financiamiento y garantías apropiadas. Por el motivo expuesto, el día 11 de septiembre, el subsecretario de energías renovables y eficiencia energética Sebastián Kind, envió una nota a CAMMESA con el propósito de instruirle la suspensión temporal de las intimaciones por incumplimientos de las fechas programadas de avance de obras, en los contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable. Por diversas razones, el subsecretario debió, pasados poco menos de 30 días, enviar una nota derogando plenamente todo lo instruido en la primera.

En diciembre de 2019, por medio de la Resolución 12/2019, el Gobierno decidió derogar la Resolución N° 70 de 2018 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía del ex Ministerio de Hacienda que permitía a las compañías manejar su propio abastecimiento de combustible quedando a cargo nuevamente la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA).

Regulación en empresas de distribución

La actividad de distribución se lleva a cabo por las empresas que obtengan concesiones. Las compañías distribuidoras deben suministrar toda la demanda de electricidad en su área de concesión exclusiva a precios (tarifas) y condiciones establecidas en la regulación. Los acuerdos de concesión incluyen penalidades por el no suministro. Las concesiones fueron otorgadas para ventas de distribución y al detalle. Los 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 septiembre de 2016, 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.

La normativa también fijó 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 encontró superada la etapa de transición tarifaria de Edesur.

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 de 2017 Edesur envió una nota ratificando el Plan de Inversiones, oportunamente informado para la RTI (en términos físicos).

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 planteamiento 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.

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 Emer-

gencia 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 primero 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 1º 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.

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 primero de agosto, recibiendo el 50% restante en 6 cuotas ajustadas a partir del primero 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 primero 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%.

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 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 primero 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 primero 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.

Con fecha primero de febrero de 2019 fueron publicadas en el Boletín Oficial las resoluciones ENRE N° 24/2019 y 26/2019. La primera de ellas aprobó los valores del cuadro tarifario con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a las cero horas del 1° de febrero de 2019, de acuerdo a los incrementos en el precio estacional de la energía y el precio de referencia de la potencia, establecidos por la Resolución SGE 366/2019. Se incluye además el incremento del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (FNEE) que pasó de 15,5 $/MWh a 80 $/MWh, en tanto, el costo del transporte en alta tensión (AT) no tuvo cambios. La segunda resolución, por su parte, define los nuevos valores del Valor Agregado de Distribución (VAD), con vigencia a partir de la misma fecha que la primera, estableciendo que los mismos serán de aplicación a partir del 1° de marzo de 2019. Con el incremento de VAD de marzo 2019 se incluye la variación del Mecanismo de Monitoreo de Variación de Costos (MMC) del período agosto 2018 – febrero 2019 de 23,57%, y la aplicación del factor de estímulo, que refleja un sobrecumplimiento del plan de inversiones respecto de la pauta que estaba establecida en la RTI. Además, se dispone el recupero del 50% del incremento de VAD que debía haberse aplicado en agosto 2018 (7,925%), así como el diferimiento en un mes de este último incremento (de febrero a marzo 2019). Con los incrementos otorgados a marzo de 2019 se ha cumplido con el proceso de normalización del VAD definido por la RTI publicada en febrero de 2017.

En relación a la tarifa social, que dejó de ser financiada por el Estado Nacional a partir del primero de enero de 2019, tanto Ciudad Autónoma de Buenos Aires como Provincia de Buenos Aires asumieron el compromiso de mantener las pautas del régimen de tarifa social vigentes, estableciendo además el origen de los fondos para tal fin. En este sentido, el ENRE instruyó a Edesur a mantener las pautas del régimen de tarifa social que se encontraban vigentes hasta el 31 de diciembre de 2018.

Por otra parte, la Sociedad ha tomado conocimiento que con fecha 28 de febrero de 2019 el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires (la "Provincia") y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires ("CABA"), firmaron un acuerdo con el objeto de empezar la transferencia del servicio público de distribución de energía eléctrica concesionado por el Estado Nacional a favor de Edesur, a la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Edesur no ha sido parte de dicho acuerdo.

Dentro del marco de la transferencia del servicio público de distribución de energía eléctrica, con fecha 9 de mayo de 2019 el Estado Nacional, CABA y la Provincia suscribieron un Acuerdo de Implementación de dicha transferencia, del que Edesur se notificó y prestó plena conformidad. El Acuerdo dispone que la Provincia y CABA asumen en forma conjunta el carácter de poder concedente del servicio público que presta la Sociedad, y que el mismo continuará rigiéndose por su contrato de concesión y por las normas nacionales legales y reglamentarias que fueren aplicables. Asimismo, en virtud de este acuerdo se dispone la creación del nuevo ente regulador, el Ente Metropolitano Regulador del Servicio Eléctrico ("EMSE"), como ente bipartito conformado por la Provincia y CABA. El acuerdo entra en vigencia una vez finalizado el trámite de ratificación por parte del Poder Ejecutivo Provincial y de la Legislatura de la CABA. En este sentido, con fecha 7 de julio de 2019 esta última aprobó el acuerdo mediante la Ley 6.180, y con fecha 26 de julio de 2019 se ha dictado su promulgación por el Poder Ejecutivo mediante el Decreto 263. Asimismo, con fecha 2 de octubre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia de Buenos Aires, el Decreto N° 1289/2019 aprobando el acuerdo de transferencia de jurisdicción y demás acuerdos relacionados, mencionados anteriormente.

Asimismo, con fecha 2 de mayo de 2019 se publicó el nuevo cuadro tarifario que contiene la actualización del precio estacional correspondiente al período mayo-julio 2019, establecido mediante la Resolución de Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico N° 14 del 29 de abril de 2019. El mismo presenta como novedad la fijación de un precio diferencial para el segmento residencial con el fin de mantener al mismo sin aumentos. Sin embargo, con el fin de mantener el cronograma de retiro de subsidios, informado por el Gobierno Nacional en el mes de diciembre de 2018, se aumentó en mayor medida el precio del resto de los segmentos, resultando de

esta forma un incremento promedio total del 2%, soportado por un aumento del orden del 4% en los segmentos comercial e industrial. Su aplicación es con vigencia para los consumos a partir de las cero horas del primero de mayo de 2019.

Con fecha 10 de mayo de 2019, la Sociedad suscribió con la Secretaría de Gobierno de Energía – en representación del Estado Nacional – un Acuerdo de Regularización de Obligaciones, según el cual se pone fin a los reclamos recíprocos pendientes originados en el período de transición 2006 / enero de 2017. Por un lado, Edesur se obliga a: (i) abonar penalidades a clientes en un plazo de 3 años, actualizadas a la tasa activa del BNA; (ii) abonar las multas contenidas en el Anexo VIII del Acta Acuerdo de 2006, hasta en 14 cuotas semestrales, recalculadas hasta la fecha de su efectivo pago por el incremento promedio que registre el costo propio de distribución; (iii) en el marco de lo previsto en la cláusula 5.4 de la mencionada Acta Acuerdo, destinar los montos de las penalidades por mediciones periódicas de calidad del período de transición, a ejecutar inversiones adicionales a las establecidas en la RTI, destinadas a contribuir a la mejora, confiabilidad y seguridad del servicio. Además, se acordaron nuevas condiciones en relación a la deuda por mutuos con CAMMESA, según se detalla en nota 16. Por su parte, el Estado Nacional compensará a favor de la Sociedad, deudas comerciales con CAMMESA por compras de energía en el MEM efectuadas antes de la entrada en vigencia de la resolución ENRE N° 1/2016, y deudas del Estado Nacional con destino social generadas en los años 2017 y 2018, relacionadas con los consumos de los asentamientos con medidores comunitarios generados desde julio de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2018, en la proporción prevista en el Nuevo Acuerdo Marco y sus sucesivas prórrogas, y con las diferencias resultantes de aplicar el tope en las facturas de los usuarios beneficiarios de la tarifa social. Además, el Estado Nacional condonará las sanciones con destino a la Administración Pública. Los efectos de este acuerdo se exponen en la línea "Otros ingresos (egresos) operativos netos" del estado de resultados por 12.183, con su correspondiente impacto en la línea "Impuesto a las ganancias" por aproximadamente 3.200.

Por su parte, con fecha 19 de septiembre de 2019 Edesur firmó con el Estado Nacional un Acuerdo de Mantenimiento de Cuadros Tarifarios mediante el cual este último instruye al ENRE para que, durante el período semestral iniciado el primero de agosto de 2019, dicho ente mantenga los cuadros tarifarios vigentes previo al comienzo de dicho período para todas las categorías tarifarias, lo cual implica que EDESUR continuará percibiendo las compensaciones incluidas en los mismos debidas a recuperos y diferimientos anteriores (resolución ENRE N° 26/19) . La diferencia que se genere en el VAD y la diferencia en relación con los precios estacionales, cuyo aumento fue ratificado por la Resolución de Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico N° 26 del 3 de septiembre de 2019, por el período del primero de agosto de 2019 al 31 de diciembre de 2019, se recuperará en 7 cuotas mensuales a partir del primero de enero de 2020. En este marco, Edesur se compromete a mantener la calidad de servicio y se acuerda postergar el pago de toda sanción hasta el primero de marzo de 2020 a su valor original más las actualizaciones que correspondan al momento del pago, en 6 cuotas mensuales.

Con fecha 20 de septiembre de 2019 el Estado Nacional, por una parte, y Edesur y Edenor, por la otra, firmaron el Acuerdo de Prórroga del Nuevo Acuerdo Marco, que prorroga el mismo a partir del primero de enero de 2019 y hasta el 31 de mayo de 2019. A través de este acuerdo, el Estado Nacional asume el compromiso de cancelar los montos correspondientes y su porcentaje del aporte económico por el suministro de energía eléctrica a los asentamientos del ámbito de la Provincia de Buenos Aires. Asimismo, Edenor cede y Edesur acepta las acreencias que por este acuerdo se reconocen, y el Estado Nacional se compromete a instruir a CAMMESA a compensar las mencionadas acreencias con las deudas por mutuos que Edesur posea con la misma. Los efectos de este acuerdo se exponen en la línea "Ingresos por servicios" del estado de resultados por 209. A la fecha de los presentes estados financieros intermedios condensados se encuentra pendiente de instrumentación la cesión de las acreencias de Edenor a Edesur, así como la compensación con los mutuos de CAMMESA.

Por otra parte, mediante la publicación del Decreto Reglamentario N° 1289 del primero de octubre de 2019 por parte de la Provincia de Buenos Aires y la anterior sanción y publicación de la Ley N° 6180, el Decreto N° 263 y la Resolución complementaria N° 161 del 30 de junio de 2019 por parte de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Los cuales ratifican por parte de ambas provincias lo establecido en el denominado "Consenso Fiscal 2018" y en el artículo N° 124 de la ley N° 27.469. Concretando con ellos la transferencia del servicio a cargo de esta Empresa desde el ámbito del Estado Nacional hacia las jurisdicciones de la Provincia de Buenos Aires y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El día 10 de diciembre de 2019, se produce la asunción de la nueva administración Nacional a cargo del Dr. Alberto Fernández como Presidente y de la Dra. Cristina Fernandez de Kirchner como Vicepresidente. En tal sentido, el día 12 de diciembre la asamblea ordinaria de la Compañía Administradora del Mercador Eléctrico (CAMMESA), designó como su nuevo ge-

rente general a Esteban Kiper, quien ya había ocupado la vicepresidencia entre 2014 y 2015, durante el gobierno de Cristina Kirchner y la gestión económica del entonces ministro Axel Kicillof (recientemente asumido Gobernador de la Provincia de Buenos Aires). Y mediante el Decreto N° del 19 de diciembre de 2019, se procede a la modificación de las estructuras administrativas del Estado Nacional. Nombrándose a Sergio Lanziani como nuevo Secretario de Energía dependiente del Ministerio de Desarrollo Productivo a cargo de Matías Kulfas. y a Osvaldo Arrúa como Subsecretario de Energía Eléctrica.

Finalmente, el día viernes 20 de diciembre de 2019, el Congreso Nacional dio aprobación a la Ley N° 27541 de LEY DE SOLIDARIDAD SOCIAL Y REACTIVACIÓN PRODUCTIVA EN EL MARCO DE LA EMERGENCIA PÚBLICA la cual declara la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2020. Facultando en su Artículo 5° al Poder Ejecutivo Nacional a mantener las tarifas de jurisdicción federal de electricidad y gas y a iniciar un proceso de renegociación de Revisión Tarifaria Integral vigente en carácter extraordinario por un plazo máximo de hasta 180 días propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. Y a intervenir el ENRE (Artículo 6°), el cual mantendrá su competencia mientras dure la emergencia al suspenderse la vigencia de dispuesto en el segundo párrafo del artículo 124 de la Ley Nº 27.467 (Artículo 7°).

El 27 de diciembre de 2019 el ENRE, amparado en lo establecido en el Artículo 7° de la Ley N° 27541, instruyó a EDESUR a no modificar el Cuadro Tarifario vigente a pesar de que la misma ya no pertenece a la jurisdicción federal.

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 prórroga hasta mediados de octubre.
- En línea con la última revisión tarifaria realizada para el sector del Transporte:
  - > Las tareas serían desarrolladas por los cuerpos técnicos de regulador.
  - > La metodología utilizada sería 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. Se enviaron los informes para el proceso de determinación de la remuneración de los Transportistas Independientes.
- En mayo de 2019, se recibió un pedido de ampliación de información con respecto a las inversiones de parte del ENRE por la RTI de Yacylec.
- Se añadieron los fundamentos de las inversiones para dar respuesta.
- En agosto del 2019, nuevamente se solicitó información complementaria al plan de inversión presentado en la RTI.
- En septiembre de 2019, se envió una carta de reclamo al ENRE a bien de concluir el procedimiento de la revisión tarifaria y determinar a la mayor brevedad la remuneración de la empresa por operación y mantenimiento de las instalaciones a su cargo.

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. Me-

diante NOTA del 22/08/18 el ENRE solicitó la información necesaria para determinar la remuneración, a partir del primero de enero de 2019.

- Se enviaron los informes para el proceso de determinación de la remuneración de los Transportistas Internacionales.
- En Septiembre de 2019, se enviaron cartas de reclamo al ENRE a bien de concluir el procedimiento de la revisión tarifaria y determinar a la mayor brevedad la remuneración de las empresas por operación y mantenimiento de las instalaciones a su cargo.

Regulación medioambiental

Las instalaciones eléctricas están sujetas a leyes y regulaciones medioambientales, federales y locales, incluyendo la Ley Nº24.051 o Ley de Residuos Peligrosos y sus regulaciones anexas.

Al sector eléctrico se le imponen ciertas obligaciones de informar y monitorear 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 Nº26.190, 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 natural. Las tarifas se basan en un proceso de licitación promovido por el Gobierno con la participación de los agentes de transmisión, que ofrecen las mejores ofertas en subastas específicas para el servicio de transmisión y cuyas empresas firmaron contratos de concesión de transmisión para implementar las líneas con un ingreso anual garantizado. 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 electri-

cidad; (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 n° 9.074/95 y Ley n° 9.427/96, los consumidores que participan del mercado libre son aquellos que: (i) demandan una capacidad de a lo menos 2.000 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 cambió 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. En 16 de diciembre de 2019, el MME publicó la Portaría nº465/2019 que alteró la Portaría nº514/2018 cambiando los límites para: 1500 kW, a partir del 1º de enero de 2021; 1000 kW, a partir del 1º de enero de 2022; y 500 kW, a partir 1º de enero de 2023.

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.

Modernización del sector

Es importante informar que el Gobierno lleva a cabo la reforma y modernización del sector que actualmente está en progreso con los Proyectos de Ley n° 232/2016 y 1.917/2015, con los cuales 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; (iv) Garantizar la liberalización del mercado de energía eléctrica eliminando las barreras de acceso al libre mercado; otros.

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 ("spot"). 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 2020 los máximo y mínimo de PLD están fijados en BRL$559,75por MWh y BRL$39,68 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 las 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.

En las licitaciones de energía que contemplan contratos de largo plazo (15-20-25 años para las plantas térmicas, 30 para las hidroeléctricas, 20 para solar y eólicas) los proyectos de generación deben cubrir los crecimientos de demanda previstos por las distribuidoras. Las licitaciones de energía que 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, fueron realizadas las siguientes subastas hasta diciembre de 2019, con energía y precio asignados:

El 28 de junio de 2019, hubo una subasta A-4, para las fuentes eólica, solar, hidroeléctricas, PCH, CGH y Biomasa, con el siguiente resultado: 81,10 MW-medios, asignados a Hidro (20,2%), Biomasa 5,3%), Eólica (23,7%) y Solar (50,7%) y precio promedio BRL$ 137,50 140,82 MWh.

El 18 de octubre de 2019, hubo una nueva subasta (A-6): para las mismas fuentes que el A-4, con adición de las termoeléctricas a carbón y a gas, donde fueron técnicamente habilitados proyectos con más de 71GW de potencia (acerca de 80% del total de proyectos registrados), con el siguiente resultado: 1155,20 MW-medios, asignados a Hidro (14,94%), Termo 32,35%), Eólica (34,92%) y Solar (17,79%) y precio promedio BRL$171,84 MWh.

Es importante informar que el Gobierno lleva a cabo la reforma y modernización del sector que actualmente está en progreso con los Proyectos de Ley nº 232/2016 y 1.917/2015, con los cuales 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.

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 la 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 valores superiores a BRL$ 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", asegurando su sostenibilidad futura. En este contexto, la ANEEL aprobó en diciembre de 2019 la apertura de consulta pública para hacer mejoras en el Mecanismo y los agentes pueden presentar contribuciones hasta el 17 de febrero de 2020. Además, ANEEL aprobó la Agenda Reguladora 2020/2021 que contiene como actividad prioritaria la necesidad de mejoras en la regulación del MRE. 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. 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, esta 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.

El marco regulatorio actual permite un retorno directo sobre las inversiones vía la Base de Remuneración, bajo criterios de monitoreo de los índices de calidad y de la prudencia de las inversiones, mediante fiscalización en cada ciclo tarifario observando criterios de Conformidad Regulatoria de los Activos. En esta materia, Enel Distribución São Paulo es *benchmarking* en el Sector Eléctrico - reconocida por la industria y por el regulador brasileño. En este contexto, a lo largo de 2019 Enel Brasil primó, a través de un proyecto que acomodó 114 colaboradores especialistas en Activos, la integración de las mejores prácticas en gestión de activos con enfoque Regulatorio.

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 pagados en 54 meses a partir de noviembre 2015. Los pagos en la cuenta ACR finalizaron en septiembre de 2019, y el saldo restante del fondo se acreditó a los distribuidores en octubre de 2019.

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 2019

Hasta mayo de 2019, los valores de las banderas fueron:

> 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)

De junio a octubre de 2019, los valores de las banderas fueron:

> Bandera tarifa verde (Condiciones favorables de generación de energía): sin recargo en la tarifa.
> Bandera Tarifa amarilla (Condiciones de generación menos favorables): BRL$1,50 por 100 (kWh)
> Bandera Tarifa rojo- nivel 1 (Condiciones más costosas de generación): BRL$4,00 por 100 (kWh)
> Bandera Tarifa rojo- nivel 2 (Condiciones más costosas de generación): BRL$6,00 por100 (kWh)

Finalmente, a partir de noviembre de 2019, 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$1,343 por 100 (kWh)
> Bandera Tarifa rojo- nivel 1 (Condiciones más costosas de generación): BRL$4,169 por 100 (kWh)
> Bandera Tarifa rojo- nivel 2 (Condiciones más costosas de generación): BRL$6,243 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.

En marzo de 2019 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. El tema permanece en discusión.

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. (CIEN) 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). Está en consulta pública, aún abierta, la revisión de la tasa al 6,81%. 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. Enel CIEN está todavía discutiendo con el Gobierno Federal sobre la dirección que se le dará a la concesión después de su vencimiento. Lo más probable es que la Línea 1 se extienda hasta julio de 2022 y, después de un proceso de licitación (probable que se celebre el 21 de julio o el 21 de diciembre), el ganador comenzará a operar los activos a partir de julio de 2022 (Indemnización de los activos no depreciados a Enel esta garantizada). Sin embargo, la decisión final del Gobierno no está resuelta y lo mencionado en el punto anterior es solo una posibilidad que se concluye a partir de distintas reuniones con MME y ANEEL.

Reajustes de 2019

Enel Distribución Río

El 13 de marzo de 2019, ANEEL homologó el resultado del reajuste anual de Enel Distribución Río, a partir del 15 de marzo de 2019.

El resultado condujo al efecto medio a ser percibido por los consumidores de 9,70%, siendo del 9,65% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y del 9,72% para los conectados en Baja Tensión – BT.

En este reajuste, ANEEL aprobó los puntos provisionales de la Revisión de 2018: hubo la homologación definitiva de (i) la Base de Remuneración y (ii) los límites de Pérdidas Regulatorias y de cobrabilidad.

En el proceso la Base de Remuneración Bruta fue de BRL$ 10.022 millones y la Neta de BRL$ 6.164 millones.

En 20 de marzo de 2019, el regulador aplicó una revisión extraordinaria para Enel Rio, debido a la decisión del Directorio

de ANEEL que autorizó a la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) a concluir el acuerdo con el grupo de ocho bancos para anticipar el pago de la llamada CDE Conta-ACR para septiembre de 2019.

Esta decisión fue reflejada en la tarifa de Enel Distribución Río, cuyo efecto medio percibido por los consumidores pasó a ser del 7,59% (antes 9,70%), mientras que para los consumidores de baja tensión pasó a ser de 7,49% (antes 9,72%) y para los clientes de Alta tensión el índice aprobado pasó a ser de 7,89% (antes 9,65%).

Enel Distribución Ceará

El 18 de abril de 2019, ANEEL aprobó el resultado de la quinta revisión periódica de tarifas de Enel Distribución Ceará, efectiva a partir del 22 de abril de 2019, consolidada a través de las contribuciones realizadas en la Audiencia Pública nº 004/19.

El resultado llevó a un efecto percibido promedio por parte del consumidor de 8,22%, siendo 7,87% para consumidores conectados en Alta tensión - AT y 8,35% para consumidores conectados a Baja tensión - BT.

En el proceso, la base de remuneración bruta fue de BRL$ 7.023 millones y la Neta en BRL$ 4.241 millones.

Enel Distribución São Paulo

El 02 de julio de 2019, ANEEL homologó el resultado de la Quinta Revisión Tarifaria Periódica de Enel Distribución São Paulo, a partir del 04 de julio de 2019, consolidada tras la evaluación de las contribuciones aportadas en la Audiencia Pública nº 011/2019.

El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de 7,03 %, siendo del 8,46% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y del 6,48% para los conectados en Baja Tensión – BT.

En el proceso, la base de remuneración bruta fue de BRL$ 15.854 millones y la Neta en BRL$ 8.574 millones.

Enel Distribución Goiás

El 22 de octubre de 2019, ANEEL homologó el resultado del reajuste anual de Enel Distribución Goiás, a partir de la misma fecha.

El resultado condujo al efecto medio a ser percibido por los consumidores de -3,90%, siendo del -2,89% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y del -4,32% para los conectados en Baja Tensión – BT.

Nota: en 2018, durante el proceso de Revisión Tarifaria, ANEEL homologó la base de remuneración bruta en BRL$ 5.600 millones y la Neta en BRL$ 2.961 millones.

Enel CIEN

La resolución N° 2.565, de 25 de junio de 2019, 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: BRL$ 180.711.108,53 y PA: BRL$ -6.391.867,71) y Garabi II (RAP: BRL$ 187.722.462,73 y PA: BRL$ -6.662.275,47).

Cabe señalar que estos resultados son provisionales, ya que ANEEL retrasó para el próximo año la aplicación de la revisión tarifaria, por el motivo que la metodología aún no está definida. Por lo tanto, cualquier diferencia será compensada en el próximo proceso tarifario.

Regulación Medioambiental

La Constitución brasileña faculta tanto al Gobierno Federal como a los gobiernos estatales y locales para dictar leyes destinadas a proteger el medioambiente. La mayoría de los reglamentos ambientales en Brasil se dictan al nivel del gobierno federal y estadual.

En cuanto a los permisos ambientales, estos son un procedimiento administrativo por el cual el Gobierno, a través de la agencia ambiental competente, otorga permisos a empresas y actividades que utilizan recursos naturales que son potencialmente contaminantes y / o nocivos para el medio ambiente.

Las empresas de transmisión y distribución deben obtener una aprobación ambiental de parte de las autoridades de regulación ambiental. Las plantas de generación térmica además del permiso ambiental necesitan también de una concesión para uso del agua. Los proyectos de energía solar y eólica tienen reglas de licencias específicas y la competencia de licencias en Brasil está descentralizada, en la cual la responsa-

bilidad de la licencia puede asignarse a la Unión, los estados o los municipios según el criterio de competencia de licencia. Los tipos de licencia pueden ser en cuanto a su ubicación, instalación, extensión y operación.

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 o no junto con las actividades de Generación o Distribución .

La transmisión opera bajo condiciones de monopolio y con ingreso anual fijo regulado 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 costos 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 y a la comercialización de gas natural durante el año 2019, se desarrolló entorno a algunos hechos institucionales y de

mercado, como la incorporación de las fuentes no convencionales de energía dentro de la matriz energética, la evolución del proceso de venta de Electricaribe, la agenda legislativa con el análisis, discusión y aprobación del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, los avances de la Misión de Transformación del sector eléctrico que desde el Ministerio de Minas y Energía está adelantado y en general avanzar con las agendas propuestas a inicios del 2019. En este sentido destacamos a continuación el avance de los siguientes temas.

El Ministerio de Minas y Energía a través de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME adelantó en el mes de octubre de 2019 la segunda subasta de contratos de largo plazo, luego de una primera subasta declarada no exitosa que se desarrolló en el mes de febrero. Dicha subasta, exclusiva para fuentes no convencionales de energías renovables, permitió la asignación de contratos de largo plazo para 7 empresas generadoras y 22 comercializadoras. La subasta cerró con un precio promedio ponderado de asignación de $95,65 kilovatio hora.

Por otra parte, la CREG definió las condiciones para la convocatoria de la subasta de expansión del Cargo por Confiabilidad, para la asignación de los proyectos de generación de energía eléctrica que puedan entrar en operación en el periodo 2022-2023. Se destacó del proceso la definición de una subasta de sobre cerrado, (ante reloj descendente). A continuación, los principales resultados:

- Precio de cierre: 15.1 USD/MWh.
- Energía asignada en la subasta: el total de Obligaciones de Energía Firme para la vigencia subastada es de 250,55 GWh/día, de los cuales se asignaron en esta subasta 164,33 GWh/día y los restantes 86,22 GWh/día corresponden a asignaciones previas.
- La capacidad efectiva neta adicional definitiva para el sistema en el 2022-2023 al validar el cumplimiento de los requisitos será de 3.710 MW, distribuidos así: 940 MW térmicos, 1.372 MW hidráulicos, 1.160 MW eólicos y 238 MW solares.

En julio de 2019 la CREG publicó la Resolución 060 de 2019, estableciendo lo siguiente "hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones". Esta resolución define los requerimientos operativos y los aspectos comerciales para el tratamiento de las fuentes no convencionales en el despacho operativo.

En julio de 2019 la Comisión publicó la Resolución 080 de 2019, por la cual se establecen reglas generales de comportamiento de mercado para los agentes que desarrollen las actividades de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible. La CREG considera necesario establecer un marco regulatorio que, además de las reglas específicas de mercado y de obligaciones, defina reglas de comportamiento generales que promuevan y permitan profundizar en: el libre acceso a las redes y facilidades que por su naturaleza son monopolios, la libre elección de prestadores de servicio y la posibilidad de migración de usuarios, la transparencia, la neutralidad, la eficiencia económica, la libre competencia y la no utilización abusiva de la posición dominante.

Durante el mes de septiembre de 2019, la Comisión expidió la Resolución 096 por la cual se extiende la opción de acceso al despacho central, a plantas menores a 20 MW conectadas al Sistema Interconectado Nacional. Se resalta que las plantas menores a 1 MW y generadores distribuidos no podrán participar en el despacho central, y podrán vender su energía a comercializadores que atiendan el mercado regulado y no regulado. Por otra parte, las plantas entre 1 MW y 20 MW podrán optar por el despacho central. En caso de que opten por no acogerse al despacho central, podrán vender su energía a comercializadores que atienden el mercado regulado y no regulado.

Así mismo la CREG publicó la Resolución 098 por la cual definió los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el Sistema Interconectado Nacional. Esta Resolución se expide dada la urgencia requerida para que los Sistemas de Almacenamiento de Energía eléctrica con Baterías (SAEB) entren en operación, con el fin único de mitigar los problemas existentes por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía eléctrica y tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2022.

En octubre de 2019, la Comisión publicó la Resolución 117, mediante la cual se convocó a una Subasta de Reconfiguración de Compra para los períodos 2020-2021 y 2021-2022; el mecanismo llevado a cabo en el mes de diciembre de 2019 por XM S.A. E.S.P., asignó cantidades totales por 4.278.410 kWh-día para el período 2020-2021, y de 2.152.383 kWh-día para el período 2021-2022. El precio de adjudicación de ambas cantidades es de 16,6 USD/MWh de energía firme comprometida.

Así mismo la CREG publicó la Resolución 132 del 15 de octubre de 2019, por la cual se define el mecanismo de tomadores del Cargo por Confiabilidad para asignaciones de Obligaciones de Energía Firme a plantas nuevas. Participan plantas nuevas que no hayan sido asignadas con OEF en ningún mecanismo de asignación y que sus costos variables de combustible estimados, CVCE, no superan el Precio de Escasez Parte Combustible vigente, las plantas serán asignadas por un periodo de 10 años y serán remuneradas a USD $ 9/MWh.

Regulación en empresas de distribución

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).

Durante 2009 la CREG determinó los cargos de distribución. 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 Nº 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 es 11,79% real antes de impuestos, con una senda que incorpora la reducción en el impuesto de renta en el periodo tarifario.

Posteriormente se expidieron las resoluciones CREG 085 de 2018 ,151 de 2018, 036 de 2019 y 199 de 2019, mediante la cual se aclaran y corrigen algunas disposiciones de la resolución CREG 015, incluyendo el factor de ajuste, la revisión del plan de inversiones y la aplicación del esquema de calidad. Finalmente en diciembre de 2019 la Comisión publicó la Resolución CREG 189 de 2019: que aprueba las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por CODENSA, sobre el cual la empresa presentó con posterioridad recurso de reposición.

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 define 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 re-

muneración 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 Nº 078 / 2014 y en los proyectos de resolución que han sido sometidos a consulta, Resolución CREG Nº 178/2014, Resolución CREG Nº 023/2016 y Resolución CREG Nº 177/2016, en los que se define una propuesta de metodología de remuneración.

Regulación en la comercialización

En Colombia las comercializadoras, incluyendo aquellas integradas con distribución, 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, pueden acudir a mecanismos de mercado aprobados por el regulador 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 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 (definido inicialmente en cero pesos) un costo base de comercialización que cubre gastos de explotación más 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.

Durante 2019, se convocó a la primera subasta de contratos de largo plazo, que 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.

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, se 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.

Durante 2019, la gestión en materia de regulación ambiental de la División Medio Ambiente estuvo enfocada en la participación en la construcción conjunta con las diferentes autoridades ambientales del orden Nacional, Departamental y local, de la reglamentación de temas estratégicos para las diferentes áreas de Enel-Emgesa, orientando sus esfuerzos en la incorporación de las propuestas realizadas con el fin de responder a los intereses y necesidades de la compañía.

Se realizó el análisis de los aspectos más críticos de la normativa ambiental expedida durante el año 2019 y relacionada con las actividades propias de Enel-Emgesa asociados a: Licenciamiento ambiental de proyectos, compensaciones ambientales, incentivos de conservación, beneficios ambientales, ordenamiento de embalses, calidad de aire, arqueología, Planes de Ordenamiento Territorial, Planes de Manejo y Ordenamiento de Cuencas, Plan de Ordenamiento del Recurso Hídrico, lineamientos para el desarrollo de los procesos de consulta previa, gestión de residuos (ordinarios, electrónicos y peligrosos), transferencias del sector eléctrico y cambio climático; de los cuales se destacan los siguientes actos administrativos:

En cuanto a procesos de licenciamiento e impacto ambiental, se expidió la resolución 1107 que modifica la resolución 1402 de 2018 en relación a la Metodología General para la Elaboración y Presentación de Estudios Ambientales, la cual establece que los estudios ambientales elaborados de acuerdo con la metodología adoptada mediante la Resolución 1503 de 2010 y que no hayan sido presentados, no se regirán por el presente acto administrativo siempre y cuando estos estudios se radiquen antes del 2 de agosto de 2020. También se expidió la resolución 077 mediante la cual se establecen fechas para la presentación de Informes de Cumplimiento Ambiental en el marco del proceso de seguimiento ambiental de proyectos de competencia de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, estableciendo fechas anuales, semestrales o trimestrales para que la ANLA tenga mejor oportunidad de revisión a lo largo del año. Por otra parte, se participó activamente en la construcción del decreto 2106. Que busca simplificar, suprimir y reformar trámites, procesos y procedimientos innecesarios existentes en la Administración Pública, con especial atención en los procedimientos administrativos ambientales, donde se propuso al Gobierno integrar el trámite de levantamiento de veda con el fin de reducir los tiempos de expedición de las licencias, gestión que fue acogida satisfactoriamente.

En cuanto a arqueología, el decreto 138 representa un avance significativo en la definición del procedimiento administrativo y los respectivos tiempos que tiene el Instituto Colombiano de Antropología e Historia para resolver las solicitudes presentadas como parte de los proyectos y, es el resultado de la gestión realizada por más de dos años junto con gremios y diferentes entidades, en los cuales se identificaron alternativas para agilizar y optimizar los trámites adelantados ante el ICANH. Por su parte, la resolución 297, como parte de la reglamentación del decreto 138, adoptó el formulario a través del cual se llevará a cabo la solicitud de registro por parte de toda persona natural o jurídica que requiera implementar un Programa de Arqueología Preventiva.

En cuanto a Planes de Manejo y Ordenamiento de Cuencas, la resolución 957 aprueba el ajuste y actualización del Plan de Ordenación y Manejo de la Cuenca Hidrográfica del río Bogotá y se constituye en norma de superior jerarquía y determinante ambiental para la elaboración de los Planes de Ordenamiento Territorial a lo largo de la cuenca. Este se elaboró mediante procesos participativos que nos permitieron hacer aportes, aclaraciones y ajustes en referencia a la infraestructura existente y posibles futuros proyectos.

Uno de los temas con mayor incidencia durante el periodo 2016-2019 fue el relacionado a caudal ambiental, donde el Ministerio de Ambiente buscó reglamentar el aprovechamiento del recurso hídrico de las cuencas mediante la expedición de una metodología de aplicación nacional. Para el año 2018 dicha metodología fue modificada para que en su aplicación incluyera la cuenca del río Bogotá, buscando el cumplimiento de la orden 4.30 "Caudal ambiental y ecológico del Río Bogotá" proferida por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, mediante la

cual el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible debía desarrollar y adoptar una metodología específica para la estimación del caudal ambiental. Como consecuencia se expidió la Resolución 2130 la cual adopta la metodología para la estimación de caudal ambiental en el río Bogotá. Ésta aplica para proyectos sujetos a licenciamiento ambiental y busca establecer en diferentes tramos de la cuenca porcentajes de aprovechamiento del caudal de acuerdo a la oferta hídrica en función de los servicios ecosistémicos prestados por ésta. La gestión para la expedición de la norma fue realizada con la Presidencia de la República, los Ministerios de Minas y Energía y, Ambiente y Desarrollo Sostenible, el IDEAM, la UPME, CNO, XM, Andesco, Andi y empresas del sector. Esta norma supone un riesgo para Enel-Emgesa y la operación de las cadenas de generación en el Río Bogotá, debido a que la aplicación de metodología podría limitar el caudal disponible para las centrales, el cual es autorizado mediante concesiones emitidas por la CAR, autoridad ambiental regional para Cundinamarca, y quien tiene la obligación de aplicar la metodología en la mencionada cuenca. Ayudando a esto, la resolución 1869 dio la declaratoria como Patrimonio Natural de Colombia al Salto del Tequendama, caída de agua de formación natural próxima a las centrales del río y objeto de interés cultual en la cuenca media del río.

Adicionalmente, se participó en la definición de la Estrategia Nacional de Economía Circular la cual busca maximizar el valor agregado de los sistemas de producción y consumo en términos económicos (rentabilidad), ambientales (cambio climático) y sociales (empleo), a partir de la circularidad en flujos de materiales, energía y agua. Se participó a lo largo de 2019 en la actualización de metas sectoriales (línea fuentes y aprovechamiento de energía) y los talleres regionales relacionados con la Estrategia.

En materia de Cambio Climático, durante el año 2019 desarrollamos el mayor avance en materia de transición energética a través del estudio "Zero green house gas emissions roadmap para Colombia: diagnóstico, perspectivas y lineamientos para definir estrategias posibles ante el cambio climático" con el fin de identificar una posible hoja de ruta para la transición energética colombiana, en un ejercicio que involucró diferentes *stakeholders* nacionales. El objeto de este estudio es identificar la manera para llegar a la carbononeutralidad en el año 2050. Como fruto del trabajo realizado, Enel-Emgesa fue invitado por el Gobierno Colombiano a ser parte de la delegación oficial colombiana en la COP25 Chile, realizada en Madrid en diciembre de 2019, para presentar los resultados del estudio en el pabellón Colombia, en conjunto con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible a través de la estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono, quien comparte la meta de carbono neutralidad al 2050 para Colombia.

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 º 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) regula 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 encargados por la normatividad tales como la propuesta de precios de barra o la elaboración del Plan de Transmisión, y administra el Mercado Mayorista de Electricidad. 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).

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 o autorización 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 la venta a distribuidoras para atender el mercado regulado, 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, a través de procesos 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 Nº 026-2016-EM, se aprobó el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (Reglamento MME). Los principales aspectos son: El "MME" 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 2018 el porcentaje de ERNC fue 4,7% de la demanda del SEIN, este porcentaje se incrementó a 5,0% para el 2019.

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 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 con más de 50 mil usuarios (previamente 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 son comprobadas previo contraste para asegurar que la tasa interna de retorno es del 12 por ciento con una variación de +/- el 4%. 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.

En el 2018 se llevó a cabo el proceso de fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD) para el período 2018-2022 para Enel Distribución.

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 014-2019-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.

BRIGHTER

17. 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 neta del grupo Enel Américas ascendió a 11.267 MW a diciembre de 2019 y la producción eléctrica consolidada alcanzó los 41.760 GWh, mientras que las ventas de energía sumaron 72.553 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 55% de la capacidad de generación consolidada de Enel Américas proviene de fuentes hidroeléctricas y el 45% 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, Enel Emgesa en Colombia y Enel Generación Perú y Enel Generación Piura en Perú, 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.

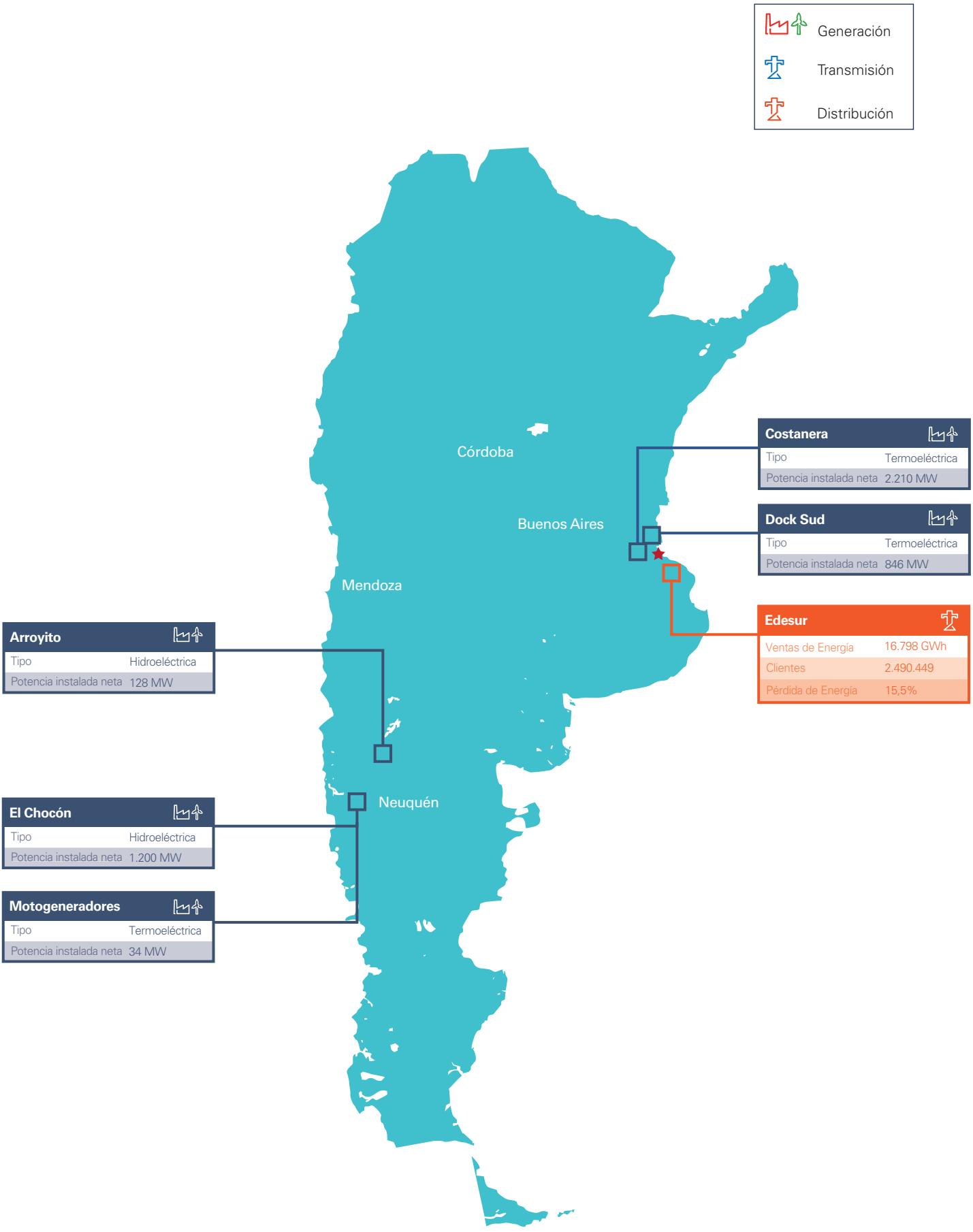
Distribución de electricidad

El negocio de distribución se lleva a cabo por medio de Edesur en Argentina, Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Goiás y Enel Distribución São Paulo (antes Eletropaulo) en Brasil, Enel Codensa en Colombia y Enel Distribución Perú en Perú. Durante 2019, nuestras filiales de distribución vendieron 119.998 GWh.

En la actualidad, Edesur, Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Goiás, Enel Distribución São Paulo, Enel Codensa y Enel Distribución Perú atienden a las principales ciudades de América Latina, entregando servicio eléctrico a más de 24,6 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 4.419 MW de capacidad instalada neta. Dicha potencia representó a fines de 2019, 11,7% de la capacidad instalada del SIN (Sistema Interconectado Nacional) argentino. La generación eléctrica de dichas sociedades alcanzó 12.974 GWh al 31 de diciembre de 2019, lo que representa el 9,9% 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 y Pluspetrol Energía, adquirida por YPF.

La participación por potencias instaladas y por grupos empresarios para el año 2019, quedó distribuida de la siguiente manera:

Participación por potencias instaladas y por grupos empresarios para el año 2019	
Grupo Enel	11,70%
Pampa Energía	11,30%
SADESA	10,20%
AES	8,60%
Gobierno Nacional	15,50%
Foninvemem	6,50%
Gobiernos Provinciales	4,70%
Otros	31,50%

Durante el año 2019 ingresaron 931 MW de capacidad renovable, de los cuales 283 MW corresponden a proyectos privados (MATER) y 491 MW a licitaciones realizadas bajo el programa RenovAr. Los restantes 157 MW pertenecen al proyecto de promoción de Energías Renovables (GenRen). A la fecha los ingresos del programa RenoVar están atrásados en 1.410 MW respecto a lo programado para este año. El programa RenovAr, 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%.

En septiembre de 2019, se encontraban en una situación de virtual parálisis cerca de 50 de los 88 proyectos aprobados durante la segunda ronda del programa RenovAr, debido entre otras cosas, a dificultades por parte de los adjudicatarios para asegurarse un financiamiento y garantías apropiadas. Por el motivo expuesto, el día 11 de septiembre, el subsecretario de energías renovables y eficiencia energética Sebastián Kind, envió una nota a CAMMESA con el propósito de instruirle la suspensión temporal de las intimaciones por incumplimientos de las fechas programadas de avance de obras, en los contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable. Por diversas razones, el subsecretario debió, pasados poco menos de 30 días, enviar una nota derogando plenamente todo lo instruido en la primera.

Cabe mencionar que el 16 de junio de 2019 una compleja falla provocó el colapso del sistema interconectado argentino que afectó a Argentina, Uruguay y algunas zonas de Paraguay. La normalización de la demanda se llevó a cabo paulatinamente, vigilando el equilibrio entre generación y demanda normalizada. El proceso efectivo de recuperación del SAIDI se inició a las 7:11 y culminó a las 19:23, con una duración total de poco más de 12 horas.

En febrero del 2019, por medio de la Resolución SRR y ME N° 1/19, se reemplazó a la Resolución SEE N° 19/2017 mediante la cual se estableció los lineamientos para la remuneración de las centrales de generación existentes.

La nueva Resolución básicamente mantiene la estructura de remuneración vigente con algunas modificaciones. En primera medida realizó ajuste hacia la baja del pago por disponibilidad y por energía de las unidades térmicas. En el caso de la disponibilidad de potencia la rebaja fue del orden de 10% y para la energía de 20%

Asimismo, se estableció una fórmula de ajuste de los ingresos por disponibilidad en función del despacho histórico de la unidad generadora. En ese sentido las unidades que resulten con un factor de despacho en el último año móvil menor al 30% tendrán una reducción del 30%, en caso que dicho factor fuere >70% no tienen afectación y entre el 30% y el 70% la rebaja es lineal.

Por el lado de las centrales hidroeléctricas, se mantienen los precios base de la potencia y la energía generada y operada que estipulaba la Resolución ex SEE N° 19/2017 pero la nueva normativa determina que no se considerarán para el cálculo

de la remuneración de potencia las horas que el generador hidroeléctrico esté indisponible por mantenimiento programado y acordado. A pesar de los cambios introducidos, las centrales hidroeléctricas no sufrieron una reducción significativa de sus ingresos.

Continuando con los preceptos instruidos en el 2018 a CAMMESA por parte de la SE, con la finalidad de bajar los costos del gas dedicado a generación, MEGSA realizó dos subastas para la provisión de gas para generación en usinas térmicas, con resultados por demás satisfactorios. La primera fue realizada el 27/12 del 2018. Los suministros ofrecidos fueron de carácter interrumpible para el periodo comprendido entre enero y diciembre del 2019. Los precios PIST mínimos obtenidos fueron de 2,2107 USD/MMBTU (verano), 3,2235 USD/MMBTU (invierno) y precios promedio ponderados de 3,0953 USD/MMBTU (verano) y 4,3446 USD/MMBTU (invierno). La segunda subasta tuvo lugar el día 23 de mayo de 2019. A diferencia de la subasta anterior, el suministro en esta ocasión fue de carácter firme, con un plazo que va desde junio del 2019 hasta mayo del 2020 inclusive. Los precios PIST obtenidos fueron de 2,207 USD/MMBTU y 3,2446 USD/MMBTU para verano e invierno respectivamente, evidenciándose un claro descenso en el precio del gas en boca de pozo desde la primera subasta a la fecha.

En diciembre de 2019, por medio de la Resolución 12/2019, el Gobierno decidió derogar la Resolución N° 70 de 2018 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía del ex Ministerio de Hacienda que permitía a las compañías manejar su propio abastecimiento de combustible quedando a cargo nuevamente la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA).

Enel Generación Costanera S.A.

Se localiza en la ciudad de Buenos Aires y posee seis unidades turbo vapor por un total de 1.062 MW netos, las que pueden generar con gas natural o fuel oil. También opera dos ciclos combinados de 851 MW y 297 MW netos respectivamente, totalizando la capacidad instalada neta de 2.210 MW.

Durante el año 2019, 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 236 GWh netos y la generación de los Ciclos Combinados alcanzó los 5.974 GWh netos.

En febrero 2019, por medio de la Resolución SRR y ME N° 1/19, se reemplazó a la Resolución SEE N° 19/2017 mediante la cual se estableció los lineamientos para la remuneración de las centrales de generación existentes. La misma se detalla en el capítulo anterior de Generación Eléctrica.

Con respecto a la resolución, de pasivos contingentes derivados de los contratos de Disponibilidad de las unidades TV y Ciclos Combinado de Costanera que se firmaron en el año 2012, el 12 de septiembre de 2019, se firmó un Acuerdo con CAMMESA, que establece que no existen temas pendientes a reclamar eliminando en Costanera el riesgo de multas, junto con la renuncia a cobrar parte de la tarifa futura.

La Resolución 2018-70-APN-SGE, de noviembre 2018, habilitó a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM, a procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica y permitió realizar la gestión de combustible -gas natural- para la central durante 2019. A partir de la publicación de dicha Resolución, CAMMESA habilitó la declaración de Costos Variables de Producción (CVP), lo que permitió realizar una estrategia comercial para optimizar los costos incurridos y el CVP declarado.

A partir del 30 de diciembre de 2019, con la publicación en el Boletín Oficial de la Resolución 2019-12- APN-MDP, se derogó la Resolución 2018-70-APN-SGE, quedando nuevamente centralizado en el organismo de despacho la gestión comercial y el despacho de los combustibles de las centrales del MEM.

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 neta total de 1.363 MW y comprende las centrales de El Chocón, con una potencia instalada neta de 1.234 MW (central hidráulica de embalse de acumulación) y Arroyito con una capacidad instalada neta de 128 MW, utilizando ambas las aguas de los ríos Limay y Collón Curá para generar.

La Sociedad cuenta con una potencia instalada neta de 1.328 MW hidráulicos, y con una potencia de 34 MW netos térmicos correspondientes a los motogeneradores, teniendo

una participación en el SADI de un 3,7%, 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 2.525 GWh. Esta producción fue constituida por 1.981 GWh de Chocón (78%), 528 GWh de Arroyito (21%) y 16 GWh de los motogeneradores (1%).

La sociedad inició el 2019 con una cota del embalse de 377,52 m.s.n.m. La reserva embalsada en El Chocón era de 2.168 GWh y en el Comahue se disponía de 6.083 GWh. Ambos valores fueron medidos respecto de la condición de cota mínima de FOE.

Al cierre del ejercicio 2019, la cota del embalse alcanzó los 378,13 m.s.n.m. La reserva de energía en los embalses del Comahue era de 6.235 GWh de los cuales 2.280 GWh corresponden a las reservas de El Chocón.

En febrero de 2019, por medio de la Resolución SRR y ME N° 1/19, se reemplazó a la Resolución SEE N° 19/2017 mediante la cual se estableció los lineamientos para la remuneración de las centrales de generación existentes. La misma se detalla en el capítulo de Generación eléctrica.

Central Dock Sud

Ubicada en el barrio de Avellaneda de la provincia de Buenos Aires, Dock Sud posee y opera una central térmica, que tiene una capacidad total neta de 846 MW. La central Dock Sud (CDS) posee cuatro turbinas a gas y una turbina a vapor, de las cuales dos de las turbinas a gas y la turbina a vapor comprenden un ciclo combinado.

La energía generada por Central Dock Sud en 2019 fue de 4.238 GWh, participando en un 5,3 % de la generación térmica y cubriendo el 3,2% de la demanda del SADI.

Al 31 de diciembre de 2019, la capacidad instalada de Central Dock Sud S.A. representó el 2,2% de la capacidad instalada total en el SIN.

En febrero de 2019, la ex Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico dependiente del ex Ministerio de Hacienda, mediante Resolución N°1/2019, actualizó los valores remunerativos de la Resolución SEE N° 19/2017.

La implementación de la Resolución N°1/2019 redujo la remuneración de los generadores térmicos e hidráulicos respecto a la normativa anterior, manteniendo los mismos conceptos remunerativos: un cargo variable por producción en función del tipo de combustible (que varía por tecnología y tamaño de la unidad) y otro en función de la potencia disponible. Estos valores se establecen en dólares. Adicionalmente mantuvo 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 habilitó 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 hizo uso de esta facultad desde la primera quincena de diciembre de 2018, hasta la segunda quincena de diciembre de 2019, cuando el Ministerio de Desarrollo Productivo emitió la Resolución N°12/2019, la cual derogó la Resolución N°70/2018 antes mencionada, estableciendo a partir del 30 de diciembre de 2019 la centralización en CAMMESA del abastecimiento de combustible para la generación eléctrica de las centrales térmicas del MEM.

Actividades y Proyectos en generación

Actualmente, no hay en curso proyectos para la ampliación de la potencia instalada -ciclo combinado- en Costanera.

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 km2, 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.

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 2019 respecto a 2018 reduciendo su valor en 4,7 horas, siendo su valor final de 20,23 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 eléctri-

cas 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".

Con fecha 1° de febrero de 2019 fueron publicadas en el Boletín Oficial las resoluciones ENRE N° 24/2019 y 26/2019. La primera de ellas aprobó los valores del cuadro tarifario con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a las cero horas del 1° de febrero de 2019, de acuerdo a los incrementos en el precio estacional de la energía y potencia. La segunda resolución define los nuevos valores del Valor Agregado de Distribución (VAD), a aplicarse a partir del 1° de marzo de 2019 incluyendo diferimientos y compensaciones adeudadas. Con los incrementos otorgados a marzo de 2019 se ha cumplido con el proceso de normalización del VAD definido por la RTI publicada en febrero de 2017.

Dentro del marco de la transferencia del servicio público de distribución de energía eléctrica, con fecha 9 de mayo de 2019 el Estado Nacional, CABA y la Provincia suscribieron un Acuerdo de Implementación de dicha transferencia, del que Edesur se notificó y prestó plena conformidad. El Acuerdo dispone que la Provincia y CABA asumen en forma conjunta el carácter de poder concedente del servicio público que presta la Sociedad, y que el mismo continuará rigiéndose por su contrato de concesión y por las normas nacionales legales y reglamentarias que fueren aplicables.

Con fecha 2 de mayo de 2019 se publicó el nuevo cuadro tarifario que contiene la actualización del precio estacional correspondiente al período mayo-julio 2019, establecido mediante la Resolución de Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico N° 14 del 29 de abril de 2019.

Por otra parte, con fecha 10 de mayo de 2019, Edesur suscribió con la Secretaría de Gobierno de Energía – en representación del Estado Nacional – un Acuerdo de Regularización de Obligaciones, según el cual se pone fin a los reclamos recíprocos pendientes originados en el período de transición 2006 a 2017. Dándose solución de esta forma a las acreencias cruzadas del período en cuestión.

Con fecha 19 de septiembre de 2019 Edesur firmó con el Estado Nacional un Acuerdo de Mantenimiento de Cuadros Tarifarios mediante el cual este último instruye al ENRE para que, durante el período semestral iniciado el 1° de agosto de 2019, dicho ente mantenga los cuadros tarifarios vigentes previo al comienzo de dicho período para todas las categorías tarifarias, lo cual implica que EDESUR continuará percibiendo las compensaciones incluidas en los mismos debidas a recuperos y diferimientos anteriores (resolución ENRE N° 26/19) . La diferencia que se genere en el VAD y la diferencia con relación a los precios estacionales, cuyo aumento fue ratificado por la Resolución de Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico N° 26 del 3 de septiembre de 2019, por el período del 1° de agosto de 2019 al 31 de diciembre de 2019, se recuperará en 7 cuotas mensuales a partir del 1° de enero de 2020.

En este marco, Edesur se compromete a mantener la calidad de servicio y se acuerda postergar el pago de toda sanción hasta el 1° de marzo de 2020 a su valor original más las actualizaciones que correspondan al momento del pago, en 6 cuotas mensuales.

Mediante la publicación del Decreto Reglamentario N° 1289 del 1° de octubre de 2019 por parte de la Provincia de Buenos Aires y la anterior sanción y publicación de la Ley N° 6180, el Decreto N° 263 y la Resolución complementaria N° 161 del 30 de junio de 2019 por parte de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Los cuales ratifican por parte de ambas provincias lo establecido en el denominado "Consenso Fiscal 2018" y en el artículo N° 124 de la ley N° 27.469. Concretando con ellos la transferencia del servicio a cargo de esta Empresa desde el ámbito del Estado Nacional hacia las jurisdicciones de la Provincia de Buenos Aires y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El día 10 de diciembre de 2019 se produce la asunción de la nueva administración Nacional a cargo del Dr. Alberto Fernández como Presidente y de la Dra. Cristina Fernández de Kirchner como Vicepresidente.

El día viernes 20 de diciembre de 2019, el Congreso Nacional dio aprobación a la Ley N° 27541 de LEY DE SOLIDARIDAD SOCIAL Y REACTIVACIÓN PRODUCTIVA EN EL MARCO DE LA EMERGENCIA PÚBLICA la cual declara la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2020. Facultando en su Artículo 5° al Poder Ejecutivo Nacional a mantener las tarifas de electricidad de jurisdicción federal y gas y a iniciar un proceso de renegociación de Revisión Tarifaria Integral vigente en carácter extraordinario por un plazo máximo de hasta 180 días propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. Y a intervenir el ENRE (Artículo 6°),

el cual mantendrá su competencia mientras dure la emergencia al suspenderse la vigencia de lo dispuesto en el segundo párrafo del artículo 124 de la Ley Nº 27.467 (Artículo 7º).

El día viernes 27 de diciembre de 2019 el ENRE, amparado en lo establecido en el Artículo 7° de la Ley N° 27541, instruyó a Edesur a no modificar el Cuadro Tarifario vigente a pesar de que la misma ya no pertenece a la jurisdicción federal.

En 2019, Edesur entregó servicio de energía eléctrica a 2.490.449 clientes. Del total, 88,1% son clientes residenciales, 11,0% comerciales, 0,8% industriales y otros 0,04%. Las ventas de energía ascendieron a 16.798 GWh, incluido el servicio de distribución (peaje) a grandes usuarios, siendo un 5,4% menor en comparación con el año anterior. Ésta se distribuyó en 48,9% al sector residencial, 43% al segmento comercial y 8,1% al sector industrial.

Durante 2019, la tasa anual móvil de pérdidas -técnica y no técnica- alcanzó un 15,50%, registrándose un empeoramiento respecto de la que se había registrado en 2018 (14.2%). Este resultado se obtiene en un escenario de una demanda en reducción con respecto al año anterior (-3,17% 2019 vs 2018) y de un incremento de la agresividad, relacionada con los hurtos de energía, confirmando la tendencia del año anterior. Esto se relaciona con el incremento de la tarifa.

Actividades y Proyectos en distribución

Con respecto al Plan de Inversiones 2019, cabe destacar que el monto invertido en al año fue de $ Arg 11.018 millones. A continuación, se describen los proyectos más relevantes que se emprendieron durante el año 2019:

Renovación Terna 104 Reconquista-Nuevo Puerto

Se trata de un tendido, actualmente en ejecución, de 3,7 km de cable subterráneo 132 KV de 1.200 mm² con aislación XLPE en simple terna entre las SSEE Reconquista y Nuevo Puerto. Esta obra mejora la operación del sistema ante necesidades de traslado de carga entre la zona norte y zona sur del GBA.

Ampliación SE Glew de 2x40 MVA a 2x80 MVA

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

Durante 2019 esta obra de Ampliación se encuentra en su etapa final previendo tenerla en servicio durante primer semestre del año 2020.

Beneficiando a los siguientes partidos: Almirante Brown, Esteban Echeverría y Presidente Perón.

Ampliación SE Sarandí dos nuevas secciones de MT

La Ampliación de la SE Sarandí 132/13,2 kV consistió en la instalación de dos nuevas secciones de celdas de MT, un transformador de servicios internos, dos bancos de capacitores de 4,8 MVAr en 13,2 kV para completar la compensación de potencia reactiva.

Reparación Ternas 103/104/105 Subestación Reconquista

Se realizaron nuevos tendidos de cable AT de 5 ternas dentro de la subestación Reconquista y montaje de nuevos terminales y empalmes.

Reconstrucción SE Brown

Se realizó la reconstrucción de la Sección III completa de celdas de MT con las correspondientes obras civiles.

Nuevos Clientes en Alta Tensión

Durante el año 2019 se continuó con la ejecución de la Obra de alimentación en AT (132 Kv) de la planta potabilizadora AYSA, ubicada en la ciudad de Bernal en el partido de Quilmes.

Atención de clientes MT/BT

Durante 2019 se atendieron 1.453 clientes entre nuevos suministros y aumentos de potencia, de los cuales 1.411 corresponden a tarifas T1, T2 y T3 BT y los 42 restantes a Clientes T3 MT. Dentro de los casos más relevantes se pueden mencionar los siguientes:

- Polo Educativo Mugica - CABA
- Buenos Aires Arena SA (Movistar Arena) - CABA
- IVC – Barrio Alvarado - CABA

- Museo del Holocausto de Buenos Aires - CABA
- Villa 21-24 / El Triángulo - CABA
- Subterráneos De Bs. As. - CABA
- Parques Industriales S.A. - Florencio Varela
- Correo Central (SBASE Linea E) - CABA
- Hospital Italiano - CABA
- Mc Donalds Villa 31 - CABA
- Fideicomiso Puerto Madero Siete - CABA
- Diserglass S.R.L - Quilmes
- Rexam Argentina S.A. - Almirante Brown

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 2019 se pusieron en servicio 10 nuevas cámaras en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA) en los barrios de Flores, La Paternal, Liniers, Mataderos, Parque Avellaneda, San Cristóbal, Villa Devoto y Villa del Parque y 1 nueva cámara en el partido de Lomas de Zamora.

Mejora en infraestructura de red MT/BT

Para atender a la mejora de la calidad, Edesur durante 2019 ha expandido y renovado su red por un valor de 317,9 km ejecutados en media tensión y por 275,7 km ejecutados en baja tensión. Respecto a los centros de transformación, se intervino en 238 CT que incluyen nuevos centros de transformación, renovación de equipamiento electromecánico y aumentos de potencia instalada (incluyen las cámaras pozo indicadas en la sección anterior del documento).

Para mejorar la situación ante eventos climáticos severos, durante el año 2019 se ha continuado con el plan de "mitigación" en cámaras transformadoras y de distribución, para evitar el ingreso de agua, completando la mejora en 25 cámaras subterráneas.

Durante 2019, se continuaron las tareas de refuerzo mecánico de la red aérea de media tensión en la provincia de Buenos Aires, para evitar caídas de postaciones ante tormentas severas, remplazando 164 postes de madera por postes de hormigón.

Mejora tecnológica de red

Durante el año 2019 se continuó trabajando en la mejora del SAIDI instalando 565 equipos adicionales de telemandos en diferentes puntos de la red de media tensión, contabilizando más de 1.500 puntos instalados, para una operación más eficiente de la red MT.

Barrios Carenciados

Con motivo de normalizar el conexionado en todas aquellas viviendas que aún no cuentan con un medidor instalado, se ha dado inicio a un plan de normalización masiva en muchos de los barrios y/o asentamientos con características predominantes de carenciados.

En 2019 se normalizaron 4.108 casos involucrando a 32 diferentes localidades de provincia, en donde, además, se efectuó una gestión de sensibilización previa, a los fines de explicar esta nueva condición junto a su inclusión social como clientes.

Como punto a destacar tenemos el Barrio Las Marinas de Esteban Echeverría donde se instalaron nuevas redes, Centro de Transformación y se normalizaron 62 nuevos suministros.

Asimismo, en las localidades de Guernica y Numancia del Partido de Presidente Perón hemos instalado 1.006 nuevos suministros.

Se han iniciado las gestiones junto con el Municipio de Lomas de Zamora para llevar a cabo la primera etapa de normalización del Barrio "El Tongui", o llamado también "17 de noviembre", donde inicialmente tenemos previsto normalizar 321 nuevos suministros.

Por último, se ha dado comienzo al análisis de factibilidad de implementación del Medidor Prepago mediante la actualización del software de los equipos Smart Meters, previéndose para el año 2020 la implementación de un Plan Piloto en el Barrio Piletones.

Digitalización de la red

Con el objetivo de mejorar la calidad del servicio, Edesur, durante el año 2019 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 2019 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/video, 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 2019 se dio comienzo a un exhaustivo plan de mantenimiento preventivo en las instalaciones (SSEE) y líneas de trasmisión de Alta Tensión.

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.

Atención de usuarios electrodependientes

Durante el año 2019, 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 Enel Green Power Cachoeira, Volta Grande y Enel Generación Fortaleza.

Estas tres centrales, dos hidroeléctricas y la otra térmica, suman una potencia neta total de 1.354 MW, representando el 1,0% de la capacidad del SIN brasileño.

La generación eléctrica del Grupo en Brasil alcanzó los 5.292 GWh, logrando el 1,0% del total generado en ese país (termoeléctrica + hidroeléctricas), siendo la producción hidroeléctrica un 79% del total generado por el Grupo Enel Américas en Brasil.

Otras generadoras conectadas al SIN brasileño son: Eletrobras, Cemig, Cesp, Copel, ENGIE, CTG, Iberdrola, CPFL y AES.

Cachoeira Dourada

Se ubica en el Estado de Goiás, a 240 km al sur de Goiânia. Posee diez unidades generadoras con un total de 655 MW de capacidad instalada neta. Es hidroeléctrica de pasada y utiliza las aguas del río Paranaiba.

La generación neta durante 2019 fue de 2.575 GWh y las ventas alcanzaron los 22.890 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$420 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. Con esta adquisición, Enel Brasil aumentó su capacidad hidroeléctrica en Brasil en 40%, añadiendo 380 MW a su portafolio.

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. En 2019 se estructuró una financiación de largo plazo para el activo, con la emisión de su primer bono por un monto total de BRL$ 800,0 millones y plazo de 10 años.

La generación neta en 2019 fue de 1.588 GWh y las ventas alcanzaron los 2.370 GWh.

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 319 MW de capacidad instalada neta 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 metros cuadrados, 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 Enel Ceará y su principal suministro es Petrobras.

La generación eléctrica de 2019 fue de 1.128 GWh, mientras que sus ventas alcanzaron los 4.742 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 cuasi 100% 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 100% 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 Rio (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 8 millones de habitantes, repartidos en 66 municipios. Los más destacados son Niterói, São Gonçalo, Petrópolis, Campos y Cabo Frío.

Durante 2019, Enel Distribución Río entregó servicio de energía eléctrica a 2.867.318 clientes. Del total, 92% corresponden a clientes residenciales, 5% a comerciales, y 3% a otros usuarios.

Las ventas de energía en 2019 alcanzaron un total de 11.089 GWh, que representaron un aumento de 1% en relación a 2018. En esta cifra es importante la participación de clientes residenciales que representan 44% de las ventas físicas, seguido por clientes comerciales con 17% de ventas, luego los clientes industriales con 2% y otros clientes y peajes que representan el 37% 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 2019 con 22,5% de pérdidas de energía. Comparado con 2018, es un incremento de 1,5 p.p. debido principalmente al aumento de las áreas de riesgos y el empeoramiento de la situación económica del Estado de Rio de Janeiro.

Además, Enel Distribución Río actúa también en la mejora de los indicadores de calidad y en 2019 redujo el SAIDI (tiempo sin suministro eléctrico) un 7% respecto a 2018 (13,15h vs 14,10h).

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 km2. La empresa atiende a una población de más de 9 millones de habitantes.

Durante 2019, Enel Distribución Ceará entregó servicio de energía eléctrica a 3.924.107 clientes. Del total, 79% corresponden a clientes residenciales, 5% a comerciales y 17% a otros usuarios, siendo los clientes rurales los de mayor porcentaje con un 15%.

Las ventas de energía en 2019 fueron de 12.186 GWh, que representan un aumento de más de 2,9% con respecto a 2018. En estas ventas participaron clientes residenciales con 38%, comerciales con 15%, seguido por peajes y otros clientes con 47%.

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% y así continua al fin de 2019.

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 2019 fueron de 14.259 GWh, aumentando 3,7% con respecto al año 2018 (13.755 GWh). En éstas participaron un 34% de clientes residenciales, un 18% clientes comerciales y un 48% de peajes y otros.

Durante 2019, Enel Distribución Goiás entregó servicio de energía eléctrica a 3.114.063 clientes. La clasificación por tipo de clientes indica que el 86% son residenciales, 7% clientes comerciales, mientras que otros clientes representan el 7%.

Además, la mejora de los indicadores de calidad sigue representando uno de los principales desafíos de Enel Distribución Goiás que cerró el 2019 con reducción de un 11% respecto a 2018 (23,06h vs 26,61h) en el SAIDI (tiempo sin suministro eléctrico) y un 29% en el SAIFI (frecuencia sin suministro eléctrico) respecto 2018 (11,32x vs 15,02x).

Enel Distribución São Paulo

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, 1.616 unidades consumidoras por km^2 con 18 millones de personas, lo que corresponde a el 9% del total de Brasil.

Durante 2019, Enel Distribución São Paulo entregó servicio de energía eléctrica a 7,3 millones de clientes. Del total, 94% corresponden a clientes residenciales, 6% a comerciales, y 1% a otros usuarios. Las ventas de energía en 2019 totalizaron 43.148 GWh, que representan un crecimiento de 1,0% versus 2018. Las clases residencial, comercial y rural crecieron el 0,9%, 3,3% y 3,2%, respectivamente, mientras que industrial y sector público registraron retracciones del 3,4% y 2,8%, respectivamente.

Además, Enel Distribución São Paulo actúa también en la mejora de los indicadores de calidad y en 2019 registró una disminución en el SAIDI (tiempo sin suministro eléctrico) de un 10% respecto a 2018 (386 minutos vs 431 minutos), mientras el SAIFI (frecuencia de las interrupciones en las instalaciones eléctricas) registró una reducción de 16% (3,71 vs 4,39) en comparación con 2018.

En 2019, se realizaron operaciones para simplificar y optimizar la estructura corporativa de la Compañía, en particular (i) la operación de fusión inversa de Enel Distribución São Paulo con Enel Brasil Investimentos Sudeste, concretizada en noviembre; (ii) la Oferta Pública para Compra de Acciones y Conversión de Registro, con la consiguiente salida de la bolsa de valores. Como resultado, Enel Brasil finalizó 2019 con el 100% de las acciones de Enel Distribución São Paulo, asegurando que el grupo Enel sea el único accionista de la Compañía.

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 2019, 894.752 personas se beneficiaron en Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Goiás y Enel Distribución São Paulo en todos los 136 proyectos desarrollados. Fueran cambiadas 788.639 lámparas y 14.942 refrigeradores en las iniciativas de cambio de equipos y otras. También 266.892 consumidores fueron favorecidos por los proyectos de educación para el consumo consciente (108.302 en con-

ferencias y talleres, 71.211 por los agentes de la comunidad y 87.369 por los programas 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. Los resultados del programa en 2019 fueron 46,813 (MWh/año) de energía ahorrada y 8, 812 (kW) de demanda evitada. Este ahorro de energía es suficiente para abastecer 26 mil residencias por año, con un consumo promedio por residencia de 150kWh.

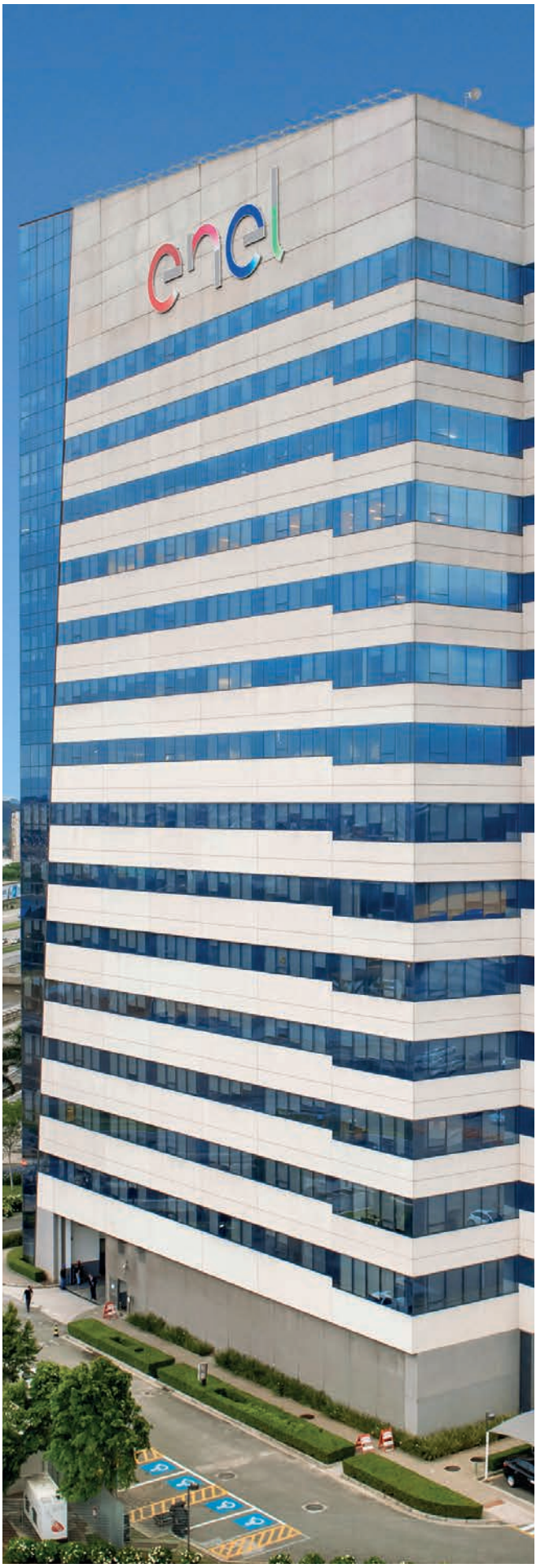
El programa de eficiencia energética de Enel Brasil en 2019 centró sus iniciativas en las regiones con mayor incidencia en las pérdidas comerciales (robo de electricidad), estimulando iniciativas de consumo responsable de la energía en la población, especialmente entre los consumidores de baja renta. Los recursos invertidos por los distribuidores son regulados y equivale al 0,4% de los ingresos operacionales netos de las empresas.

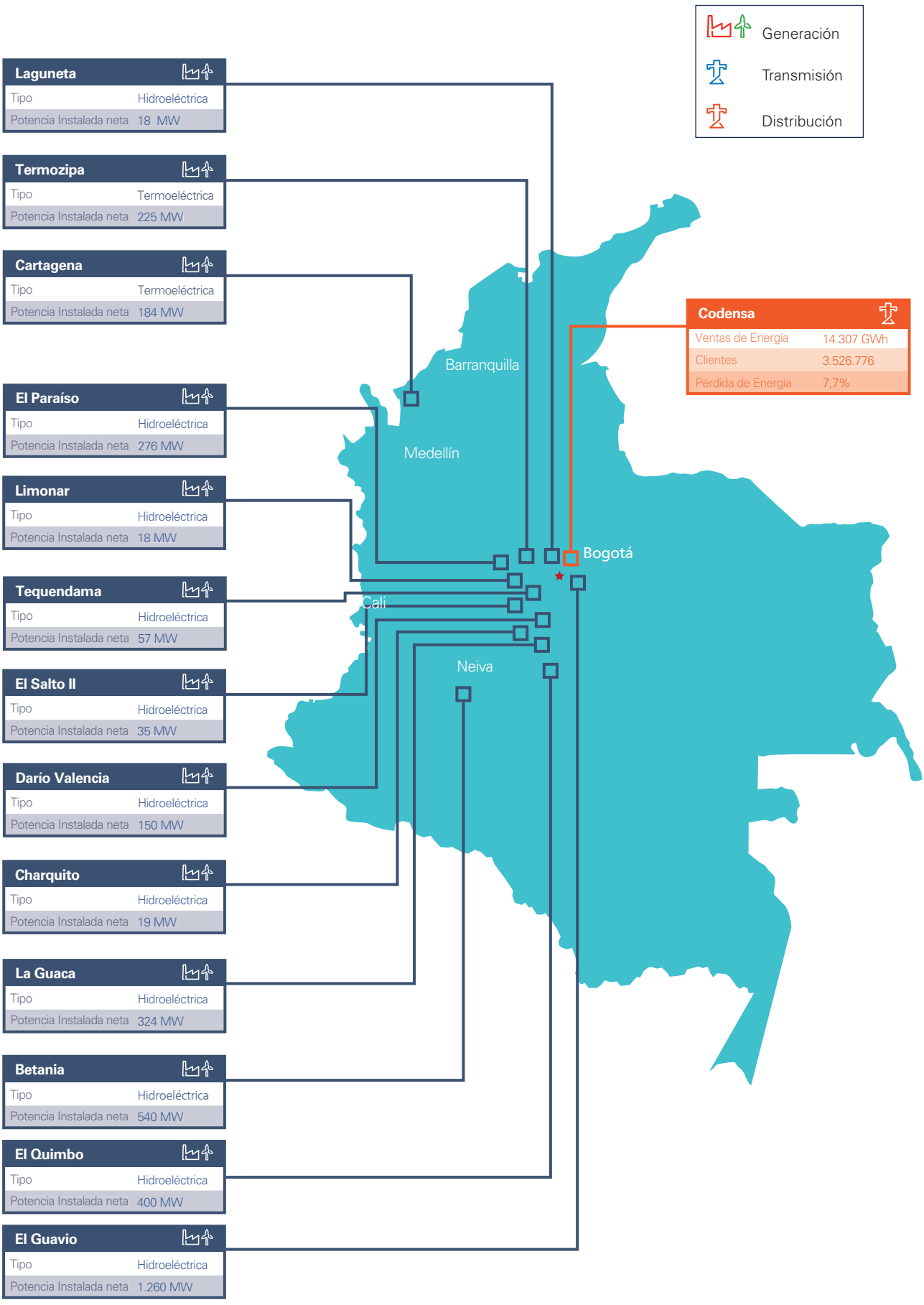
Proyectos de Enel X en Brasil

Proyecto Fotovoltaico para Claro

Enel X ha construido la planta fotovoltaica de Claro más grande de Pernambuco. El proyecto consideró la instalación de 15.330 paneles que van a suministrar energía limpia, evitando ~1.203 toneladas de CO2 al año. El proyecto fue implementado a través de un esquema de negocio *Power Purchase Agreement* (PPA).

Los trabajos se completaron en octubre de 2019, pero la planta será energizada durante los primeros meses de 2020, debido a procedimientos con el distribuidor local (CELPE).





*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 Enel Emgesa. Controla directamente el 48,5% de la propiedad (participación económica) y el 56,7% de la participación política. La generación eléctrica de Enel Américas en este país alcanzó el 21,7% del total generado en dicho mercado en 2019. Otras generadoras conectadas al sistema eléctrico colombiano son: Empresas Públicas 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 y su generación. La conforman 17 centrales que totalizan una potencia neta de 3.506 MW, entre las cuales se encuentra El Guavio de 1.260 MW, la central hidroeléctrica más grande del país. De estas 17 centrales existentes, 15 son hidroeléctricas y 2 térmicas. La generación neta fue de 15.250 GWh durante 2019. La generación hidráulica fue de 14.620 GWh y la generación térmica fue de 630 GWh.

Contexto hidrológico para Emgesa en 2019

Las condiciones ENSO (Oscilación del Sur El Niño, por sus siglas en inglés) en el Pacífico Central fueron propias de un episodio El Niño débil, que inició en septiembre de 2018 y finalizó en junio de 2019, según las publicaciones del Instituto de Hidrología, Meteorología y de Estudios Ambientales-IDEAM y agencias internacionales.

Durante el primer trimestre de 2019, los aportes de los principales ríos a nivel nacional (SIN) fueron deficitarios en la época seca por incidencia del fenómeno El Niño Débil 2018-2019 que disminuyeron las lluvias en Colombia. Para el segundo trimestre, los aportes fueron superavitarios, sin afectación de las condiciones débiles del ENSO. Durante el segundo semestre se presentó déficit de aportes por los bajos registros de la segunda temporada de lluvias en el país, especialmente en la región de Antioquia, debido principalmente a fenómenos atmosféricos que inhibieron precipitaciones como la fase subsidente de la onda intra-estacional MJO (*Oscilación Madden Julian*, por sus siglas en inglés).

Los aportes hidrológicos acumulados durante 2019 de las cuencas aferentes a la cadena Río Bogotá y Guavio estuvieron levemente por encima de la media histórica. Para el caso de El Quimbo se presentaron aportes hidrológicos normales y para Betania Cuenca Propia deficitarios.

Efectiva gestión de mantenimiento en las centrales de generación e hitos de la gestión de producción en 2019

En 2019 la generación de energía neta de Enel-Emgesa alcanzó 15.250 GWh, con un incremento del 8,5% con respecto a 2018, principalmente por una mayor generación hidráulica, dada por mayores aportes con respecto a la media histórica en el Río Bogotá e incremento en la generación térmica debido al mayor requerimiento de las plantas por el sistema, lo que posicionó a Enel Emgesa como el primer generador del país con el 21,7% de la energía generada total. Por otro lado, en este año, se superó el record histórico de generación mes en dos de las centrales hidráulicas: Guavio 849,2 GWh/mes-Julio y El Quimbo 273,2 GWh/mes-agosto. Adicionalmente, se logró el record anual de generación en El Quimbo desde su entrada en operación comercial (2.231 GWh/año).

La disponibilidad del parque generador de Enel-Emgesa en el 2019 fue del 90,3%, con una disminución de 0,9 puntos porcentuales, comparada con el 2018, debido a la implementación del proyecto *Life Extension* y de mejora ambiental en la central Termozipa.

En total se registraron 177.461 horas de servicio de las unidades de generación de Enel-Emgesa durante 2019, 7.990 horas menos que en 2018. El factor de utilización finalizó en 50%, comparado con 46% en 2018.

Actividades y proyectos en generación

Mejoras en la Central Termoeléctrica Termozipa

Termozipa es una planta termoeléctrica de Enel Emgesa ubicada a unos 40 km de Bogotá. Consta de 4 unidades con una capacidad instalada neta de 225 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.

En 2019, se realizaron paradas programadas para la instalación de nuevos quemadores con ultra bajas emisiones en NOx, cambio de bancos principales de caldera en unidades 3 y 4, cumplimiento de las pruebas legales de emisiones para las Unidades 4 y 5 con resultados satisfactorios luego de las intervenciones del proyecto de *Life Extension* y BEPP (mejores prácticas ambientales). Se inició el proceso de instalación del primer Sistema de Almacenamiento de Energía (BESS) en Colombia.

Mejoras en la Central Hidroeléctrica Betania

Betania es una planta hidráulica ubicada a 30 Km del sur de Neiva y tiene una capacidad instalada neta de 540 MW. En 2019, se realizó la mayor intervención hecha en sus 32 años de operación comercial en la Unidad 2 que consideró: el cambio del bobinado del estator, la modernización de los reguladores de velocidad y de tensión, recuperación de los perfiles en rodetes, sistema de medición de caudal entre otros. Con una parada que duró 95 días, más de 170 personas involucradas, 69.000 horas hombre trabajadas, una inversión de $12.000 millones de pesos, cumpliendo con el tiempo, costo, alcance, y lo más importante con Cero Accidentes.

Terrenos reservados para futuros proyectos

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

Distribución eléctrica

Enel-Codensa

Enel - 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 el de trece municipios de los departamentos vecinos de Meta, Tolima y Boyacá.

Finalizando el año 2019, la Compañía logro un total de 3,5 millones de clientes producto de la dinámica urbana y densificación que atraviesa el Departamento de Cundinamarca y la ciudad de Bogotá.

Durante el año 2019, Enel-Codensa desarrolló importantes proyectos de infraestructura enfocados en la atención de la demanda actual y futura, al mejoramiento de la calidad y confiabilidad del servicio obteniendo importantes logros y avances. Uno de los resultados más relevantes se obtuvo en la mejora de la frecuencia de interrupciones promedio anual de 6.83 (*) veces en SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) y una disminución en la duración de las interrupciones de 664 (*) min de SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) de acuerdo a la metodología de cálculo homologada para el grupo Enel.

Los proyectos y actividades se enfocaron en:

- Mejoramiento de la calidad de servicio
- Telecontrol de la red
- Reposición, normalización y repotenciación de infraestructura de Alta y Media tensión (subestaciones y líneas)
- Ampliación de la capacidad instalada en Subestaciones de potencia y redes de MT
- Conexión al sistema de transmisión nacional y expansión de red
- Ampliación de cobertura en zonas rurales
- Mejoramiento en el control de pérdidas
- Conexión masiva de clientes y de generadores
- Medición Inteligente
- Digitalización de la red

Los proyectos anteriormente descritos, corresponden a la visión de Enel-Codensa de gestionar la red para lograr estándares mundiales en calidad del servicio, atención del crecimiento de la demanda, cobertura y de alumbrado público, a través de proyectos bajo escenarios de mayor inversión y operaciones, implementando acciones sobre la red alcanzan-

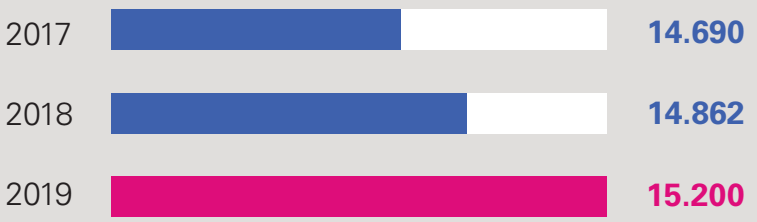
do así resultados muy satisfactorios en los aspectos descritos anteriormente para todos nuestros clientes.

Gracias al plan de inspecciones técnicas y a la gestión de acciones encaminadas a la reducción de pérdidas de energía, se logró en 2019 un índice de pérdidas de 7,67 %, reduciendo en -10 GWh las pérdidas no técnicas frente a diciembre 2018. La recuperación total de energía (incremento en la facturación posterior a las inspecciones técnicas y energía recuperada de meses anteriores) fue de 130 GWh año, lo que representa una mejora de 41 % versus el resultado de 2018.

Como operador de red, Enel-Codensa distribuye energía tanto a clientes comercializados por la Compañía como a clientes de otros comercializadores; esta energía más la energía que se pierde en el sistema de distribución constituye la demanda de energía de Enel-Codensa Operador de Red (OR).

Al cierre de 2019, la demanda Enel-Codensa OR fue de 15.200 GWh-año con un crecimiento anual del 2,27%; lo cual representa una mejora respecto de la tasa de cierre de 2018 (1,17%). En la figura se observa la evolución de la demanda como operador de red durante los últimos tres años.

Demanda Codensa OR (GWh-año)



La descomposición de la demanda OR se muestra en la siguiente figura, en la que el segmento del mercado de los clientes comercializados por Enel-Codensa tuvo un crecimiento del 0,66% mientras que el segmento de otros comercializadores registró un aumento del 5.92%.

Descomposición Demanda OR (GWh-año)

Respecto a la medición avanzada, se alcanzó la cifra de 87.083 medidores instalados en Bogotá y algunos municipios de Cundinamarca y Tolima, de los cuales 84.910 se encuentran en clientes y 2.173 como macro medidores en transformadores de distribución. Adicionalmente se potencializó la medición avanzada como tecnología complementaria para el control de pérdidas de energía, instalando 1.838 medidores en barrios con altos niveles de pérdidas de energía y en zonas de difícil acceso periódico como Hacienda los Molinos y El Peñón; así mismo, se realizaron instalaciones en proyectos constructores y en los primeros clientes de autogeneración a pequeña escala, AGPE.

Durante el primer trimestre del 2019 se actualizó el sistema de gestión de la medición avanzada al SMM ePlus, lo que optimizó el proceso de activación de los medidores y las operaciones comerciales, logrando la facturación con lectura remota de más de 50.000 clientes durante el mes de noviembre y alcanzado más de 4.300 operaciones de suspensión y reconexión remota en lo corrido del año.

Así mismo, dentro del plan de iluminación y alumbrado público para el año 2019, dando continuidad al proyecto de modernización del Alumbrado en Bogotá, se instalaron más de 75.000 luminarias con tecnología LED para un acumulado total de más de 144.000 luminarias LED en la ciudad; adicionalmente por expansiones se instalaron 4.318 luminarias adicionales al sistema de alumbrado público de Bogotá.

Enel-Codensa continuo el desarrollo del denominado Programa Metro donde se agrupan tres proyectos fundamentales para asegurar el inicio de las obras de construcción y el suministro de energía para la primera línea del Metro de la capital colombiana. Es por ello que durante el 2019 se realizó la licitación y contratación de la compañía que llevará a cabo el proyecto de traslado anticipado de redes, mientras que en el proyecto de suministro de energía se realizó la estructuración del proyecto y se dio inicio a la obtención de permisos y gestión predial.

Adicionalmente Enel-Codensa dio inicio a la fase de planeación de obras necesarias para liberar el corredor del viaducto del Tranvía de Occidente mediante el traslado y retiro de redes y activos que interfieran con el trazado infraestructural del Proyecto Regiotram que llevará a cabo la Gobernación del Departamento de Cundinamarca.

Enel-Codensa reitera su compromiso y disposición a seguir aportando a la construcción de visión de ciudad región afrontando los retos y desafíos que en el corto y mediano plazo nos imponen las necesidades del Departamento de Cundinamarca y la ciudad de Bogotá.

Proyectos de Enel X en Colombia

Proyecto PV Comestibles Italo

Comestibles Italo firmó un acuerdo con Enel X para la instalación de 1.080 paneles fotovoltaicos sobre los tejados de su fábrica, en la zona industrial de Bogotá. Será la instalación solar más grande de la ciudad, con una producción de 490 Mwh al año y podrá cubrir el 13% del consumo eléctrico de la empresa.

En una segunda fase, se ampliará la instalación con 2.500 paneles más, lo que posibilitará que la empresa pueda generar un excedente de energía eléctrica respecto a sus necesidades, que podrá vender a la red nacional. De esta manera, gracias al ahorro energético y a los incentivos fiscales que ofrece la ley colombiana, la empresa calcula que conseguirá el retorno de la inversión en tan sólo 10 años

Proyectos de Iluminación Artística navideña en Bogotá e Ibagué, Colombia

La ciudad de Bogotá, en Colombia, eligió nuestra energía para iluminar sus calles y crear una atmósfera mágica durante el período navideño. Gracias a la colaboración de Enel-Codensa y la Oficina del Alcalde de Bogotá, renovamos nuestro compromiso de iluminar las festividades de la capital colombiana. Con un equipo de más de 450 personas, diseñamos un proyecto de iluminación eficiente y de bajo consumo de energía para "La Ruta de Navidad", proyecto que realiza la Alcaldía de Bogotá con Enel – Codensa desde 2005, el cual nos permitió iluminar casi 12km de calles y 150,000 m² entre plazas y parques. "Navidad más cerca de las estrellas" fue el tema de este año que también incluyó la iluminación del árbol de Navidad, en el parque de la ciudad de El Tunal, de 56 metros de altura con 160.000 bombillos LED, que consideró dos árboles con la misma tecnología de 15 metros de altura, los cuales se unían entre sí con cortinas lumínicas. La Navidad no solo fue mágica en Bogotá, sino también en la ciudad de Ibagué, donde se trabajó para iluminar 18 sectores de la ciudad, con un equipo de más de 50 personas. El proyecto iluminó parques, avenidas y centros comerciales y consideró además la construcción de una rampa de nieve interactiva de más de 25 m de largo. Más de 500 mil habitantes y visitantes pudieron disfrutar de la ciudad iluminada.

Modernización LED Alumbrado Público Bogotá

Dentro de los principales proyectos desarrollados en la ciudad, se destacan:

Localidades en Bogotá:

Dentro del plan de iluminación de alumbrado público desarrollado por la Alcaldía de Bogotá, UAESP y Enel – Codensa, se logró la instalación de más de 74.000 luminarias en las localidades de Bosa, Usme, Fontibon, Puente Aranda, Engativa y Usaquen.

Autopistas Principales de Bogotá:

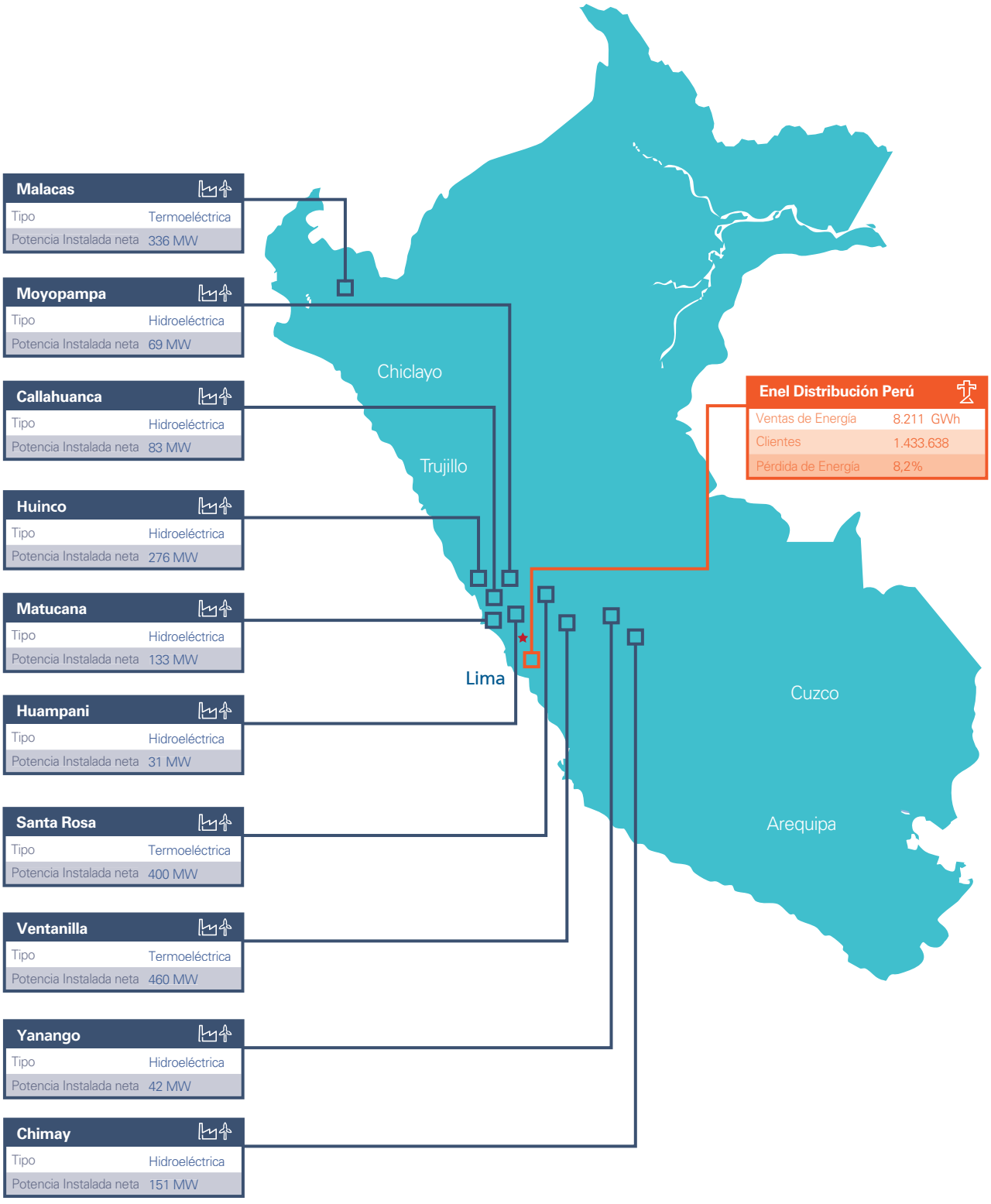
Dentro del proyecto de modernización a través del uso de tecnología LED de alumbrado público de la Alcaldía Mayor, que viene ejecutando Enel-Codensa en coordinación con la UAESP, se hizo la intervención de la Autopista Norte, Avenida NQS y Calle 13, donde se realizó la modernización de más de 3.000 luminarias. Estas avenidas cuentan ahora con un nuevo sistema de alumbrado público con tecnología LED y son espacios mejor iluminados, que ofrecen confort visual, seguridad vial para la ciudadanía y renovación de la iluminación de estas arterias de la ciudad.

Gestión en Alumbrado público Municipios de Cundinamarca

Se realizó la firma de dos contratos para la administración, modernización, operación y mantenimiento del Alumbrado público en los municipios de El Colegio (2.130 luminarias LED) y Lenguazaque (500 luminarias LED), garantizando la continuidad de estos municipios con la compañía y el mantenimiento y la generación de nuevos ingresos en el tiempo del contrato por la modernización LED, mejorando las condiciones de iluminación del entorno y la calidad de vida para sus habitantes.

Incorporación del modelo de negocio de Aseo en el portafolio de productos de Enel X

En Colombia el servicio de aseo se cobra través de otro servicio público y en la zona de concesión de Enel Codensa este servicio históricamente se había realizado a través del servicio de acueducto. Sin embargo, desde 2018, Codensa empezó a realizar acercamientos con los operadores aprobados por el Gobierno para incorporar la facturación del Aseo en la factura de energía, logrando en 2019 incorporar al portafolio de Enel X la facturación conjunta con el servicio de aseo con dos operadores en la ciudad de Bogotá y uno en Cundinamarca. Más de 960 mil clientes actualmente se facturan y recaudan a través de nuestra factura Enel Codensa, que representaron ingresos en el año 2019 por 1 millón de euros y en el 2020 se esperan 3 millones de euros con la incorporación de un nuevo operador en el mes de septiembre.



*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 S.A.A, es una de las principales compañías privadas de generación de electricidad en el Perú que opera a través de ocho centrales, tanto termoeléctricas como hidroeléctricas ubicadas en los departamentos de Lima y Junín.

La capacidad instalada neta asciende a 1.652 MW, (13% del total de potencia del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – en adelante "SEIN") donde el 47% corresponde a generación hidráulica y el 53% 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 2019 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 5,92% de accionariado y otros accionistas con el remanente del 10,48%.

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 corrimientos 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 las cuencas de los ríos Rímac y Santa Eulalia. En la cuenca del río Santa Eulalia se ubica la central Huinco con una capacidad de generación de 277,9 MW y en la cuenca del río Rímac se ubica la central Matucana, con una capacidad de generación de 137 MW. La mayor parte del agua de estos ríos es derivada vía túneles y canales a la localidad de Barba Blanca, donde se encuentra ubicada la central Callahuanca, la cual dispone de una capacidad de generación de 83,3 MW. Aguas abajo están ubicadas las centrales Moyopampa con 68,7 MW, Huampaní con 30,7 MW y la HER (*Hydro Energy Recovery*) Huampaní con 0,7 MW. La capacidad total de estas seis centrales es de 593,0 MW.

Cabe señalar que la Central Hidráulica Callahuanca reingresó al sistema el 30 de marzo del 2019, luego de alrededor de 2 años de reconstrucción, rehabilitación y pruebas, debido a los daños producidos como consecuencia de huaycos o efecto de las lluvias relacionadas al fenómeno de "El Niño Costero" presentados durante el mes de marzo de 2017.

Además, se cuenta con 21 lagunas que tienen una capacidad de 282.35 hm3, 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 42,4 MW, que aprovecha las aguas del río Tarma y Chimay con 151,3 MW, que aprovecha las aguas del río Tulumayo. Ambas totalizan 193,7 MW de potencia neta. Estas dos centrales son parte de la subsidiaria Chinango.

Asimismo, contamos con tres centrales térmicas, con una potencia de 224.3 MW, 187.8 MW y 469.4 MW respectivamente. La primera, Central Térmica Santa Rosa, ubicada en el Cercado de Lima, está constituida por las unidades UTI con 104.3 MW y TG7 de 120.0 MW, la segunda, Central Térmica Santa Rosa 2, ubicada también en el Cercado de Lima, está constituida por la unidad TG8 de 187.8 MW. La tercera, Central Térmica Ventanilla, ubicada en la provincia constitucional del Callao, cuenta con tres unidades de generación las cuales conforman el ciclo combinado, éste ciclo fue el primero en instalarse en el Sein y actualmente corresponde a uno de los seis ciclos combinados con los que cuenta el sistema.

Nuestras centrales térmicas utilizan el gas natural que proviene de los yacimientos de Camisea como combustible principal y el petróleo diésel como combustible alternativo.

En mayo del año 2019 se suscribieron los nuevos contratos de suministro de gas natural de Camisea para las centrales térmicas Ventanilla y Santa Rosa, luego de una negociación con el consorcio Pluspetrol que se inició a finales del año 2018. La duración de los nuevos contratos es de 10 años y se renovaron luego de 15 años de operación continua (2004-2019).

La producción total en Enel Generación Perú alcanzó 7.586 GWh en 2019, un 1,1% mayor con respecto al año anterior. Las ventas de energía totalizaron 10.541 GWh a diciembre de 2019, un aumento de 5,5% con respecto al 2018.

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 2019 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%.

Enel Generación Piura cuenta con tres centrales de generación termoeléctrica a ciclo abierto, ubicadas en la provincia de Talara, departamento de Piura, al norte del Perú.

La primera, Malacas, está conformada por una unidad de generación marca Siemens, modelo SGT-800 denominada TG6 cuya potencia efectiva es de 50,77 MW. Esta unidad inició su operación comercial el 25 de febrero de 2017.

Malacas 2 está conformada por una unidad de generación marca ABB, denominada TGN-4 cuya potencia efectiva es de 105,38 MW. Dicha unidad inició su operación en febrero de 1998.

Finalmente, Malacas 3 está conformada por una unidad de generación marca Siemens, denominada TG-5, opera con combustible diésel B5 en ciclo abierto en condición de Reserva Fría. El 4 de julio de 2018 se aprobó una nueva potencia efectiva de 187,46 MW de la unidad para operación en modo diésel. Cabe señalar que, desde agosto del año 2017, el Coes Sinac aprobó su operación en "modo gas natural", en forma adicional a su operación con combustible diésel. Actualmente, cuenta con una potencia efectiva de 127.78 MW.

La producción en Enel Generación Piura alcanzó los 658 GWh en 2019, un 9,2% más que el año 2018. Las ventas de energía totalizaron 658 GWh a diciembre de 2019, una aumento de 9,2% con respecto al mismo período del año anterior.

Actividades y proyectos en generación

Actividades y proyectos en centrales hidroeléctricas

Reconstrucción de Callahuanca

Después de más de dos años de actividades continuas, en los cuales prevaleció el criterio técnico para la pronta recuperación de la central, concluimos exitosamente la reconstrucción de la Central Hidroeléctrica Callahuanca (83,3 MW), luego que su infraestructura fuera dañada por el fenómeno de "El Niño Costero" del año 2017. Con una inversión de más de 146 millones de soles, logramos concluir las actividades con cero accidentes. La central, ubicada en la provincia limeña de Huarochirí, fue construida en 1938 y produce alrededor de 600 GWh de energía limpia al año, equivalente al consumo de 450,000 hogares.

Automatización y telecontrol

En línea con nuestra estrategia de digitalización, asumimos el reto de automatizar nuestras centrales hidroeléctricas, cuya antigüedad promedio bordea los 50 años. La evaluación de la factibilidad económica, técnica y operativa de este proyecto se ha realizado en los últimos años contando con el soporte global del Grupo Enel, y ha considerado los riesgos que enfrentamos en los meses del año, los beneficios en la disponibilidad y las sinergias operativas.

El proyecto de automatización y telecontrol comprende tres fases: i) la construcción e implementación de un nuevo centro de control ubicado en la Central Hidroeléctrica Moyopampa,

desde donde se comandará la operación de nuestras centrales hidroeléctricas, ii) la automatización de cuatro centrales hidroeléctricas (Huinco, Matucana, Moyopampa y Huampaní); y iii) el desarrollo de la apropiada conectividad de nuestras centrales hidroeléctricas con el centro de control.

En 2019 concluimos la implementación del centro de control, y la conectividad de las centrales automatizadas (Chimay, Yanango y Callahuanca). Al cierre del ejercicio 2019, se realizó una inversión de 19 millones de soles y estimamos culminar el proyecto en el año 2021.

Actividades y proyectos en centrales termoeléctricas

Construcción del primer Sistema de Almacenamiento de Energía (BESS) en la Central Térmica Ventanilla

El año 2019 iniciamos la construcción del sistema de almacenamiento de energía con baterías "Battery Energy Storage System" (BESS), que permite realizar la regulación primaria de frecuencia (servicio complementario para mantener la energía bajo estándares de calidad requeridos por el sistema eléctrico). Este proyecto busca explorar nuevas tecnologías en el mercado de servicios complementarios, convirtiéndonos en la primera empresa que implementa este tipo de soluciones tecnológicas de punta en el sistema eléctrico peruano.

El sistema está compuesto por ocho bancos de baterías Litio-Ion, especialmente diseñados para brindar una capacidad total de 14.6 MW, y su inversión estimada es de 29 millones de soles. Es considerado uno de los proyectos más representativos para el portafolio del Grupo Enel en Perú en la actualidad.

Este sistema de almacenamiento de energía será el primero de esta tecnología en implementarse en el sistema eléctrico peruano.

Mantenimiento mayor de la Central Térmica Ventanilla

Con una inversión de más de 13 millones de soles, realizamos el mantenimiento de 125.000 horas de operación a la unidad TG3 de la Central Térmica Ventanilla, siendo el quinto mantenimiento mayor realizado durante la vida útil de la unidad, el cual consistió en el cambio de piezas críticas de la turbina, así como la inspección de quemadores e inspección del generador eléctrico. Con este mantenimiento, que tuvo una duración aproximada de 30 días continuos y la participación de empresas locales y extranjeras, ampliamos la vida útil de nuestra unidad de generación en 25.000 horas de operación y conseguimos mejorar la confiabilidad de la unidad.

El mantenimiento mayor concluyó exitosamente y con cero accidentes. Con la participación de áreas locales y globales del Grupo Enel cumplimos los estándares de seguridad y calidad conforme al plan de trabajo establecido.

Cambio de combustor a tecnología *Dry Low NOx* (DLN) en la unidad TG4

Nuestro compromiso de reducción de emisiones de gases y reducción de uso de agua para generación, nos llevó a explorar iniciativas sostenibles para combatir la emisión de gases de efecto invernadero. En vista de ello, en el año 2019 iniciamos el proyecto de cambio de nuestra cámara de combustión en la Unidad TG4, que actualmente utiliza un sistema de inyección de agua para la reducción de emisiones, por otro de tecnología *Dry Low NOx* (DLN). Esta tecnología no utiliza agua e implica el reemplazo del quemador principal y sus componentes auxiliares. Estos cambios permitirán alcanzar niveles de emisiones del orden de 15-25 NOx en generación a carga base, que representan uno de los niveles más bajos obtenidos por las tecnologías actuales y está en línea con la política global de Enel que promueve el cumplimiento de los estándares legales a nivel mundial, así como la utilización de tecnologías de vanguardia para superar los niveles exigidos en los diferentes países.

Adicionalmente, este proyecto permitirá reducir significativamente el consumo de agua durante la generación de energía. Actualmente, la unidad TG4 usa agua desmineralizada para el control de emisiones, consumo que se reducirá a cero una vez que se instale el nuevo combustor.

Complementariamente a este proyecto, se instalará en el sistema de admisión de aire a la turbina, un sistema de neblina (*Fogging System*) que permitirá recuperar potencia activa en esta misma unidad.

Con una inversión de 29 millones de soles, estimamos concluir el proyecto el año 2022, el cual se encuentra dentro del portafolio de iniciativas de alto impacto en corto tiempo, y beneficiará directamente a las comunidades vecinas de Malacas y Talara.

Terrenos reservados para futuros proyectos

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

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. Su zona de concesión abarca unos 1,550 km2, extendiéndose sobre la zona norte de Lima Metropolitana, la provincia constitucional del Callao y las provincias de Huaura, Huaral, Barranca y Oyón, cubriendo 52 distritos de las provincias mencionadas de forma exclusiva y otros 5 de manera compartida con la empresa distribuidora de la zona sur.

Durante 2019, nuestra base de clientes creció 0,8% en relación a 2018, llegando a 1.433.638. La energía distribuida, incluyendo peaje para 2019 fue de 8.211 GWh, un 2,1% mayor al año anterior.

Actividades y proyectos en distribución

En el Grupo Enel, estamos orientados a una mejora constante de nuestros procesos y operaciones a través de la digitalización e innovaciones tecnológicas.

Durante el 2019, se realizó la segunda fase del proyecto digitalización de la red LIDAR (*Light Imaging, Detection, and Ranging*), mediante el cual podemos simular una imagen de nuestras redes de media y baja tensión, y así facilitar la identificación de los postes de apoyo de redes de comunicación de terceros y acometidas domiciliarias, evitando potenciales riesgos en las redes.

Aprovechando la transferencia del conocimiento que se genera por pertenecer a un grupo multinacional, hemos desarrollado localmente herramientas digitales que mejoran la seguridad y eficiencia de nuestros procesos, como el *Smart Detect* y el SEDs 360 grados.

Proyectos de Enel X en Perú

Proyecto *Storage ON Energy*

En mayo de 2019, Enel X Perú finalizó la firma del *Memorandum of Understanding* (MoU) con ON Energy, empresa dedicada al diseño, implementación y operación y mantenimiento de Sistemas de Baterías con operaciones en varios países del continente. Este documento sienta las líneas bases de cooperación para el desarrollo de soluciones de Storage en Perú, combinando capacidad operativa y experiencia localizada. Es un primer paso para poder implementar este tipo de proyectos de gran escala y con potencial para toda la región. Este MoU confiere a Enel X Perú la oportunidad de posicionarse como *early leader* en el mercado peruano. En Perú existe una necesidad de mercado real: para algunos clientes la demanda de energía llega a puntas mensuales de hasta 30-40% de su recibo.

Primer bus eléctrico de Perú:

El *Global Sustainable Electricity Partnership* (GSEP) y las empresas miembros Enel X e Hydro-Québec inauguraron el primer bus eléctrico en Lima con la colaboración de Protransporte y los Ministerios de Energía y Minas del Perú, de Transporte y Comunicaciones, y del Ambiente. La electrificación del transporte puede jugar un papel importante en el cumplimiento del compromiso de Perú de reducir la huella de carbono en un 30% antes del 2030. El autobús eléctrico de 80 pasajeros será operado por Allin Group, uno de los operadores locales de Protransporte, en la línea del Corredor Rojo (Principales avenidad de Lima: Faucett-La Marina-Javier Prado), una de las arterias más concurridas. Durante los próximos dos años, los tres socios serán responsables del mantenimiento de la infraestructura de carga que ha sido específicamente diseñada y construida para la operación de este vehículo tomando en cuenta los requisitos del país y la ciudad. El proyecto piloto recopilará durante seis meses información en tiempo real de factores como velocidad, ocupabilidad, comportamiento de las baterías, impacto ambiental, comparaciones con vehículos que usan diésel o gas, entre otros. Esta data permitirá crear las líneas base y proporcionar el conocimiento necesario para la adopción e implantación de un sistema de transporte eléctrico masivo en el Perú.

Primer contrato de mejora de Alumbrado Público para la municipalidad de San Miguel:

Proyecto de mejoramiento de alumbrado público que fue realizado en el distrito de San Miguel a través de un convenio firmado en el mes de junio de 2019 para la incorporación de 138 luminarias LED. Es así como la línea de negocio B2G (Business to Government) de Enel X gestionó con la Municipalidad de San Miguel la etapa del plan de instalación de luminarias inteligentes en el distrito que involucra las principales vías y parques del distrito que se encuentran cercanas a dicha Municipalidad. El proyecto fue ejecutado en un periodo de 60 días desde septiembre.

Adjudicación de Socio Comercial de Seguros CHUBB y de Asistencias IGS

En Abril del 2019, se adjudicó la empresa suiza de venta de Seguros CHUBB que se encuentra presente en 53 países. Se comenzó con la venta de 3 seguros: accidentes, hogar y vida y logrando vender 2.665 Seguros.

Por otro lado, se adjudicó el socio de asistencias IGS y se logró diseñar productos de asistencia de sepelio, dental y médicos con precios asequibles para el segmento de clientes de Enel X, logrando vender 5.582 asistencias en 2019.

Proyecto taxis eléctricos

A través de la cooperación entre Enel X, la casa automovilística china BYD y la empresa peruana Taxi Directo, se ha puesto en marcha un proyecto piloto para la implementación de dos taxis eléctricos en la capital Lima. Los taxis circularán durante seis meses para recopilar toda la información necesaria con respecto a las prestaciones de los vehículos y para luego evaluar la integración de 30 coches eléctricos en la flota de la compañía de taxis.

Enel X instalará las estaciones de recarga, una *Juicebox Pro 32* y una *Fast Charge*, mientras que BYD suministrará los dos vehículos eléctricos que gestionará Taxi Directo.

18. SOSTENIBILIDAD

Contexto

El marco actual en que se desarrollan los negocios, es dinámico y desafiante, incorporando factores adicionales a los tradicionales tales como, la crisis climática, nuevas demandas sociales, cambios demográficos y la revolución digital. Para hacer frente a estos desafíos y expectativas de sus *stakeholders*, las empresas han debido repensar sus estrategias, innovar y poner al centro aspectos ambientales, sociales y de gobernanza (ASG). Consecuentemente los inversionistas requieren una mirada más holística en sus procesos de inversión, para lo cual evalúan cada vez más el desempeño en materia de ASG de las empresas en su búsqueda de retornos estables y de largo plazo.

Considerando la priorización de las variables ASG que impactan en los negocios, entidades internacionales como el IPCC y las COP consideran el calentamiento global como una prioridad, por sus impactos interconectados en los ámbitos económico y social además del ambiental. Los cambios demográficos, presentan desafíos por la creciente urbanización y la necesidad de desarrollar ciudades sostenibles que mejoren la calidad de vida de sus habitantes, especialmente en América Latina, en que el 80% de las personas viven en ciudades. De acuerdo a lo declarado por las Naciones Unidas, el aumento de la población urbana exige prestar atención a aspectos como al alojamiento, el transporte, la energía, los servicios educativos y sanitarios y al empleo para poder satisfacer las necesidades de los ciudadanos. En esta perspectiva, la electricidad juega un papel crucial como habilitador de crecimiento y progreso sostenible.

Estos cambios, unidos al desarrollo exponencial de tecnologías digitales han redefinido el propósito de la industria eléctrica, llamada a ser un actor principal de la transición energética. Como una forma de liderar esta transición, Enel Américas ha enfocado sus inversiones en la digitalización con el desarrollo de ecosistemas y plataformas, como una forma tanto de dar nuevos usos a la energía como de superar la pobreza energética, que afecta principalmente a las zonas periféricas de las grandes ciudades.

Estrategia de negocio sostenible

Para Enel, la Sostenibilidad es sinónimo de creación de valor, el cual se desarrolla a través de un modelo que integra los objetivos económicos, ambientales, sociales y de gobernanza en el plan de negocio, generando valor a largo plazo para todos sus *stakeholders*.

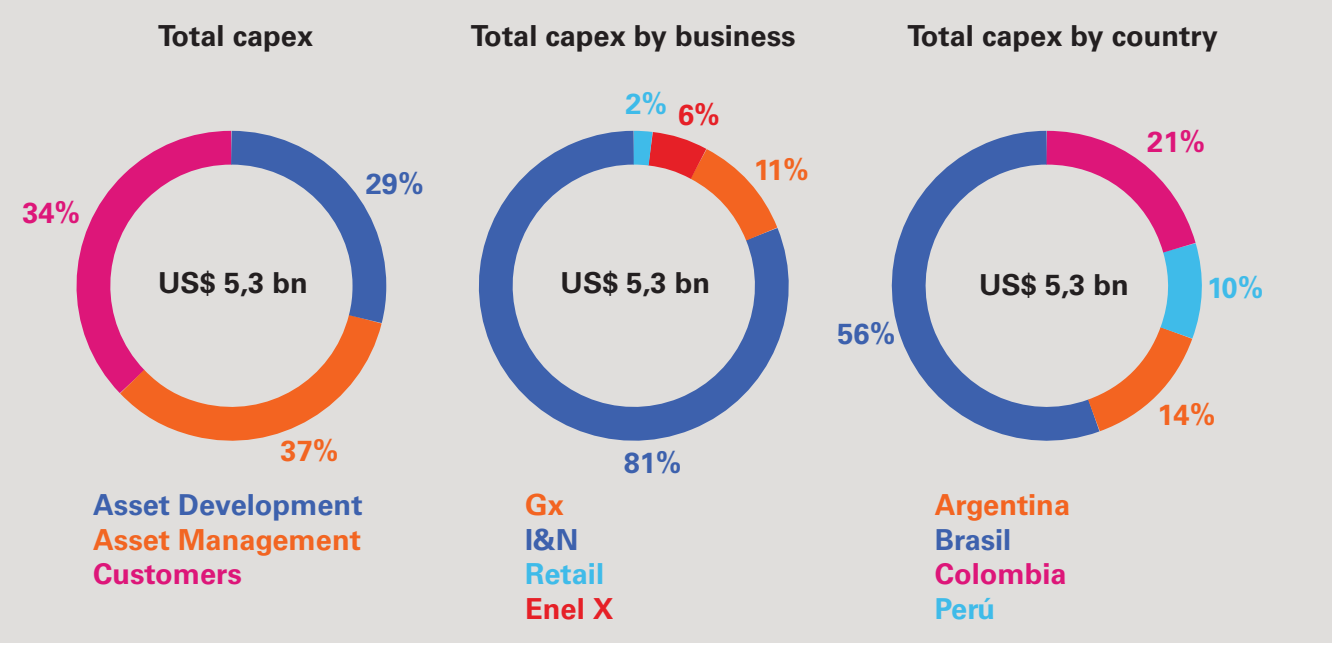
Este modelo se concretiza en un plan vinculado con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) que orienta la gestión de todas las áreas de la Compañía y sus filiales mediante indicadores específicos.

Sostenibilidad en la dimensión de negocio

Consciente del rol que la Compañía tiene, mediante su negocio, en la contribución a la resiliencia frente al cambio climático y de los fenómenos sociales relativos a la urbanización, Enel Américas basa su oferta en servicios *low carbon* mediante la electrificación de las ciudades, servicios de calidad y en digitalización de las redes, así como en la generación de energía eléctrica, principalmente renovable, liderando la transición hacia economías baja en carbono en los países en que está presente.

Crecimiento mediante tecnologías y servicios *low carbon*: el rol de la electrificación y de la generación de energía

Las inversiones de Enel Américas han estado orientadas, en el aumento de eficiencia de sus activos y estándares de operaciones, principalmente expansión de redes de distribución y en los clientes a través de nuevas conexiones y más servicios.



Enel Américas ha centrado su operación en la generación de energía en base a tecnologías hidroeléctricas, representando el 55% de su capacidad total.

Así mismo, este proceso de transformación de la industria energética, exige a la vez poner al cliente en el centro, fomentando nuevos usos de la electricidad de forma más eficiente y accesible. Por tal motivo, Enel Américas está impulsando la electro movilidad, la eficiencia energética y mayor resiliencia de las redes, como una forma de avanzar en la descontaminación de las ciudades.

Indicadores de medición desempeño en tecnologías *low carbon*

		Resultados		
ODS	Indicador	**2019**	2018	2017
7,13	% de capacidad instalada con renovables	55	56	48
7, 13	% de generación con fuentes renovables	61	59	55
13	Reducción emisiones especificas gCO2/Kwheq	162	170	192
7, 11	Número de clientes (millones)	24,7	24,5	17,2
7, 11	MW de demand response	29	-	-
7, 13	Sistemas fotovoltaicos instalados (MWp)	12	5	3
9, 11	Puntos luminosos gestionados (miles)	417	411	N/A
9, 11,	Innovación e infraestructura, a través de puntos de carga (# de PoC)	357	221	N/A

Durante 2019, el 61% de la generación eléctrica de Enel Américas provino de tecnologías renovables, en que la diversificación geográfica de sus plantas de generación permite aprovechar las diferencias de hidrologías, impactadas en diverso grado por el cambio climático.

Por otro lado, para capitalizar las oportunidades de la electrificación de las ciudades, la empresa, a través Enel X, invierte en la oferta de soluciones y servicios para nuevos y eficientes usos de la energía, en la infraestructura necesaria para el desarrollo de la movilidad eléctrica y de servicios eléctricos para los clientes, cuya base ha aumentado sostenidamente especialmente con la incorporación de Enel Distribución Sao Paulo en 2018.

Mejora operativa para un servicio de calidad

El desarrollo de las redes es fundamental para aumentar la resiliencia y confiabilidad del suministro eléctrico y entregar un servicio de calidad. Por eso, la Compañía ha enfocado sus inversiones en la digitalización de las redes y sus activos.

En el ámbito de la generación, Enel Américas invierte continuamente para incorporar los últimos avances en materias de innovación, digitalización, robotización, automatización, *data driven* y mantenimiento predictivo en las distintas tecnologías de su parque generador. Esto ha permitido un uso más eficiente de los recursos y una mejor gestión de sus activos, manteniendo un excelente desempeño.

Indicadores para la medición de la calidad del servicio

		Resultados		
ODS	Indicador	**2019**	2018	2017
9 11	Número de clientes (millones)	24,7	24,5	17,2
9, 11,	Índice de pérdidas totales[1]	12	11	12
9, 11	SAIDI (minutos)	747	787	1.085
9, 11	SAIFI (veces)	6	7	9

.

Cadena de Valor

Uno de los pilares para la sostenibilidad del negocio consiste en una cadena de suministro sostenible. Por ello compartimos un propósito común con nuestros proveedores para la generación de valor bajo una misma perspectiva de largo plazo. De esta forma reducimos constantemente los riesgos relativos a incumplimientos sociales, ambientales y de seguridad laboral, premiando además las mejores prácticas.

Indicadores de medición de la sostenibilidad en la cadena de proveedores

		Resultados		
ODS	Indicador	**2019**	2018	2017
12	Evaluación de proveedores en salud y seguridad.	100%	100%	N/A
12	Evaluación de proveedores en desempeño ambiental.	100%	100%	N/A
12	Evaluación de proveedores en Derechos Humanos.	100%	100%	N/A

Sostenibilidad en la dimensión Social

Involucrando nuestras personas

En este momento de transición energética y consecuente trasformación del modelo de negocio, las personas en las em-

1 Pérdidas totales corresponden a alta, media y baja tensión e incluyen las perdidas comerciales y las originadas por hurto.

presas tienen un rol clave para enfrentar los desafíos tecnológicos y de innovación. Por esta razón la formación en nuevas habilidades, el superar las barreras para una empresa más inclusiva y la entrega de herramientas para un nuevo rol en el mercado energético son instrumentos indispensables para crear valor en el largo plazo.

Indicadores para la medición del desarrollo sostenible del ambiente laboral

ODS	Indicador	Resultados 2019	2018	2017
8	% de colaboradores involucrados en actividades de difusión de habilidades digitales	47	N/A	N/A
5, 10	Diversidad de género (% de mujeres)[2]	18	18	21
5, 10	Participación de mujeres en *short list* de procesos de selección (% sobre total de candidatos)	42	N/A	N/A
8	Encuesta de clima laboral (participación colaboradores)[3]	100%	N/A	81%
10	Colaborador referente para colegas con discapacidades	6	6	6
8	Flexibilidad laboral – *Smart Working*[4] (Número de colaboradores)	1.108	810	466

Involucrando a las comunidades locales

Enel Américas considera el relacionamiento constante con las comunidades como un pilar para la sostenibilidad del negocio. El dialogo permanente, la simetría de las informaciones y la trasparencia son necesarios para consensuar decisiones con los grupos de interés.

Enel Américas actúa en los territorios en que opera con equipos de relacionamiento comunitario dedicado.

Con un enfoque en el desarrollo local, la compañía desarrolla proyectos inclusivos y participativos que buscan disminuir la brecha en la pobreza multidimensional con su inversión en facilitar el acceso a la energía limpia y asequible, el desarrollo económico y el acceso a la educación de calidad. De esta forma se generan las sinergias entre el progreso social y el desempeño corporativo.

Indicadores de medición de las iniciativas enfocadas en el desarrollo local

ODS	Indicador	Resultados 2019	2018	2017
7	Acceso a la energía limpia y asequible (miles de beneficiarios acumulados desde 2015)	4.042	2.995	1.575
8	Desarrollo económico y trabajo digno (miles de beneficiarios acumulados desde 2015)	522	354	288
4	Educación inclusiva, equitativa y de calidad (miles de beneficiarios acumulados desde 2015)	383	345	316

Salud y Seguridad

Enel Américas considera la salud y seguridad de las personas su activo más valioso, buscando reducir las tasas de accidentabilidad en todos los países que opera tanto en sus colaboradores propios como de terceros. Para ello desarrolla y promueve la cultura de la seguridad destacando tanto el fomento del auto cuidado como la definición de políticas, integración de seguridad en procesos, capacitación, control de calidad, análisis de accidentes e intercambios de Best practices. Mayor detalle en la sección Salud y Seguridad Laboral

Indicadores de medición de salud y seguridad

ODS	Indicador	Resultados 2019	2018	2017
3	*Lost-Time Injuries Frequency Rate* (LTIFR) colaboradores propios y contratistas	0,69	0,99	1,00

2 La disminución se explica por la incorporación de Enel Distribución Sao Paulo en 2018.
3 Se realiza cada dos años
4 *Smartworking* es un programa que permite que los colaboradores de Enel Chile y sus filiales tienen la posibilidad de seleccionar un día por semana, entre martes y jueves, para trabajar remotamente desde su hogar o cualquier lugar físico que ofrezca buena conexión a internet y cumpla con las normas de seguridad.

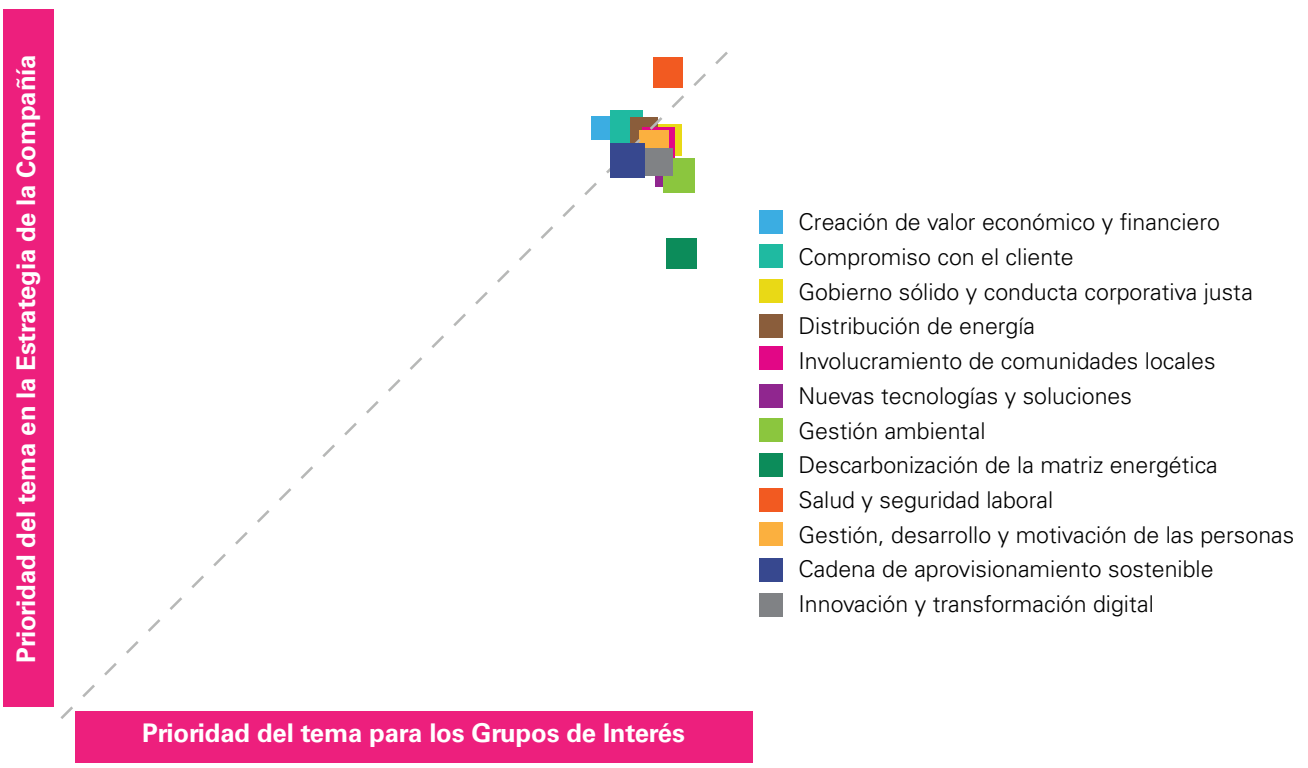
Metodología de análisis ASG (Ambiental, Social y Gobernanza)

Análisis de materialidad y priorización grupos de interés

Enel Américas actúa de acuerdo a la metodología adoptada por el Grupo Enel que cumple con los estándares internacionales del GRI (*Global Reporting Iniciative*). Uno de los enfoques principales de estos estándares consiste en poner los grupos de interés al centro de la definición de los asuntos estratégicos de la Compañía. Por esta razón se realiza un trabajo de identificación y priorización de ellos que involucra toda la compañía y sus filiales en forma directa. Resultado de este trabajo es la identificación de los grupos relevantes que son objeto de consultación sobre sus prioridades y expectativas respecto a la empresa. De la misma forma se procede al interior de la compañía para determinar sus prioridades estratégicas.

En base a lo anterior se define la materialidad de la compañía que rige nuestra planificación estratégica de la cual damos cuenta en los diferentes reportes públicos.

Matriz de materialidad de Enel Américas[5].



5 La matriz de materialidad final indica cuales temas son prioritarios para nuestros *stakeholders* y a la vez estratégicos para la Compañía. La información que provee sirve de insumo para la formulación del plan de sostenibilidad, el cual se actualiza anualmente

Análisis de riesgo ASG

Los riesgos ASG son parte integrante de la política de gestión de riesgos, tal como se describe en la sección Factores de Riesgos, y se identifican considerando las siguientes referencias:

- Los temas relevantes a considerar en la Materialidad, identificados según el Informe Global de Riesgos Mundial 2020, implementado por el Foro Económico Mundial (WEF).
- Evaluaciones de riesgo realizadas en el contexto del proceso de debida diligencia de Derechos Humanos y sistemas de gestión integrados (ambiental, calidad y seguridad) entre otros.
- Análisis de agencias internacionales de calificación de sostenibilidad más prestigiosas, que utilizan sistemas específicos de evaluación de riesgos para definir el nivel de desempeño de la empresa en términos de ASG.

Debida Diligencia en Derechos Humanos

El Grupo Enel está comprometido con los principios que resguardan y fomentan la protección de los Derechos Humanos, hecho que queda plasmado en la política aprobada por el Directorio en el año 2013.

En línea con las directrices de la ONU, desde 2017, Enel Américas realiza un proceso de debida diligencia en materia de derechos fundamentales, que considera toda su cadena de valor, con el fin de identificar potenciales riesgos de vulneración dentro del ámbito de sus operaciones y establecer mecanismos de reparación para abordar posibles brechas.

Creación de valor económico de largo plazo

El valor generado por nuestra estrategia de negocio sostenible, se refleja en los indicadores económicos con que medimos nuestro desempeño.

	2019	2018	2017
EBITDA de productos y servicios *low carbon* (MM$)	2.490	2.954	3.510
CAPEX de productos y servicios *low carbon* (MM$)	1.524	1.556	1.498
Ratio de capex de productos y servicios *low carbon* respecto al total (%)	90	89	90
Remuneración del accionista (US$ por acción)	0,0106	0,0084	0,0062

Reconocimientos del mercado - Rating e índices de sostenibilidad

Analistas especializados en inversión sostenible evalúan a las empresas de acuerdo a su desempeño en ASG o más en general en sostenibilidad. Estas evaluaciones son herramientas clave para que la empresa pueda mejorar o reorientar la gestión de su negocio y, a la vez, permite a los inversionistas integrar las informaciones no financieras (ASG) en sus decisiones de negocio.

Durante 2019, Enel Américas mejoró su posicionamiento en la mayoría de los ratings e índices de sostenibilidad entre los que destacan:

- Dentro del 10% de las mejores compañías de servicios eléctricos a nivel mundial, según el Dow Jones Sustainability Index (DJSI), ubicándose en la onceaba posición en los índices DJSI Chile, DJSI MILA Pacific Alliance y DJSI Emerging Markets. Incluidos por segunda vez en el Sustainability Yearbook de RobecoSAM, siendo reconocidos en la categoría bronce, como la única empresa chilena, junto a Enel Chile, en recibir estas distinciones y estar presente en tres índices.
- Por tercer año consecutivo, Enel Américas fue confirmada en las categorías "Emerging Markets Index" y "Latin America Index" de FTSE4Good.
- Enel Américas fue incluida por segundo año consecutivo dentro del ranking Best Emerging Markets Performers en el sector utilities, evaluación realizada por Vigeo Eiris.
- Durante el 2019, Enel Américas recibió la clasificación AA por parte de MSCI, formando parte de los diversos índices bursátiles de sostenibilidad ofrecidos por esta entidad.
- Enel se ubicó en el percentil 70 bajo la nueva metodología de riesgo de Sustainalytics.

19. CUADRO ESQUEMÁTICO DE PARTICIPACIONES

Participaciones económicas directas e indirectas

Argentina	Negocio	Propiedad
Central Dock Sud S.A.	Gx	40,25%
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Tx	100,00%
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Dx	72,09%
Enel Argentina S.A.	Gx, Dx	99,92%
Enel Trading Argentina S.R.L.	Tx	99,96%
Enel Generación Costanera S.A.	Gx	75,62%
Enel Generación El Chocón S.A.	Gx	65,69%
Transportadora de Energía S.A.	Tx	100,00%
Sacme S.A.	Tx	36,04%
Yacylec S.A.	Tx	33,33%
Central Térmica Manuel Belgrano	Gx	16,98%
Central Térmica San Martin	Gx	16,98%
Central Vuelta Obligado S.A.	Gx	25,37%

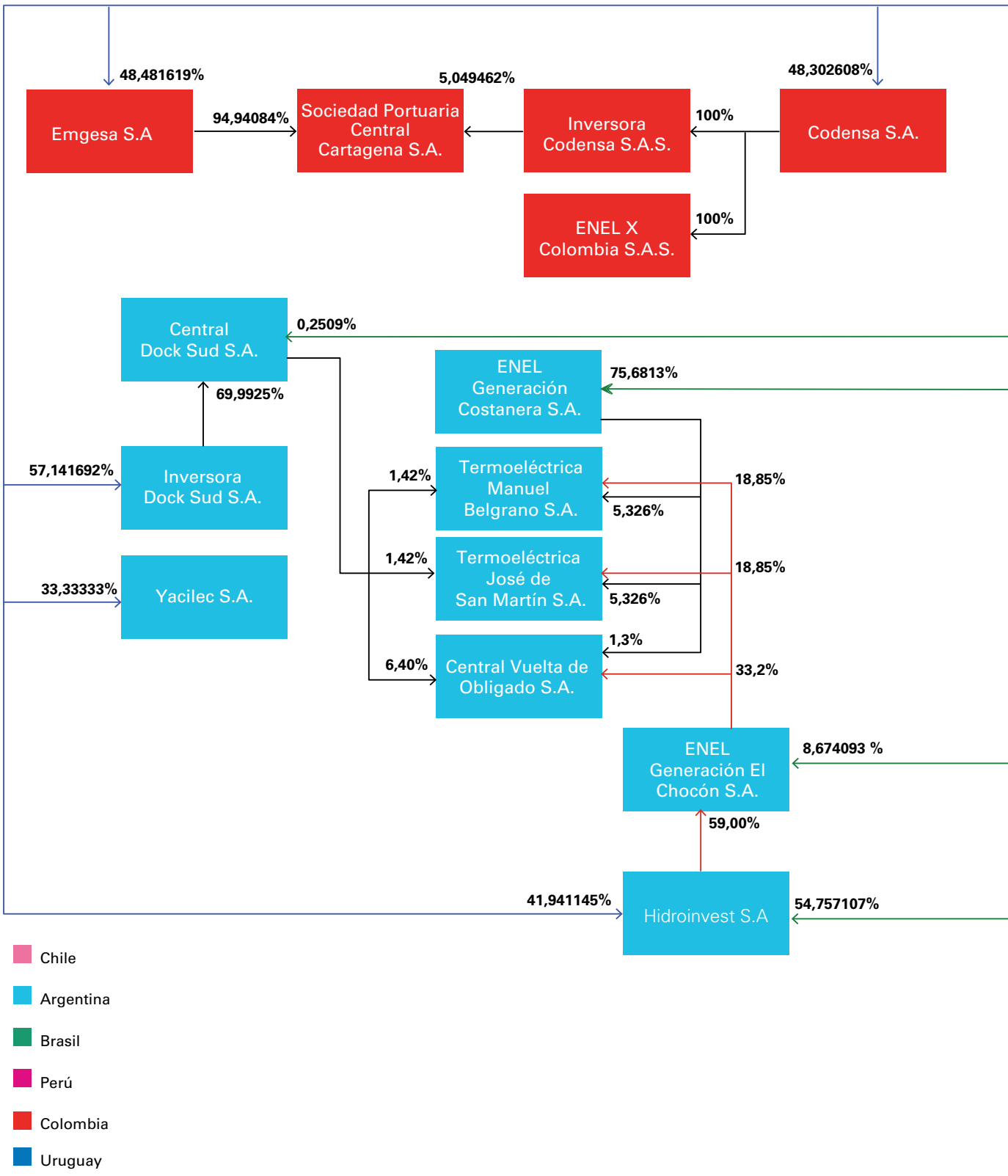
Brasil	Negocio	Propiedad
Enel Distribución Río S.A.	Dx	99,73%
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Gx	99,75%
Enel Generación Fortaleza S.A.	Gx	100,00%
Enel Cien S.A.	Tx	100,00%
Enel Distribución Ceará S.A.	Dx	74,05%
Enel Brasil S.A.	Gx, Dx, Tx	100,00%
Enel X Brasil S.A.	OX	100,00%
Enel Distribución Goias S.A.	Dx	99,93%
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Dx	100,00%
Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande)	Gx	100,00%
Central Generadora Fotovoltaica Sao Francisco Ltda.	GX	100,00%
Enel Tecnología de Redes S.A.*	OX	100,00%
Enel Trading Brasil S.A. **	OX	100,00%
Nuxer Trading S.A.	OX	100,00%

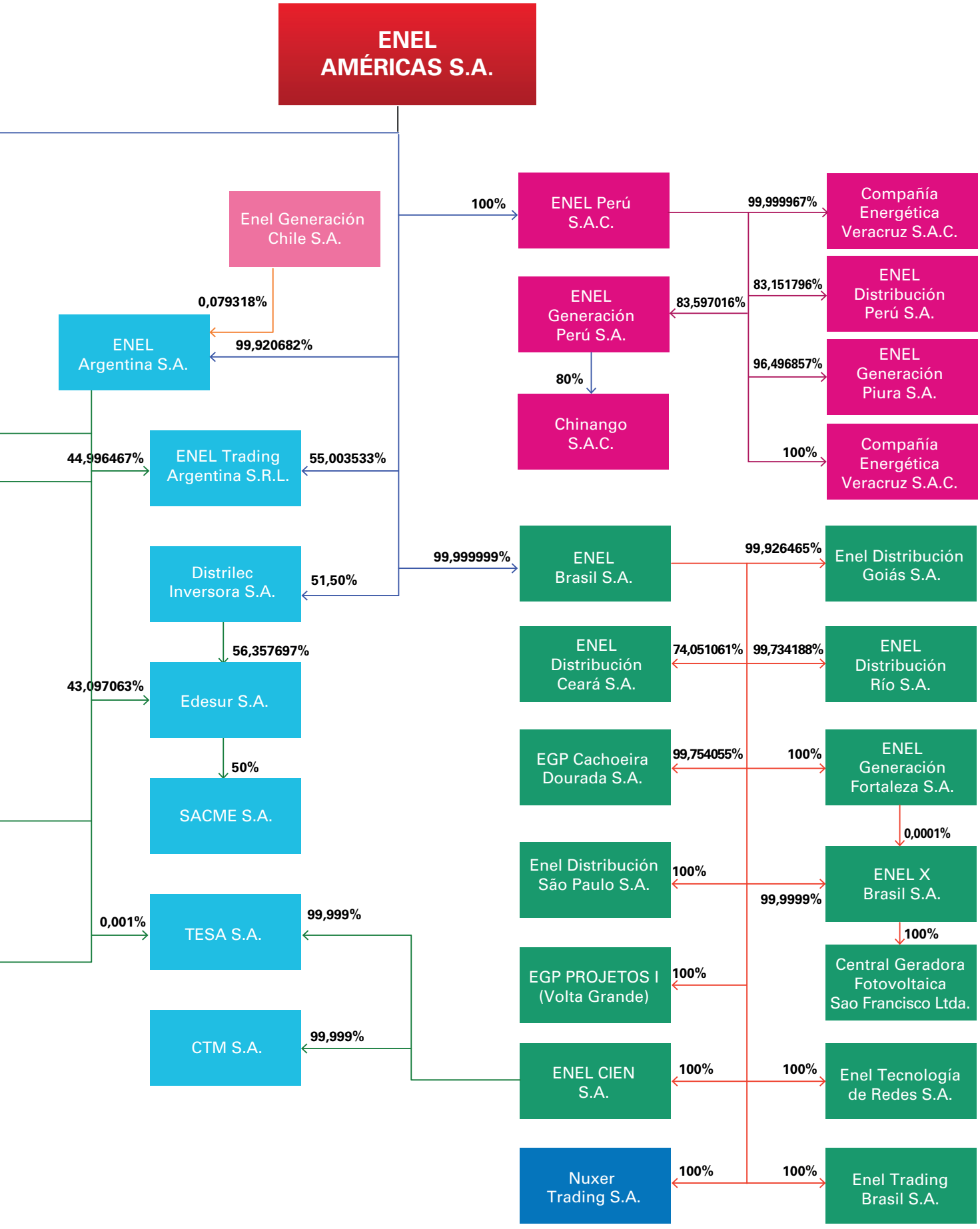
Colombia	Negocio	Propiedad
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Dx	48,30%
Emgesa S.A. E.S.P.	Gx	48,48%
Enel X Colombia S.A.S	OX	48,30%

Perú	Negocio	Propiedad
Enel Perú S.A.C.	Gx, Dx	100,00%
Chinango S.A.C.	Gx	66,88%
Enel Generación Perú S.A.	Gx	83,60%
Enel Distribución Perú S.A.	Dx	83,15%
Enel Generación Piura S.A.	Gx	96,50%
Compañía Energética Veracruz S.A.C.	Gx	100,00%
Enel X Perú S.A.C. ****	OX	100,00%

Gx: Generación
Dx: Distribución
Tx: Transmisión / Comercialización
Ox: Gasoductos, otros

Perímetro de participaciones societarias de Enel Américas




ENEL AMÉRICAS S.A.
Enel Generación Chile S.A.
0,079318%
ENEL Argentina S.A.
99,920682%
100%
ENEL Perú S.A.C.
99,999967%
Compañía Energética Veracruz S.A.C.
83,151796%
ENEL Distribución Perú S.A.
ENEL Generación Perú S.A.
83,597016%
96,496857%
ENEL Generación Piura S.A.
80%
Chinango S.A.C.
100%
Compañía Energética Veracruz S.A.C.
44,996467%
ENEL Trading Argentina S.R.L.
55,003533%
99,999999%
ENEL Brasil S.A.
99,926465%
Enel Distribución Goiás S.A.
Distrilec Inversora S.A.
51,50%
56,357697%
43,097063%
Edesur S.A.
50%
SACME S.A.
ENEL Distribución Ceará S.A.
74,051061%
99,734188%
ENEL Distribución Río S.A.
EGP Cachoeira Dourada S.A.
99,754055%
100%
ENEL Generación Fortaleza S.A.
0,0001%
Enel Distribución São Paulo S.A.
100%
99,9999%
ENEL X Brasil S.A.
100%
Central Geradora Fotovoltaica Sao Francisco Ltda.
0,001%
TESA S.A.
99,999%
EGP PROJETOS I (Volta Grande)
100%
CTM S.A.
99,999%
ENEL CIEN S.A.
100%
100%
Enel Tecnología de Redes S.A.
Nuxer Trading S.A.
100%
100%
Enel Trading Brasil S.A.

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)
20.560,67

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

Héctor Martín Mandarano
Presidente
Santiago Matías Sajaroff
Vicepresidente
Directores titulares
Juan Carlos Blanco
Michele Siciliano
Mónica Diskin
Jorge Esteban Ravlich
Andrea Biasotto
Rodolfo Eduardo Berisso
Rodolfo Heriberto Freyre
Director suplente
Alejandro Aníbal Avayu
Patricio Javier Cipollone
Nicola Melchiotti
Rodrigo Quesada
Sebastián Torres
Claudio César Weyne da Cunha
Juan Manuel Alfonsin
Maria Elizabeth Thouldjian

Principales ejecutivos
Juan José Marcet
Gerente General
Verónica Susana Balletto
Gerente Finanzas
Natalia Nicali
Gerente de Recursos Humanos y Servicios Generales
Leonardo Limoli
Gerente Comercial
Fabián Mario Cabana
Gerente Explotacion
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.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A. 1,22%

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)
8,35

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

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)
80.333,00

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.

Gerente General
Enel Generación Perú S.A.A., representado por Eugenio Calderón López

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas .S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A. 0,02%

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)
4.106,10

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 otras empresas 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
Andres Caldas Rico
Jose Antonio Vargas Lleras
Lucio Rubio Diaz
Andrés Baracaldo Sarmiento
Felipe Castilla Canales
Gustavo Moreno Montalvo
Andrés López Valderrama

Directores suplentes
Carlos Mario Restrepo
Leonardo Lopez Vergara
Michele Di Murro
Gloria Astrid Álvarez Hernández
Freddy Iván Ussa Lizarazo
Daniel Rodríguez Ríos
Mario Antonio Cajiao Pedraza

Principales ejecutivos
Francesco Bertoli
Gerente General
Francesco Bertoli
Gerente de Infraestructura y Redes
Andres Caldas Rico
Gerente Legal y Asuntos Corporativos
Carlos Mario Restrepo
Gerente de Enel X
Michele Di Murro
Gerente Administración, Finanzas y Control
Maria Celina Restrepo Santamaría
Gerente de Comunicaciones
Rafael Carbonell Blanco
Gerente de Recursos Humanos y Organización
Diana Marcela Jimenez
Gerente de Regulación y Relaciones Institucionales
Eugenio Belinchon
Gerente de Auditoría
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
Gian Paolo Daguer
Gerente de Sostenibilidad

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A. 7,41%

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)
870,06

Objeto social
Desarrollar y operar proyectos hidroeléctricos en cualquier cuenca hidrográfica del Perú.

Actividades que desarrolla
Titular de proyecto hidroeléctrico Veracruz.

Gerente General
Claudio Helfmann Soto

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A. 0,07%

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)
1.669,87

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
Mónica Diskin

Directores suplentes
Nicola Melchiotti
Claudio Cesar Weyne Da Cunha
Jorge Lemos

Principales ejecutivos
Sandro Ariel Rollan
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A. 0,03%

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)
8.309,49

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
Nicola Melchiotti
Presidente
Mónica Diskin
Leonel Sánchez
Claudio Da Cunha
Guillermo P. Reca
Andrés L. Vittone
Gonzalo Péres Moore
Victor J. Díaz Bobillo
Rubén López

Directores Suplentes
Sandro Rollan
M. Victoria Ramirez
Hernán Alberto Rey
Fernando Boggini
Juan Manuel Pazos
Rubén Vázquez
Pablo Javier Viboud
Patricio Jorge Richards
Leonardo Marinaro

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción de la inversión en activos de Enel Américas S.A. 0,03%

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)
15.005,23

Objeto social
Distribución y comercialización de energía eléctrica y operaciones vinculadas.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica.

Directores titulares
Juan Carlos Blanco
Presidente
Nicola Melchiotti
Vicepresidente
Claudio César Weyne Da Cunha
Gonzalo Peres Moore
Victor José Díaz Bobillo
Mónica Diskin
Ernesto Pablo Badaraco
Jaime Barba

Directores suplentes
Vacante
Vacante
Hernán Alberto Rey
Andrés L. Vittone
Ruben Omar López
Mauricio BarretoVacante
María Victoria Ramirez
Jorge Lemos

Principales ejecutivos
Gianluca Palumbo Fanizzi
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A. 5,85%

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)
199.473,42

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 Rico
Lucio Rubio Diaz
Jose Antonio Vargas Lleras
Gloria Astrid Álvarez Hernandez
Álvaro Villasante Losada
Luis Fernando Alarcón Mantilla
Luisa Fernanda Lafaurie Rivera

Directores suplentes
Diana Marcela Jiménez Rodríguez
Fernando Javier Gutierrez Medina
Michele Di Murro
Andrés Baracaldo Sarmiento
Felipe Castilla Canales
Rodrigo Hernán Galarza Naranjo
Maria Paula Camacho Rozo

Principales ejecutivos
Marco Fragale
Gerente General
Marco Fragale
Gerente Power Generation
Andres Caldas Rico
Gerente Legal y Asuntos Corporativos
Fernando Javier Gutierrez Medina
Gerente Gestión de la Energía
Michele Di Murro
Gerente Administración, Finanzas y Control
Maria Celina Restrepo Santamaría
Gerente de Comunicaciones
Rafael Carbonell Blanco
Gerente de Recursos Humanos y Organización
Diana Marcela Jimenez Rodriguez
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
Gian Paolo Daguer
Gerente de Sostenibilidad

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A. 9,34%

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)
38.368,88

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
Mónica Diskin

Directores suplentes
Nicola Melchiotti
Jorge Lemos
María Victoria Ramírez

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción de la inversión en activos de Enel Américas S.A. 4,21%

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):
4.143.033,84

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
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
Vicepresidente
Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira
Principales ejecutivos:
Nicola Cotugno
Gerente General
Raffaele Grandi
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
Alain Rosolino
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
Cristine de Magalhães Marcondes
Carlos Omar Arriagada Retamal
Roberto Zanchi
André Osvaldo dos Santos
Bruno Franco Cecchetti

Relaciones comerciales:
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.
[Proporción de la inversión en activos de Enel Américas S.A.
59.38%]

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
Rio de Janeiro, Brasil

Teléfono:
(55 21) 3607 9500

Capital suscrito y pagado (miles de dólares):
70.858,87

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.

Sociedad sin concejo de administración
(Directorio)

Principales ejecutivos:
Guilherme Lencastre (Gerente General)
Raffaele Grandi
Anna Paula Hiotte Pacheco
Déborah Meirelles Rosa Brasil
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.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A. 0,89%

ENEL DISTRIBUCIÓN CEARÁ S.A. COELCE (Companhia Energética do Ceará S.A.)

Razón social:
Companhia Energética do Ceará

Tipo de sociedad:
Sociedad Anónima Abierta

Dirección:
Rua Padre Valdevino, 150 - Centro
Fortaleza, Ceará, Brasil

Teléfono:
(55 85) 3453-4082

Capital suscrito y pagado (miles de dólares):
200.920,99

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:
Mário Fernando de Melo Santos
Presidente
Nicola Cotugno
Vicepresidente
Teobaldo José Cavalcante Leal
Guilherme Gomes Lencastre
Cristine de Magalhães Marcondes
Francisco Honório Pinheiro Alves
Fernando Augusto Macedo de Melo
João Francisco Landim Tavare

Directores suplentes:
José Nunes de Almeida Neto
Márcia Massotti de Carvalho
Monica Hodor
Maria Eduarda Fischer Alcure
Michelle Rodrigues Nogueira
Dilma Maria Toledo
Artur Teixeira Neto

Principales ejecutivos:
Charles de Capdeville (Gerente General)
José Távora Batista
Teobaldo José Cavalcante Leal
José Nunes de Almeida Neto
Janaina Savino Vilella Carro
Luiz Antônio Corre Gazulha Junior
Margot Frota Cohn Pires
Cristine de Magalhães Marcondes
Fernando Andrade
Márcia Sandra Roque Vieira Silva

Relaciones comerciales:
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A. 7,57%

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, nº 505, Jardim Goiás, Goiânia, Goiás.

Teléfono:
(62) 3243 1771

Capital suscrito y pagado (miles de dólares):
1.261.756,22

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)
Nicola Cotugno (vicepresidente)
Déborah Meirelles Rosa Brasil
Guilherme Gomes Lencastre
Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira
Márcia Sandra Roque Vieira Silva

Principales ejecutivos:
Jose Luis Salas Rincon
Marcia Sandra Roque Vieira Silva
Michelle Rodrigues Nogueira
Cristine de Magalhães Marcondes
Flavia da Silva Baraúna
Rosana Rodrigues dos Santos
Margot Frota Cohn Pires

Relaciones comerciales:
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A. 10,14%

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)
192.512,48

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
Carlos Alberto Solis Pino
Patricia Teullet Pipoli
Martín Pérez Monteverde
Rafael Llosa Barrios
Daniel Abramovich Ackerman

Principales ejecutivos
Gerente General
Ricardo Lama (Hasta el 26 de marzo de 2019)
Simone Botton (Desde el 26 de marzo de 2019)
Guillermo Martin Lozada Pozo
Gerente de Administración, Finanzas & Control
Carlos Alberto Solis Pino
Gerente Comercial
Soraya Ahomed Chávez
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.

Proporción sobre Activo de Enel Américas S.A.
4.90%

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, Nº 01, São Domingos, Niteroi
Río de Janeiro, Brasil

Teléfono:
(55 21) 2613 7000

Capital suscrito y pagado (miles de dólares):
621.031,69

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.

Directorio (titulares):
Mario Fernando de Melo Santos
Monica Hodor
Roberto Zanchi
Deborah Meirelles Rosa Brasil
Luiz Carlos Franco Campos
Otacilio de Souza Junior

Directorio (suplentes):
José Nunes de Almeida Neto
Michelle Rodrigues Nogueira
Márcia Massotti de Carvalho
Cristine de Magalhães Marcondes
Luiz Carlos Franco Campos

Principales ejecutivos:
Artur Manuel Tavares Resende (Presidente)
Raffaele Grandi
José Nunes de Almeida Neto
Janaina Savino Vilella Carro
Anna Paula Hiotte Pacheco
Cristine de Magalhães Marcondes
Margot Frota Cohn Pires
Déborah Meirelles Rosa Brasil
Fernando Andrade
Marcia Sandra Roque Vieira Silva

Relaciones comerciales:
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre Activo de Enel Américas S.A.
9.02%

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):
765.534,91

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; 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
Nicola Cotugno
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira
Bernardino Jesus de Brito
Guilherme Gomes Lancastre
Helio Lima Magalhães
Marcia Sandra Roque Vieira Silva

Principales ejecutivos:

Relaciones comerciales:
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A. 26,07%

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)
11.722,32

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
Michele Siciliano
Vicepresidente
Nicola Melchiotti
Claudio Cesar Weyne Da Cunha
Mónica Diskin
Jorge Piña
Matías Maria Brea
Marcelo Luis Diez

Directores suplentes
Vacante
María Victoria Ramirez
Jorge Lemos
Fernando Boggini
Rodrigo Quesada
Vacante
Mariano Pessagno
Hernan Castro Giovanni

Principales ejecutivos
Pablo Gutiérrez
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A. 1,29%

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)
4.985,98

Objeto social
Producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directores titulares
Juan Carlos Blanco
Presidente
Claudio César Weyne Da Cunha
Vicepresidente
Mónica Diskin
María Victoria Ramírez
Daniel Garrido
Alex Daniel Horacio Valdez
Néstor Hugo Martín
Alberto Eduardo Mousist

Directores suplentes
Jorge Lemos
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.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A. 1,40%

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):
37.769,51

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: (N/A)

Principales ejecutivos:
Raffaele Grandi
Pedro Werbest Alves Silva
Ana Claudia Gonçalves Rebello
Anna Paula Hiotte Pacheco

Relaciones comerciales:
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A. 1,05%

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)
824.878,00

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
José Manuel Revuelta Mediavilla (Presidente)
Guillermo Martín Lozada Pozo (Vicepresidente)
Daniel Abramovich Ackerman
Ernesto Villanueva Roca
Francisco García Calderón Portugal
Carlos Rojas Perla
Elena Conterno Martinelli

Principales ejecutivos
Marco Raco (Hasta 17 de diciembre 2019)
Rigoberto Novoa Velásquez (A partir del 17 de diciembre de 2019)
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 & Control

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A. 4,49%

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)
24.590,00

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 Mediavilla
Presidente
Guillermo Martin Lozada Pozo
Vicepresidente
Marco Raco

Ejecutivos principales
Rigoberto Novoa Velásquez (representante de Enel Generación Perú S.A.A.)
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A. 0,86%

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)
15.994,15

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 minorista, 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):
Nicola Cotugno
Francesco Tutoli
Anna Paula Pacheco
Principales ejecutivos:
Fabio Destefani Campos (Gerente Interino)
Raffaele Enrico Grandi
Javier Florencio Alonso Perez
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.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A. 1,05%

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):
140.640,64

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:
Fabio Destefani Campos
Margot Frota Cohn

Relaciones comerciales:
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A.
1,30%

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)
1.687.048,00

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 Mediavilla
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción de la inversión en activos de Enel Américas S.A.
10.46%

ENEL TECNOLOGIA DE REDES S.A (anteriormente ENEL BRASIL INVESTIMENTOS SUDESTE 82 S.A)

Razón social:
Enel Brasil Tecnologia de Redes 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):
2,49

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 accionista; distribución de aparatos, instrumentos y equipos para distribución, medición y control de energía e comercio de dispositivos para medir, distribuir y controlar energía.

Actividades que desarrolla:
Distribución de aparatos, instrumentos y equipos para distribución, medición y control de energía y comercio de dispositivos para medir, distribuir y controlar energía.

Sociedad sin concejo de administración
(Directorio)

Principales ejecutivos:
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque (Gerente General)
Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira

Relaciones comerciales:
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

ENEL TRADING BRASIL S.A (anteriormente ENEL BRASIL INVESTIMENTOS NORDESTE 86 S.A)

Razón social:
Enel Trading Brasil 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):
248,59

Objeto social:
La sociedad tiene como objeto la práctica de actos de comercio mayorista y minorista de energía y otros productos no especificados, actividades de importación y exportación, actividades de gestión, como productos y servicios relacionados, así como la participación en otras empresas.

Actividades que desarrolla:
Generación de energía eléctrica.

Sociedad sin concejo de administración
(Directorio)

Principales ejecutivos:
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque (Gerente General)
Raffaele Grandi

Relaciones comerciales:
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

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):
28.665,65

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:
Carolina Farinas Pinheiro
Carlos Eduardo Cardoso de Souza

Relaciones comerciales:
La sociedad no tiene relaciones comerciales con: Enel Américas S.A.

Proporción sobre activos de Enel Américas S.A. 0,11%

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)
233,98

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
Nicola Melchiotti
Claudio Cesar Weyna Da Cunha
Gerentes suplentes
Mónica Diskin
Fernando Boggini

Principales ejecutivos
Livio Filippo Colasanto
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre Activo de Enel Américas S.A.
0.08%

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)
923,64

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
Nicola Melchiotti
Presidente
Claudio Cesar Weyne Da Cunha
Vicepresidente
Juan Carlos Blanco

Directores suplentes
Mónica Diskin
Fernando Carlos Luis Boggini
María Victoria Ramírez

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción de la inversión en activos de Enel Américas S.A.
0.27%

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)
1,52

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.

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)
13.842,28

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
Michele Siciliano
Vicepresidente
Mónica Diskin
Héctor Martín Mandarano
Santiago Matías Sajaroff
Jorge Esteban Ravlich

Directores suplentes
Nicola Melchiotti
Claudio Cesar Weyne Da Cunha
Patricio Javier Cipollone
Sebastián Torres
Alejandro Aníbal Abayu

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción de la inversión en activos de Enel Américas S.A.
0.05%

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)
0,20

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
Emilio Jiménez
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.

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)
27,31

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
Vacante desde junio de 2019
Leonardo Lopez Vergara
María Yolanda Cortés Macias

Directores suplentes
Fernando Javier Gutierrez Medina
Luis Fernando Salamanca
Francesco Cirillo

Principales ejecutivos
Gustavo Gómez Cerón
Gerente General
Oswaldo Rafael Novoa Arroyo
Primer Suplente del Gerente General
José Arturo López Rodriguez
Segundo Suplente del Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre Activo de Enel Américas S.A.
0.01%

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)
1.522,17

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 partícipe 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
Diego Rolando Valderrama
Cecilia Inés del Toro

Principales Ejecutivos
Carlos Mario Molina
Gerente General
Diego Rolando Valderrama Primer Suplente del Gerente
Cecilia Inés del Toro
Segundo Suplente del Gerente

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre Activo de Enel Américas S.A.
0.01%

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):
8,35

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:
Jorge Rauber
Presidente
Adrián Salvatore
Vicepresidente
Michele Siciliano
Mónica Diskin
Guillermo Giraudo
Julián Mc Loughlin
José Manuel Tierno
Gerardo Carlos Paz
Ruben Turienzo

Directores suplentes:
Leonardo Katz
Leonardo Marinaro
Juan Carlos Blanco
Andrea Biasotto
Diego Gabriel Baldassarre
Juan I Castellanos Mon
Sergio Raúl Sánchez
Luis Agustín León Longombardo
Rodrigo Leonardo Garcia

Principales ejecutivos
Fernando Rabita
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

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):
8,35

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
Presidente
Mónica Diskin
Vicepresidente
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.

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)
1,67

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
Nicola Melchiotti
Claudio Cesar Weyne Da Cunha

Principales ejecutivos
Sandro Ariel Rollan
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre Activo de Enel Américas S.A.
0.03%

YACYLEC S.A.

Razón social
Yacylec S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Bartolomé Mitre 797, piso 11°;
Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4587 4322/4585

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)
333,97

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
Juan Carlos Blanco
Marcelo Daniel Meritano
Juan M. Pereyra
Guillermo Osvaldo Diaz
Eduardo Martin Albarracin
Raffaele Sardella
Luis Juan Bautista Piatti
Santiago Acosta
Mónica Diskin
Oscar Arturo Quihillalt
Sebastian Luis Ferreyra Directores suplentes
Carlos Fernando Bergoglio
Juan José Arena
Nicola Melchiotti
Claudio Cesar Weyne Da Cunha
Mateo Nazzari
Matteo Milanesi
Debora Paula Ureta
Dzeno Schio
Sergio Alejandro Vestfrid
Jorge Alberto Lemos
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.

ENEL X PERÚ S.A.C.

Razón social
Enel X Perú S.A.C.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Calle César López Rojas 201 Urb, Maranga, San Miguel
Lima, Perú

Teléfono
(51 1) 561 2001

Capital suscrito y pagado (Miles de dólares)
905,94

Objeto social
La sociedad tiene como objeto participar en el comercio en general, la producción, industrialización, montaje, 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
Distribución de energía eléctrica

Principales ejecutivos
Gerente General
Alejandro Barragán Osorio

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
(Indirecta)
99,999967%

CENTRAL GERADORA FOTOVOLTAICA SÃO FRANCISCO LTDA

Razón social:
CENTRAL GERADORA FOTOVOLTAICA SÃO FRANCISCO LTDA

Tipo de sociedad:
Sociedad Empresaria Limitada 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):
188,67

Objeto social:
La sociedad tiene como objeto actividades de alquiler y gestión de equipajes para producción de energía eléctrica de origen solar, eficiencia energética, infraestructura eléctrica y otros.

Actividades que desarrolla:
Alquiler y gestión de equipajes para producción de energía eléctrica de origen solar, eficiencia energética, infraestructura eléctrica y otros.

Sociedad sin concejo de administración
(Directorio)

Principales ejecutivos:
Rafael Felipe Coelho da Silva

Relaciones comerciales:
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Proporción sobre Activo de Enel Américas S.A.
0.01%

ENEL TECNOLOGIA DE REDES S.A (anteriormente ENEL BRASIL INVESTIMENTOS NORDESTE 82 S.A)

Razón social:
Enel Brasil Tecnologia de Redes 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):
2,49

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 accionista; distribución de aparatos, instrumentos y equipos para distribución, medición y control de energía e comercio de dispositivos para medir, distribuir y controlar energía.

Actividades que desarrolla:
Distribución de aparatos, instrumentos y equipos para distribución, medición y control de energía y comercio de dispositivos para medir, distribuir y controlar energía.

Sociedad sin concejo de administración
(Directorio)

Principales ejecutivos:
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque (Gerente General)
Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira

Relaciones comerciales:
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

NUXER TRADING S.A (URUGUAY)

Razón social:
Nuxer Trading S.A

Tipo de sociedad:
Sociedad Anónima Cerrada.

Dirección:
Avenida Luis Alberto de Herrera, n. 1248, Torre II, Piso 15, OF 11300, Montevideo, Uruguay.

Teléfono: N/A

Capital suscrito y pagado (miles de dólares)):
2,14

Objeto social:
La sociedad tiene como objeto a) industrializar y comercializar en todas sus formas, mercaderías, arrendamientos de bienes, obras y servicios en los ramos y anexos de: alimentación, artículos del hogar y oficina, automotriz, bar, bazar, caucho, comunicación, construcción, cosmética, cueros, deportes, editorial, electrónica, electrotecnia, enseñanza, espectáculos, farmacia, ferretería, fotografía, hotel, imprenta, informática, joyería, juguetería, lana, lavadero, librería, limpieza, madera, máquinas, marítimo, mecánica, metalurgia, minería, música, obras de ingeniería, óptica, papel, perfumería, pesca, plástico, prensa, publicidad, química, servicios profesionales, técnicos y administrativos, tabaco, televisión, textil, transporte, turismo, valores mobiliarios, vestimenta, veterinaria, vidrio; b) importaciones, exportaciones, representaciones, comisiones y consignaciones; c) compra venta, arrendamiento, administración, construcción y toda clase de operaciones con bienes inmuebles; d) explotación agropecuaria, forestación, fruticultura, citricultura y sus derivados; e)participación, constitución o adquisición de empresas que operen en los ramos pre-indicados.

Actividades que desarrolla:
Las posibilidades de actividad son las del objeto social arriba.

Sociedad sin concejo de administración
(Directorio)

Principales ejecutivos:
Jorge Manuel Cernadas Rivarola

Relaciones comerciales:
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

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.

BRIGE

21. HECHOS RELEVANTES DE LA ENTIDAD

2019

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 27 de febrero de 2019 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  El Directorio de Enel Américas S.A. ("Enel Américas" o la "Sociedad"), en sesión celebrada el día 27 de febrero de 2019, resolvió, por la unanimidad de sus miembros, convocar a Junta Ordinaria y a Junta Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad, ambas a celebrarse el día 30 de abril de 2019, en calle San Isidro N"74, Comuna de Santiago, Santiago.

  La Junta Ordinaria de Accionistas fue convocada para celebrarse a las 9:00 horas, sometiéndose a su conocimiento y decisión las siguientes materias:

  1. Aprobación de la Memoria, Balance, Estados Financieros e Informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2018;
  2. Distribución de utilidades del ejercicio y reparto de dividendos;
  3. Renovación total de los miembros del Directorio;
  4. Fijación de la remuneración de los directores;
  5. Fijación de la remuneración de los miembros del Comité de Directores y determinación de su respectivo presupuesto para el año 2019;
  6. Informe sobre gastos del Directorio e Informe Anual de Gestión de Actividades y Gastos del Comité de Directores;
  7. Designación de una empresa de auditoría externa regida por el Título XXVIII de la Ley 18.045;
  8. Designación de dos Inspectores de Cuentas titulares y dos suplentes y determinación de sus remuneraciones;
  9. Designación de Clasificadores Privados de Riesgo;
  10. Aprobación de la Política de Inversiones y Financiamiento;
  11. Exposición de la Política de Dividendos e Información sobre los procedimientos a ser utilizados en la distribución de dividendos;
  12. Información sobre acuerdos del Directorio relacionados con actos o contratos regidos por el Título XVI de la Ley N° 18.046;
  13. Información sobre costos de procesamiento, impresión y despacho de la información requerida por la Circular N° 1.816 de la Superintendencia de Valores y Seguros;
  14. Otras materias de interés social y de competencia de la Junta Ordinaria de Accionistas y,
  15. Adopción de los demás acuerdos necesarios para la debida materialización de las resoluciones adoptadas.

  Por su parte, la Junta Extraordinaria de Accionistas se celebrará inmediatamente a continuación de la Junta Ordinaria de Accionistas, y en el mismo lugar, sometiéndose a su decisión un aumento de capital por hasta US$ 3.500.000.000 (tres mil quinientos millones de dólares de Estados Unidos de América), el cual tendrá por finalidad aprovechar oportunidades de inversión mediante operaciones de fusiones y adquisiciones y compras de participaciones de minoritarios, así como proveer de fondos a la filial Enel Brasil S.A., mediante un ulterior aumento de capital en esta última y/o uno o más préstamos a la misma, a fin de posibilitar que Enel Brasil S.A. pague a Enel Finance International N.V., un préstamo contraído por ella misma, que reemplazó deudas de Enel Brasil S.A. con bancos, asociadas a la adquisición de la sociedad brasileña Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de Sao Paulo S.A., así como la reestructuración de los pasivos de los fondos de pensiones de dicha sociedad y la reducción de fondos contingentes.

  Específicamente, las materias que se someterán a conocimiento y decisión de la Junta Extraordinaria de Accionistas serán las siguientes:

1) Aumento de Capital. Aumentar el capital de Enel Américas en la cantidad de hasta US$ 3.500.000.000 (tres mil quinientos millones de dólares de los Estados Unidos de América), mediante la emisión de las correspondientes nuevas acciones de pago, todas de una misma serie y sin valor nominal, al precio y demás condiciones que apruebe la Junta Extraordinaria de Accionistas.

   El precio de colocación será aquél que resulte de calcular el precio promedio ponderado de las transacciones de la acción de Enel Américas en las bolsas de valores de Chile, correspondientes a los 5 días hábiles bursátiles anteriores a la fecha del inicio del primer periodo de suscripción preferente, con un descuento del 5%. Para estos efectos, la asamblea extraordinaria delegará en el directorio de la Sociedad el cálculo del precio de colocación, aplicando la fórmula antes indicada, siempre que la colocación se inicie dentro de los 180 días siguientes a la fecha de la Junta, de conformidad con el artículo 23 del Reglamento de Sociedades Anónimas.

   Asimismo, se establecerá que la oferta de colocación de acciones deberá efectuarse en primer lugar dentro del período de suscripción preferente ordenado por el artículo 25 de la Ley sobre Sociedades Anónimas. Las acciones no suscritas durante este primer período de suscripción preferente y las correspondientes a fracciones producidas en el prorrateo entre los accionistas, serán ofrecidas en un segundo período de suscripción preferente destinado únicamente a aquellos accionistas o terceros que hubieren suscrito acciones durante el primer período de suscripción preferente, a prorrata de las acciones que hayan suscrito y pagado durante el referido primer período de suscripción preferente, y al mismo precio al que sean ofrecidas durante el primer período de suscripción preferente.

2) Modificación de Estatutos. Modificar los estatutos de Enel Américas, a fin de reflejar el acuerdo relativo al aumento de capital, sustituyendo para tales efectos los Artículos Quinto y Primero Transitorio de los estatutos sociales.

3) Facultades al Directorio de Enel Américas para la inscripción de las nuevas acciones en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero y en las bolsas de valores locales, la inscripción de las nuevas acciones y los nuevos American Depositary Shares ante la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América y New York Stock Exchange (NYSE) de dicho país, y otras facultades en relación al aumento de capital. Facultar al Directorio de Enel Américas para realizar todas las actuaciones que sean necesarias con motivo del aumento de capital, incluyendo solicitar la inscripción de las nuevas acciones representativas del aumento de capital en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero y en las bolsas de valores locales, así como el registro de las nuevas acciones y los nuevos American Depositary Shares ante la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América y New York Stock Exchange (NYSE) de dicho país, llevar a cabo los actos convenientes para el perfeccionamiento del aumento de capital y, en general, perfeccionar todos los demás actos relacionados al aumento de capital, adoptando los demás acuerdos que sean convenientes para formalizar y hacer efectivas las modificaciones estatutarias de Enel Américas antes indicadas, con amplias facultades.

4) Otras materias del Aumento de Capital. Acordar aquellos otros aspectos de la operación de aumento de capital descrita que la junta de accionistas estime conveniente aprobar y que sean funcionales o accesorios a dicha operación.

   Los fundamentos, términos y condiciones del aumento de capital se pondrán a disposición de los accionistas en los plazos establecidos por la ley, en el sitio Web de la Sociedad: www.enelamericas.com.

- Con fecha 1 de marzo de 2019 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  Con fecha 1 de marzo se procedió a complementar hecho esencial emitido el 27 de febrero de 2019 con los siguientes antecedentes:

  1) Monto o porcentaje del aumento de capital que se destinará a oportunidades de inversión mediante operaciones de fusiones y adquisiciones y compras de participaciones de minoritarios.

     El uso de fondos recaudado mediante el aumento de capital propuesto es el siguiente:

- US$ 2.650 millones se destinarán a proveer de fondos a la filial Enel Brasil S.A. mediante un ulterior aumento de capital en esta última y/o uno o más préstamos a la misma, a fin de posibilitar que Enel Brasil S.A. pague a Enel Finance International N.V. un préstamo contraído por la misma, que reemplazó deudas de Enel Brasil SA. con bancos, asociadas a la adquisición de la sociedad brasileña Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de Sao Paulo S.A. (Eletropaulo).

- US$850 millones para reestructurar los pasivos de los fondos de pensiones de Eletropaulo y la reducción de fondos contingentes o provisiones por litigios en Brasil.

  Dado lo anterior, no está contemplado utilizar recursos recaudados mediante el aumento de capital en potenciales fusiones y adquisiciones y compras de participaciones de minoritarios, sino que al perfeccionarse este aumento de capital se alcanzará la finalidad de aprovechar oportunidades de inversión mediante el fortalecimiento del balance de Enel Américas S.A.

2) Tipo de fusiones y adquisiciones y compras de participaciones de minoritarios a que se refiere el hecho esencial.

En el contexto de la finalidad del aumento de capital indicada en el Hecho Esencial de 27 de febrero de 2019, esta operación dejaría a Enel Américas S.A. en una posición financiera que le permitiría levantar deuda a efectos de realizar fusiones y adquisiciones y compras de participaciones de minoritarios. En este sentido, las potenciales fusiones y adquisiciones y compras de participaciones de minoritarios que se evaluarían son:

- Compras de minoritarios en cualquiera de las actuales filiales de Enel Américas S.A., las que al día de hoy representan oportunidades por hasta US$ 2.000 millones.
- Potenciales adquisiciones de empresas del sector eléctrico en los mercados en que Enel Américas S.A. participa mediante sus filiales (Argentina, Brasil, Colombia y Perú).

3) En qué consistiría la reestructuración de pasivos de los fondos de pensiones y reducción de fondos contingentes en Brasil.

Restructuración de pasivos de fondos de pensiones: Eletropaulo patrocina planes de beneficios adicionales de jubilación y pensión para sus empleados actuales y antiguos empleados y sus beneficiarios, siendo FUNCESP la entidad responsable de la administración de dichos planes de beneficios. La FUNCESP es el mayor fondo de pensiones privado de Brasil (el cuarto más grande, incluidos los fondos de pensiones controlados por el gobierno) es multi-patrocinados y gestiona activos de aproximadamente US$ 7,5 mil millones y cerca 50 mil personas, de los cuales 17 mil personas son de Eletropaulo.

Los principales riesgos del Fondo de Pensión que impactan a Eletropaulo están relacionadas con tasas de descuento, tabla de mortalidad, y tasas esperadas de retorno de los activos. Las obligaciones actuariales al día 31 de diciembre de 2018 eran de US$ 3,3 mil millones y el déficit de US$ 1,0 mil millones.

Con la finalidad de verificar el impacto en las obligaciones actuariales en este pasivo actuarial, la tabla a seguir ilustra un análisis de sensibilidad de las premisas actuariales, considerando una variación de 0,25% en la tasa de descuento. El resultado cuantitativo en 31 de diciembre de 2018 está demostrado como sigue:

	Tasa de Descuento	
Sensibilidad	+0,25%	-0,25%
Impacto en el beneficio definido	-0,07 Bi USD	+0,07 Bi USD
Total de la obligación del beneficio definido	3,2 Bi USD	3,3 Bi USD

En el caso de mantener las condiciones actuales de los planes sin hacer nada, el déficit tiende a crecer debido al aumento de la expectativa de vida y/o a la reducción de la tasa de descuento del pasivo del fondo de pensión. Para mitigar dicha exposición, Eletropaulo desarrolla un plan de migración voluntario de los planes Beneficio Definido que actualmente Eletropaulo posee para planes de Contribución Definida, mitigando riesgo del déficit aumentar por premisas actuariales en el futuro, y la posible restructuración de los contratos de deuda de Eletropaulo con la FUNCESP. Dicho Plan deberá ser evaluado por órganos competentes en los próximos meses.

Fondos contingentes o provisiones por litigios en Brasil: Las distribuidoras controladas por Enel Américas S.A. en Brasil, a través de Enel Brasil S.A. — Eletropaulo, Enel Distribuicao Rio, Enel Distribuicao Goias y Enel Distribuicao Ceará - tienen aproximadamente 70 mil litigios a diciembre de 2018. En los balances de las empresas, están provisionados US$ 600 millones. Estos pasivos, de acuerdo a las normas brasileñas, están sujetos en su gran mayoría a una tasa de actualización del 1% mensual más índices que reflejan la inflación o se aproximan de ella, lo que genera una excesiva carga financiera, y por lo tanto reduce de forma significativa el resultado neto de las empresas y distribución de dividendos a los accionistas, drenando los flujos de efectivo de las empresas.

En base a la utilización de "analytics" sobre los comportamientos de las partes activas de los litigios masivos, se está implantando un sistema capaz de identificar los potenciales acuerdos con dichas partes activas, y para los casos futuros, evitar nuevos litigios. Este plan tiene una necesidad de fondos de US$ 150 millones, que serán destinados a la gestión de acuerdos e implantación de las plataformas tecnológicas. Ello proporcionaría un beneficio inicial esperado de un 30% de reducción del valor provisionado, y una reducción del volumen de nuevos litigios basado en los últimos pilotos implantados en 2018.

4) Efectos financieros que pudiera tener el referido aumento de capital.

Se prevén los siguientes efectos financieros derivados del perfeccionamiento del aumento de capital propuesto:

- Mejora en la utilidad y el flujo de caja de Enel Américas S.A.: al pagarse la deuda que Enel Brasil S.A. tiene con Enel Finance International N.V, reestructurarse los pasivos de los fondos de pensiones y reducirse los fondos contingentes o provisiones por litigios en Brasil, la carga financiera se aliviaría en forma considerable, lo cual se traduciría en un menor gasto financiero y por ende una mayor utilidad y una mejora en el flujo de caja, tanto en Enel Brasil como en Enel Américas, que consolida esta última.
- Mayores dividendos a recibir en Enel Américas: al aumentar la utilidad y mejorar el flujo de caja de Enel Brasil, ésta podría aumentar su distribución de dividendos, lo cual permitiría que Enel Américas S.A. reciba mayores dividendos.
- Mayor capacidad crediticia: al disminuir el nivel de deuda, los indicadores crediticios de Enel Américas S.A. mejorarían considerablemente, lo que le permitiría tener mayor flexibilidad para levantar deuda en los mercados financieros.

5) Cualquier otro antecedente que se considere relevante para la adecuada comprensión y evaluación del hecho esencial.

De cara a completar otros antecedentes que consideramos relevantes a efectos de un mejor entendimiento de la operación, procedemos a señalar que en fechas 27, 28 de febrero y 1 de marzo, las 3 agencias internacionales de calificación de crédito que cubren Enel Américas S.A. así como aquella local, procedieron a publicar sus correspondientes notas de prensa comentando acerca de la operación de referencia.

Las citadas agencias de rating son las siguientes:

- Internacionales: S&P, FITCH Ratings y Moody's.
- Nacional: Feller Rate

Hubo unanimidad por parte de los 4 calificadores de riesgo en calificar esta operación como "credit positive" para Enel Américas, S.A destacando, entre otros, cuanto sigue:

- "Proposed capital increase of up to USD3.5 billion is a credit positive and will help solidify its investment grade rating".
- "Once completed, the transaction ¡s likely to have an overall positive impact on Enel SpA's and Enel Americas' credit metrics"
- "Enel Americas' Potential $3.5 Billion Capital Increase Is Consistent With Its Aim To Maintain Strong Financial Profile"
- "We consider the proposed transaction to be a favorable development for Enel Americas' credit quality because it should strengthen the company's short-term credit metrics"
- "Proposed capital increase is credit positive for Enel Americas as it will reduce leverage"
- "Positiva esta inyección de fondos para la compañía, en especial para la filial Enel Brasil S.A., lo que resultaría en mayores eficiencias y en un desapalancamiento del perfil financiero".

Para mayores antecedentes, se adjuntan las 4 notas de prensa citadas más arriba.

S&P Global
Ratings

RatingsDirect®

Bulletin:

Enel Americas' Potential $3.5 Billion Capital Increase Is Consistent With Its Aim To Maintain Strong Financial Profile

Primary Credit Analyst:
Candela Macchi, Buenos Aires (54)-11-4891-2110; candela.macchi@spglobal.com

BUENOS AIRES (S&P Global Ratings) Feb. 27, 2019--S&P Global Ratings said today that its rating and outlook on Chile-based electric power integrated utility, Enel Americas S.A. (BBB/Stable/--), were unaffected following the announcement of a $3.5 billion capital increase.

Overall, we view the proposed transaction as a favorable development for the rating, because the capitalization should alleviate the group's short-term credit metrics that deteriorated in fiscal 2018 following the acquisition and integration of Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de Sao Paulo S.A. (Eletropaulo), the largest electric power distributor in Brazil in terms of revenues and energy distributed. We consider the capital raise to be in line with the group's commitment to maintaining a healthy financial profile.

Our base-case scenario previously assumed a gradual improvement in the group's main credit metrics thanks to higher EBITDA, particularly at the newly acquired entities due to gains in efficiency, but we now expect the recovery to occur sooner. Our updated forecast indicates that pro forma after the capitalization, adjusted debt to EBITDA should trend down to around 1x by the end of 2019, a similar level prior to Eletropaulo's acquisition, from 2.3x in 2018. This expected level is now more comfortably aligned with our expected range for the rating. Previously, we expected this to occur only by 2021. In addition, we expect the capitalization and a less leveraged balance sheet to allow Enel Americas to seek new investment opportunities in the region in the upcoming years through either buyouts of minority investors or privatizations

and consolidations. Given that we consider the capital increase to be in line with the group's strategy and our updated forecast for metrics to be aligned with historical levels, there's no impact on our current assessment of Enel Americas' credit quality. However, if the group further deleverages in the following years and continues to consolidate its asset base, an upgrade is possible.

The capitalization will be discussed during an extraordinary shareholders' meeting on April 30, 2019, and if approved, it will likely be completed during the second half of 2019. According to the group's information, it will use proceeds to repay a $2.65 billion short-term intercompany loan from Enel Finance International that was used to acquire Eletropaulo and to repay some other obligations at the Brazilian subsidiaries, including pension liabilities at Eletropaulo and other contingencies for around $850 million. As a result of the plans for proceeds, we expect a significant deleveraging and optimization of the Brazilian assets that should bolster dividend distributions to the ultimate holding company starting in the third quarter of 2019.

The group announced the capital increase in conjunction with its 2018 results, which highlighted Enel Americas' continued robust operating performance, including a 14% rise in EBITDA over the prior comparable period.

This report does not constitute a rating action.

Copyright © 2018 by Standard & Poor's Financial Services LLC. All rights reserved.

No content (including ratings, credit-related analyses and data, valuations, model, software or other application or output therefrom) or any part thereof (Content) may be modified, reverse engineered, reproduced or distributed in any form by any means, or stored in a database or retrieval system, without the prior written permission of Standard & Poor's Financial Services LLC or its affiliates (collectively, S&P). The Content shall not be used for any unlawful or unauthorized purposes. S&P and any third-party providers, as well as their directors, officers, shareholders, employees or agents (collectively S&P Parties) do not guarantee the accuracy, completeness, timeliness or availability of the Content. S&P Parties are not responsible for any errors or omissions (negligent or otherwise), regardless of the cause, for the results obtained from the use of the Content, or for the security or maintenance of any data input by the user. The Content is provided on an "as is" basis. S&P PARTIES DISCLAIM ANY AND ALL EXPRESS OR IMPLIED WARRANTIES, INCLUDING, BUT NOT LIMITED TO, ANY WARRANTIES OF MERCHANTABILITY OR FITNESS FOR A PARTICULAR PURPOSE OR USE, FREEDOM FROM BUGS, SOFTWARE ERRORS OR DEFECTS, THAT THE CONTENT'S FUNCTIONING WILL BE UNINTERRUPTED OR THAT THE CONTENT WILL OPERATE WITH ANY SOFTWARE OR HARDWARE CONFIGURATION. In no event shall S&P Parties be liable to any party for any direct, indirect, incidental, exemplary, compensatory, punitive, special or consequential damages, costs, expenses, legal fees, or losses (including, without limitation, lost income or lost profits and opportunity costs or losses caused by negligence) in connection with any use of the Content even if advised of the possibility of such damages.

Credit-related and other analyses, including ratings, and statements in the Content are statements of opinion as of the date they are expressed and not statements of fact. S&P's opinions, analyses and rating acknowledgment decisions (described below) are not recommendations to purchase, hold, or sell any securities or to make any investment decisions, and do not address the suitability of any security. S&P assumes no obligation to update the Content following publication in any form or format. The Content should not be relied on and is not a substitute for the skill, judgment and experience of the user, its management, employees, advisors and/or clients when making investment and other business decisions. S&P does not act as a fiduciary or an investment advisor except where registered as such. While S&P has obtained information from sources it believes to be reliable, S&P does not perform an audit and undertakes no duty of due diligence or independent verification of any information it receives. Rating-related publications may be published for a variety of reasons that are not necessarily dependent on action by rating committees, including, but not limited to, the publication of a periodic update on a credit rating and related analyses.

To the extent that regulatory authorities allow a rating agency to acknowledge in one jurisdiction a rating issued in another jurisdiction for certain regulatory purposes, S&P reserves the right to assign, withdraw or suspend such acknowledgment at any time and in its sole discretion. S&P Parties disclaim any duty whatsoever arising out of the assignment, withdrawal or suspension of an acknowledgment as well as any liability for any damage alleged to have been suffered on account thereof.

S&P keeps certain activities of its business units separate from each other in order to preserve the independence and objectivity of their respective activities. As a result, certain business units of S&P may have information that is not available to other S&P business units. S&P has established policies and procedures to maintain the confidentiality of certain non-public information received in connection with each analytical process.

S&P may receive compensation for its ratings and certain analyses, normally from issuers or underwriters of securities or from obligors. S&P reserves the right to disseminate its opinions and analyses. S&P's public ratings and analyses are made available on its Web sites, www.standardandpoors.com (free of charge), and www.ratingsdirect.com and www.globalcreditportal.com (subscription), and may be distributed through other means, including via S&P publications and third-party redistributors. Additional information about our ratings fees is available at www.standardandpoors.com/usratingsfees.

STANDARD & POOR'S, S&P and RATINGSDIRECT are registered trademarks of Standard & Poor's Financial Services LLC.

FitchRatings

28 Feb 2019 | Comment

Fitch Ratings: Enel Americas' Proposed USD3.5B Capital Increase a Credit Positive

Fitch Ratings-New York-28 February 2019: Fitch Ratings believes Enel Americas'(BBB+/Stable) proposed capital increase of up to USD3.5 billion is a credit positive and will help solidify its investment grade rating. Proceeds from the proposed capital increase, to be executed as a rights offering, will be used to provide Enel Brasil S.A. with funds to prepay the USD2.65 billion intercompany loan between Enel Brasil and the funding vehicle of the parent Enel S.p.A. (A-/Stable), Enel Finance International NV. The company expects to use the approximately USD850 million remaining for pension obligations and other contingencies in Brazil.

Fitch believes the completed transaction will solidify Enel Americas investment grade credit profile. It will also ratify Enel S.p.A.'s very strong commitment toward Enel Americas, demonstrating the strategic importance of Enel Americas to the overall group.

Fitch estimates that successful completion of the capital increase would result in pro-forma Net debt to EBITDA for 2019 of approximately 1.0x for Enel Americas. We believe a successful issuance will provide the company greater flexibility to continue exploring its inorganic growth initiative, which includes acquiring minority interest in its existing operations.

Fitch expects Enel S.p.A will maintain at least its existing 51.8% stake in Enel Americas and will contribute cash to the capital increase. At a consolidated level, the transaction will bring a cash inflow related to the equity injected by Enel Americas' minority shareholders.

Although Fitch does not expect a sizeable benefit to Enel America's consolidated ratios (up to 0.1x reduction for FFO net adjusted leverage), the transaction reinforces our view of the company's strategy as well balanced between pursuing growth and keeping a moderate leverage for the main subsidiaries and the whole group. Based on Enel S.p.A.'s latest business plan, their total activities in Latin America should increase their contribution to the group's EBITDA to 35% in 2021 from 29% in 2018.

On Feb. 27, 2019, Enel Americas announced a capital increase of up to USD3.5 billion to be executed as a rights offering in the Santiago Stock Exchange, Electronic Stock Exchange and CMF, concurrent with the U.S. SEC registration of American depositary shares (ADS), which trades on the NYSE. The price setting mechanism is a risk offer price equal to a five-day volume weighted average price of common shares minus a 5% discount. The transaction will proceed upon the approval by shareholders in the scheduled extraordinary shareholders meetings on April 30, 2019. Upon approval, a mandatory pre-emptive rights period (PRP) will be held for 30 days in Chile, followed by an extended PRP to American depositary receipts (ADR) holders, which is expected to start in June ending in August 2019, and the rump placement will end in September.

Contact:

Enel Americas

Saverio Minervini
Director
+1-212-908-0364
Fitch Ratings, Inc.
33 Whitehall Street
New York, NY 10004

Jose Ramon Rio
Associate Director
+56-2-2499-3316

Enel S.p.A/ Enel Finance International NV

Principal Analyst
Pilar Auguets
Senior Director
+34 93 467 8747

Supervisory Analyst
Antonio Totaro
Senior Director
+39 02 879 087 297
Fitch Italia S.p.A.
Via Morigi 6
20123 Milan

Media Relations: Elizabeth Fogerty, New York, Tel: +1 212 908 0526, Email: elizabeth.fogerty@thefitchgroup.com

Additional information is available on www.fitchratings.com

ALL FITCH CREDIT RATINGS ARE SUBJECT TO CERTAIN LIMITATIONS AND DISCLAIMERS. PLEASE READ THESE LIMITATIONS AND DISCLAIMERS BY FOLLOWING THIS LINK: HTTPS://WWW.FITCHRATINGS.COM/UNDERSTANDINGCREDITRATINGS. IN ADDITION, RATING

DEFINITIONS AND THE TERMS OF USE OF SUCH RATINGS ARE AVAILABLE ON THE AGENCY'S PUBLIC WEB SITE AT WWW.FITCHRATINGS.COM. PUBLISHED RATINGS, CRITERIA, AND METHODOLOGIES ARE AVAILABLE FROM THIS SITE AT ALL TIMES. FITCH'S CODE OF CONDUCT, CONFIDENTIALITY, CONFLICTS OF INTEREST, AFFILIATE FIREWALL, COMPLIANCE, AND OTHER RELEVANT POLICIES AND PROCEDURES ARE ALSO AVAILABLE FROM THE CODE OF CONDUCT SECTION OF THIS SITE. DIRECTORS AND SHAREHOLDERS RELEVANT INTERESTS ARE AVAILABLE AT HTTPS://WWW.FITCHRATINGS.COM/SITE/REGULATORY. FITCH MAY HAVE PROVIDED ANOTHER PERMISSIBLE SERVICE TO THE RATED ENTITY OR ITS RELATED THIRD PARTIES. DETAILS OF THIS SERVICE FOR RATINGS FOR WHICH THE LEAD ANALYST IS BASED IN AN EU-REGISTERED ENTITY CAN BE FOUND ON THE ENTITY SUMMARY PAGE FOR THIS ISSUER ON THE FITCH WEBSITE.

Copyright © 2019 by Fitch Ratings, Inc., Fitch Ratings Ltd. and its subsidiaries. 33 Whitehall Street, NY, NY 10004. Telephone: 1-800-753-4824, (212) 908-0500. Fax: (212) 480-4435. Reproduction or retransmission in whole or in part is prohibited except by permission. All rights reserved. In issuing and maintaining its ratings and in making other reports (including forecast information), Fitch relies on factual information it receives from issuers and underwriters and from other sources Fitch believes to be credible. Fitch conducts a reasonable investigation of the factual information relied upon by it in accordance with its ratings methodology, and obtains reasonable verification of that information from independent sources, to the extent such sources are available for a given security or in a given jurisdiction. The manner of Fitch's factual investigation and the scope of the third-party verification it obtains will vary depending on the nature of the rated security and its issuer, the requirements and practices in the jurisdiction in which the rated security is offered and sold and/or the issuer is located, the availability and nature of relevant public information, access to the management of the issuer and its advisers, the availability of pre-existing third-party verifications such as audit reports, agreed-upon procedures letters, appraisals, actuarial reports, engineering reports, legal opinions and other reports provided by third parties, the availability of independent and competent third- party verification sources with respect to the particular security or in the particular jurisdiction of the issuer, and a variety of other factors. Users of Fitch's ratings and reports should understand that neither an enhanced factual investigation nor any third-party verification can ensure that all of the information Fitch relies on in connection with a rating or a report will be accurate and complete. Ultimately, the issuer and its advisers are responsible for the accuracy of the information they provide to Fitch and to the market in offering documents and other reports. In issuing its ratings and its reports, Fitch must rely on the work of experts, including independent auditors with respect to financial statements and attorneys with respect to legal and tax matters. Further, ratings and forecasts of financial and other information are inherently forward-looking and embody assumptions and predictions about future events that by their nature cannot be verified as facts. As a result, despite any verification of current facts, ratings and forecasts can be affected by future events or conditions that were not anticipated at the time a rating or forecast was issued or affirmed.
The information in this report is provided "as is" without any representation or warranty of any kind, and Fitch does not represent or warrant that the report or any of its contents will meet any of the requirements of a recipient of the report. A Fitch rating is an opinion as to the creditworthiness of a security. This opinion and reports made by Fitch are based on established criteria and methodologies that Fitch is continuously evaluating and updating. Therefore, ratings and reports are the collective work product of Fitch and no individual, or group

of individuals, is solely responsible for a rating or a report. The rating does not address the risk of loss due to risks other than credit risk, unless such risk is specifically mentioned. Fitch is not engaged in the offer or sale of any security. All Fitch reports have shared authorship. Individuals identified in a Fitch report were involved in, but are not solely responsible for, the opinions stated therein. The individuals are named for contact purposes only. A report providing a Fitch rating is neither a prospectus nor a substitute for the information assembled, verified and presented to investors by the issuer and its agents in connection with the sale of the securities. Ratings may be changed or withdrawn at any time for any reason in the sole discretion of Fitch. Fitch does not provide investment advice of any sort. Ratings are not a recommendation to buy, sell, or hold any security. Ratings do not comment on the adequacy of market price, the suitability of any security for a particular investor, or the tax-exempt nature or taxability of payments made in respect to any security. Fitch receives fees from issuers, insurers, guarantors, other obligors, and underwriters for rating securities. Such fees generally vary from US$1,000 to US$750,000 (or the applicable currency equivalent) per issue. In certain cases, Fitch will rate all or a number of issues issued by a particular issuer, or insured or guaranteed by a particular insurer or guarantor, for a single annual fee. Such fees are expected to vary from US$10,000 to US$1,500,000 (or the applicable currency equivalent). The assignment, publication, or dissemination of a rating by Fitch shall not constitute a consent by Fitch to use its name as an expert in connection with any registration statement filed under the United States securities laws, the Financial Services and Markets Act of 2000 of the United Kingdom, or the securities laws of any particular jurisdiction. Due to the relative efficiency of electronic publishing and distribution, Fitch research may be available to electronic subscribers up to three days earlier than to print subscribers.
For Australia, New Zealand, Taiwan and South Korea only: Fitch Australia Pty Ltd holds an Australian financial services license (AFS license no. 337123) which authorizes it to provide credit ratings to wholesale clients only. Credit ratings information published by Fitch is not intended to be used by persons who are retail clients within the meaning of the Corporations Act 2001
Fitch Ratings, Inc. is registered with the U.S. Securities and Exchange Commission as a Nationally Recognized Statistical Rating Organization (the "NRSRO"). While certain of the NRSRO's credit rating subsidiaries are listed on Item 3 of Form NRSRO and as such are authorized to issue credit ratings on behalf of the NRSRO (see https://www.fitchratings.com/site/regulatory), other credit rating subsidiaries are not listed on Form NRSRO (the "non-NRSROs") and therefore credit ratings issued by those subsidiaries are not issued on behalf of the NRSRO. However, non-NRSRO personnel may participate in determining credit ratings issued by or on behalf of the NRSRO.

ENDORSEMENT POLICY - Fitch's approach to ratings endorsement so that ratings produced outside the EU may be used by regulated entities within the EU for regulatory purposes, pursuant to the terms of the EU Regulation with respect to credit rating agencies, can be found on the EU Regulatory Disclosures page. The endorsement status of all International ratings is provided within the entity summary page for each rated entity and in the transaction detail pages for all structured finance transactions on the Fitch website. These disclosures are updated on a daily basis.

INFRASTRUCTURE AND PROJECT FINANCE

MOODY'S
INVESTORS SERVICE

ISSUER COMMENT
28 February 2019

Rate this Research

RATINGS

Enel Americas S.A.

Senior Unsecured - Foreign Currency	Baa3
Outlook	Negative

ENEL S.p.A.

LT Issuer Rating	Baa2
Outlook	Stable

Source: Moody's Investors Service

Contacts

Bernardo Costa +55.11.3043.7353
VP-Senior Analyst
bernardo.costa@moodys.com

Paul Marty +44.20.7772.1036
Senior Vice President/Manager
paul.marty@moodys.com

CLIENT SERVICES

Americas	1-212-553-1653
Asia Pacific	852-3551-3077
Japan	81-3-5408-4100
EMEA	44-20-7772-5454

Enel Americas S.A., Enel S.p.A.

Proposed capital increase is credit positive for Enel Americas

On 27 February 2019, Enel Americas S.A. (ENIA or "the company", Baa3 negative) announced that it will pursue a capital increase of up to $3.5 billion. The expectation is that the full process will be concluded by September 2019. Eventual proceeds are to be used to redeem up to $2.65 billion in debt raised to purchase Eletropaulo Met. De Elet. de Sao Paulo (Enel Distribuição São Paulo, Ba1 stable) in June 2018 and to honor approximately up to $850 million in pension related liabilities of Enel Distribuição São Paulo. Enel S.p.A. (Enel or "the group", Baa2 stable), which is ENIA's majority shareholder with a 51.8% interest, subsequently announced that it will assess how it intends to participate in this capital increase.

Proposed capital increase is credit positive for ENIA

The transaction, if completed, will be credit positive for ENIA, as it will reduce leverage. The company expects reported Net Debt to EBITDA to close 2019 at 1.0x should it be completed vs. 1.7x if not. Moody's estimates that a $3.5 billion capital increase would lead CFO pre-WC / Debt as of year-end 2019 to reach approximately 30% in contrast to 20% considering the current capital structure.

The substantial improvement in leverage assists in diminishing the credit linkages to sovereign credit quality of the countries it operates, mainly Colombia (Baa2 negative), Brazil (Ba2 stable), and Argentina (B2 stable). With a lower leveraged capital structure, the company's credit profile will be better positioned to face eventual macroeconomic stresses that usually accompany sovereign crises or risks related to adverse regulatory changes upon social or political pressures, common to stressed macroeconomic emerging market environments.

The effects of the capital increase on the company's credit profile are tempered by its appetite to continue to grow inorganically. The company shows a strong track record of adequate turnaround and ramping up of operations following strategic acquisitions, such as Enel Distribuição Goias S.A. in 2017 and within the first seven months following Enel Distribuição São Paulo's acquisition in June 2018. Nonetheless, additional acquisitions, particularly if debt funded and located in lower rated countries, can likely lead to only a temporary improvement in leverage and therefore maintaining close credit linkages with sovereign credit quality of the countries it operates.

More generally, Moody's credit view on ENIA reflects the company's geographic diversification and robust asset portfolio. The operations in Colombia and Peru (A3 stable), expected to account for more than 40% of pro-forma EBITDA, mitigate sovereign related risks, while the growing presence in Brazil and Argentina is credit negative. The credit profile further reflects business segment diversification, with the more predictable electricity

distribution business growing in 2018 to 57% from 52% in 2016, and expected to reach approximately 65% by 2021.

The company maintains adequate credit metrics, with adjusted Net Debt to EBITDA registering 2.6x in December 2018, but the overall linkages to the sovereign credit profile of the countries in which it operates weigh negatively in the company's credit profile relative to other peers in the sector operating in countries with higher sovereign ratings.

Moody's credit view also recognizes ENIA's nature as a non-operating holding company. Senior unsecured debt of non-operating holding companies are structurally subordinated to debt of its operating subsidiaries.

The proposed transaction is neutral for Enel's credit metrics

The cash contribution associated with ENIA's capital increase would be around $1.8 billion for Enel should it decide to participate in proportion to its current 51.8% ownership. However, Moody's expects that the transaction would have little impact on group credit metrics given that ENIA is fully consolidated within Enel. In addition, Moody's understands that part of the proceeds from the capital increase will be used to repay an intercompany loan from Enel Finance International NV to fund the acquisition of Enel Distribuição São Paulo.

Through the capital increase, ENIA aims at enhancing its financial position to pursue new opportunities for organic and inorganic growth, both through minority buy-outs and M&As, optimising cash flows and improving its debt level. As such, the transaction is consistent with Enel's own strategy: the group's 2019-21 strategic plan published in November 2018 provides among other for (1) significant capital spending in South America, which is expected to account for approximately 30% of the group's total capex programme of €27.5 billion over three years; and (2) an ongoing simplification of the group's structure, including a reduction in minorities. At the same time, the credit impact on Enel of potential future M&A would depend on the risk profile of the acquired assets, including any associated country risk.

Moody's related publications

Credit Opinion

» Enel Americas S.A.: Update following rating affirmation, 15 June 2018

» ENEL S.p.A.: Update to credit analysis, 7 January 2019

Issuer Comment

» Enel Americas' potential acquisition of Eletropaulo would likely increase debt, a credit negative, 30 April 2018

» ENEL S.p.A.: Acquisition of Eletropaulo strengthens group's position in Brazil at a manageable cost, 11 June 2018

To access any of these reports, click on the entry above. Note that these references are current as of the date of publication of this report and that more recent reports may be available. All research may not be available to all clients.

This publication does not announce a credit rating action. For any credit ratings referenced in this publication, please see the ratings tab on the issuer/entity page on www.moodys.com for the most updated credit rating action information and rating history.

© 2019 Moody's Corporation, Moody's Investors Service, Inc., Moody's Analytics, Inc. and/or their licensors and affiliates (collectively, "MOODY'S"). All rights reserved.

CREDIT RATINGS ISSUED BY MOODY'S INVESTORS SERVICE, INC. AND ITS RATINGS AFFILIATES ("MIS") ARE MOODY'S CURRENT OPINIONS OF THE RELATIVE FUTURE CREDIT RISK OF ENTITIES, CREDIT COMMITMENTS, OR DEBT OR DEBT-LIKE SECURITIES, AND MOODY'S PUBLICATIONS MAY INCLUDE MOODY'S CURRENT OPINIONS OF THE RELATIVE FUTURE CREDIT RISK OF ENTITIES, CREDIT COMMITMENTS, OR DEBT OR DEBT-LIKE SECURITIES. MOODY'S DEFINES CREDIT RISK AS THE RISK THAT AN ENTITY MAY NOT MEET ITS CONTRACTUAL FINANCIAL OBLIGATIONS AS THEY COME DUE AND ANY ESTIMATED FINANCIAL LOSS IN THE EVENT OF DEFAULT OR IMPAIRMENT. SEE MOODY'S RATING SYMBOLS AND DEFINITIONS PUBLICATION FOR INFORMATION ON THE TYPES OF CONTRACTUAL FINANCIAL OBLIGATIONS ADDRESSED BY MOODY'S RATINGS. CREDIT RATINGS DO NOT ADDRESS ANY OTHER RISK, INCLUDING BUT NOT LIMITED TO: LIQUIDITY RISK, MARKET VALUE RISK, OR PRICE VOLATILITY. CREDIT RATINGS AND MOODY'S OPINIONS INCLUDED IN MOODY'S PUBLICATIONS ARE NOT STATEMENTS OF CURRENT OR HISTORICAL FACT. MOODY'S PUBLICATIONS MAY ALSO INCLUDE QUANTITATIVE MODEL-BASED ESTIMATES OF CREDIT RISK AND RELATED OPINIONS OR COMMENTARY PUBLISHED BY MOODY'S ANALYTICS, INC. CREDIT RATINGS AND MOODY'S PUBLICATIONS DO NOT CONSTITUTE OR PROVIDE INVESTMENT OR FINANCIAL ADVICE, AND CREDIT RATINGS AND MOODY'S PUBLICATIONS ARE NOT AND DO NOT PROVIDE RECOMMENDATIONS TO PURCHASE, SELL, OR HOLD PARTICULAR SECURITIES. NEITHER CREDIT RATINGS NOR MOODY'S PUBLICATIONS COMMENT ON THE SUITABILITY OF AN INVESTMENT FOR ANY PARTICULAR INVESTOR. MOODY'S ISSUES ITS CREDIT RATINGS AND PUBLISHES MOODY'S PUBLICATIONS WITH THE EXPECTATION AND UNDERSTANDING THAT EACH INVESTOR WILL, WITH DUE CARE, MAKE ITS OWN STUDY AND EVALUATION OF EACH SECURITY THAT IS UNDER CONSIDERATION FOR PURCHASE, HOLDING, OR SALE.

MOODY'S CREDIT RATINGS AND MOODY'S PUBLICATIONS ARE NOT INTENDED FOR USE BY RETAIL INVESTORS AND IT WOULD BE RECKLESS AND INAPPROPRIATE FOR RETAIL INVESTORS TO USE MOODY'S CREDIT RATINGS OR MOODY'S PUBLICATIONS WHEN MAKING AN INVESTMENT DECISION. IF IN DOUBT YOU SHOULD CONTACT YOUR FINANCIAL OR OTHER PROFESSIONAL ADVISER. ALL INFORMATION CONTAINED HEREIN IS PROTECTED BY LAW, INCLUDING BUT NOT LIMITED TO, COPYRIGHT LAW, AND NONE OF SUCH INFORMATION MAY BE COPIED OR OTHERWISE REPRODUCED, REPACKAGED, FURTHER TRANSMITTED, TRANSFERRED, DISSEMINATED, REDISTRIBUTED OR RESOLD, OR STORED FOR SUBSEQUENT USE FOR ANY SUCH PURPOSE, IN WHOLE OR IN PART, IN ANY FORM OR MANNER OR BY ANY MEANS WHATSOEVER, BY ANY PERSON WITHOUT MOODY'S PRIOR WRITTEN CONSENT.

CREDIT RATINGS AND MOODY'S PUBLICATIONS ARE NOT INTENDED FOR USE BY ANY PERSON AS A BENCHMARK AS THAT TERM IS DEFINED FOR REGULATORY PURPOSES AND MUST NOT BE USED IN ANY WAY THAT COULD RESULT IN THEM BEING CONSIDERED A BENCHMARK.

All information contained herein is obtained by MOODY'S from sources believed by it to be accurate and reliable. Because of the possibility of human or mechanical error as well as other factors, however, all information contained herein is provided "AS IS" without warranty of any kind. MOODY'S adopts all necessary measures so that the information it uses in assigning a credit rating is of sufficient quality and from sources MOODY'S considers to be reliable including, when appropriate, independent third-party sources. However, MOODY'S is not an auditor and cannot in every instance independently verify or validate information received in the rating process or in preparing the Moody's publications.

To the extent permitted by law, MOODY'S and its directors, officers, employees, agents, representatives, licensors and suppliers disclaim liability to any person or entity for any indirect, special, consequential, or incidental losses or damages whatsoever arising from or in connection with the information contained herein or the use of or inability to use any such information, even if MOODY'S or any of its directors, officers, employees, agents, representatives, licensors or suppliers is advised in advance of the possibility of such losses or damages, including but not limited to: (a) any loss of present or prospective profits or (b) any loss or damage arising where the relevant financial instrument is not the subject of a particular credit rating assigned by MOODY'S.

To the extent permitted by law, MOODY'S and its directors, officers, employees, agents, representatives, licensors and suppliers disclaim liability for any direct or compensatory losses or damages caused to any person or entity, including but not limited to by any negligence (but excluding fraud, willful misconduct or any other type of liability that, for the avoidance of doubt, by law cannot be excluded) on the part of, or any contingency within or beyond the control of, MOODY'S or any of its directors, officers, employees, agents, representatives, licensors or suppliers, arising from or in connection with the information contained herein or the use of or inability to use any such information.

NO WARRANTY, EXPRESS OR IMPLIED, AS TO THE ACCURACY, TIMELINESS, COMPLETENESS, MERCHANTABILITY OR FITNESS FOR ANY PARTICULAR PURPOSE OF ANY CREDIT RATING OR OTHER OPINION OR INFORMATION IS GIVEN OR MADE BY MOODY'S IN ANY FORM OR MANNER WHATSOEVER.

Moody's Investors Service, Inc., a wholly-owned credit rating agency subsidiary of Moody's Corporation ("MCO"), hereby discloses that most issuers of debt securities (including corporate and municipal bonds, debentures, notes and commercial paper) and preferred stock rated by Moody's Investors Service, Inc. have, prior to assignment of any rating, agreed to pay to Moody's Investors Service, Inc. for ratings opinions and services rendered by it fees ranging from $1,000 to approximately $2,700,000. MCO and MIS also maintain policies and procedures to address the independence of MIS's ratings and rating processes. Information regarding certain affiliations that may exist between directors of MCO and rated entities, and between entities who hold ratings from MIS and have also publicly reported to the SEC an ownership interest in MCO of more than 5%, is posted annually at www.moodys.com under the heading "Investor Relations — Corporate Governance — Director and Shareholder Affiliation Policy."

Additional terms for Australia only: Any publication into Australia of this document is pursuant to the Australian Financial Services License of MOODY'S affiliate, Moody's Investors Service Pty Limited ABN 61 003 399 657AFSL 336969 and/or Moody's Analytics Australia Pty Ltd ABN 94 105 136 972 AFSL 383569 (as applicable). This document is intended to be provided only to "wholesale clients" within the meaning of section 761G of the Corporations Act 2001. By continuing to access this document from within Australia, you represent to MOODY'S that you are, or are accessing the document as a representative of, a "wholesale client" and that neither you nor the entity you represent will directly or indirectly disseminate this document or its contents to "retail clients" within the meaning of section 761G of the Corporations Act 2001. MOODY'S credit rating is an opinion as to the creditworthiness of a debt obligation of the issuer, not on the equity securities of the issuer or any form of security that is available to retail investors.

Additional terms for Japan only: Moody's Japan K.K. ("MJKK") is a wholly-owned credit rating agency subsidiary of Moody's Group Japan G.K., which is wholly-owned by Moody's Overseas Holdings Inc., a wholly-owned subsidiary of MCO. Moody's SF Japan K.K. ("MSFJ") is a wholly-owned credit rating agency subsidiary of MJKK. MSFJ is not a Nationally Recognized Statistical Rating Organization ("NRSRO"). Therefore, credit ratings assigned by MSFJ are Non-NRSRO Credit Ratings. Non-NRSRO Credit Ratings are assigned by an entity that is not a NRSRO and, consequently, the rated obligation will not qualify for certain types of treatment under U.S. laws. MJKK and MSFJ are credit rating agencies registered with the Japan Financial Services Agency and their registration numbers are FSA Commissioner (Ratings) No. 2 and 3 respectively.

MJKK or MSFJ (as applicable) hereby disclose that most issuers of debt securities (including corporate and municipal bonds, debentures, notes and commercial paper) and preferred stock rated by MJKK or MSFJ (as applicable) have, prior to assignment of any rating, agreed to pay to MJKK or MSFJ (as applicable) for ratings opinions and services rendered by it fees ranging from JPY125,000 to approximately JPY250,000,000.

MJKK and MSFJ also maintain policies and procedures to address Japanese regulatory requirements.

REPORT NUMBER 1163860

Feller Rate
Clasificadora de Riesgo

ENEL AMERICAS S.A.

COMUNICADO DE PRENSA

Ante el anuncio de un eventual aumento de capital por US$ 3.500 millones en Enel Américas, Feller Rate ratifica sus clasificaciones de riesgo.

	Dic. 2018	Feb 2019
Solvencia	AA-	AA-
Perspectivas	Estables	Estables

Contacto: Nicolás Martorell / *nicolas.martorell@feller-rate.cl*; Camila Sobarzo / *camila.sobarzo@feller-rate.cl*

SANTIAGO, CHILE – 28 DE FEBRERO DE 2019. Ante un eventual aumento de capital, Feller Rate ratificó en "AA-" las clasificaciones de la solvencia, los bonos y las líneas de bonos de Enel Américas S.A. A la vez, confirmó la clasificación de sus acciones en "Primera Clase Nivel 2" y la de sus líneas de efectos de comercio en "Nivel 1+/AA-". Las perspectivas de la clasificación se mantienen "Estables".

El 27 de febrero de 2019, a través de un Hecho Esencial, Enel Américas convocó a una Junta Extraordinaria de Accionistas -a realizarse el día 30 de abril- para votar por un nuevo aumento de capital de US$ 3.500 millones, mediante nuevas acciones de pago. Este tiene como objetivo prepagar cerca de US$ 2.650 millones de deuda con empresa relacionada (Préstamo financiero otorgado por Enel Finance International usado para la adquisición de Electropaulo y el prepago de deuda de filial brasileña) y subsanar contingencias ligadas al pago de pensiones en Brasil por US$ 850 millones. Cabe destacar que, si este aumento de capital fuese aprobado, la operación se llevaría a cabo hacia el segundo semestre de este año.

Feller Rate ve como positiva esta inyección de fondos para la compañía, en especial para la filial Enel Brasil S.A., lo que resultaría en mayores eficiencias y en un desapalancamiento del perfil financiero, el cual se ha visto presionado en 2018 ante de adquisición de Electropaulo y mayores costos financieros ligados al encarecimiento de créditos en ese país. De hecho, el indicador deuda financiera neta / ebitda alcanzó 2,1 veces a diciembre de 2018 (1,2 veces en 2017), a pesar del aumento del ebitda de un 15%. Asimismo, este aumento de capital es consistente con el compromiso de la firma de mantener un perfil crediticio equilibrado, donde el indicador deuda financiera neta / ebitda llegaría a 1,0 veces después de la operación.

No obstante, a pesar de una mejora relativa de los indicadores crediticios en plazos menores a los esperados inicialmente, la compañía mantiene la intención de potenciar el negocio en la región, aprovechando nuevas oportunidades de fusiones, adquisiciones y compras de minoritarios. De esta forma, Feller Rate espera que el financiamiento de estas eventuales operaciones sea a través de nuevo endeudamiento y fondos propios, manteniendo la expectativa que la compañía mantendrá un indicador de deuda financiera neta / ebitda con un máximo de 2,5 veces, en línea con la categoría asignada.

Además, será relevante la materialización de las expectativas de mejora económica tanto en Brasil como en Argentina, países con importantes desafíos que se encuentran clasificadas en "B/Estables" y "BB-/ Estables" por agencias internacionales, donde para Enel Américas tienen una importancia relevante.

www.feller-rate.com

El significado detallado de todas las categorías de clasificación está disponible en www.feller-rate.cl en la sección Nomenclatura

Las clasificaciones de riesgo de Feller Rate no constituyen, en ningún caso, una recomendación para comprar, vender o mantener un determinado instrumento. El análisis no es el resultado de una auditoría practicada al emisor, sino que se basa en información pública remitida a la Comisión para el Mercado Financiero en aquella que voluntariamente aportó el emisor, no siendo responsabilidad de la clasificadora la verificación de la autenticidad de la misma.

- Con fecha 10 de abril de 2019 se da a conocer el "Comunicato Stampa" emitido por la Matriz Enel S.p:A., mediante el cual se informó haber aumentado en un 4,62% su participación en el capital accionarial de Enel Américas S.A., habiendo alcanzado un 56,42% de la misma.

  En el mismo "Comunicato Stampa" y en relación al aumento de capital en curso, anunciado mediante Hecho Esencial emitido el día 27 de febrero de 2019, complementado por Hecho Esencial de 1 de marzo de 2019, Enel S.p.A informó de su intención de votar a favor de su aprobación en la Junta Extraordinaria de Accionistas convocada para el día 30 de abril de 2019; asimismo, Enel S.p.A manifiestó su intención de aprobarse el aumento de capital y sujeta a las condiciones de mercado, de suscribir las acciones que emita Enel Américas, en proporción a su actual participación accionarial, esto es 56,42%, mediante el ejercicio de sus derechos de suscripción preferente.

Mayores detalles en "Comunicato Stampa" que se adjunta:

enel

PRESS RELEASE

Media Relations

T +39 06 8305 5699
ufficiostampa@enel.com

enel.com

Investor Relations

T +39 06 8305 7975
investor.relations@enel.com

enel.com

ENEL REACHES 56.42% OF ENEL AMERICAS' SHARE CAPITAL

- *Enel has increased its shareholding in Enel Américas by an additional 4.62%, in line with its goal to reduce minorities in the Group's South American subsidiaries*

Rome, April 10th, 2019 – Enel S.p.A. ("Enel") has increased its stake in its Chilean subsidiary Enel Américas S.A. ("Enel Américas") to 56.42% from 51.8% of the company's share capital, by settling two share swap transactions (the "Swap Transactions") entered into in October 2018 with a financial institution to acquire up to 5% of the share capital of Enel Américas, as announced to the financial markets at the time.

Pursuant to the Swap Transactions, Enel has acquired:

- 1,707,765,225 shares of Enel Américas common stock; and
- 18,931,352 Enel Américas American depositary shares ("ADSs"), each representing 50 shares of Enel Américas common stock;

representing, in the aggregate, 4.62% of Enel Américas' share capital.

The price paid for the shares and ADSs, in accordance with the Swap Transactions, amounts to approximately 198 billion Chilean pesos (116 Chilean pesos per share) and 164.7 million US dollars (8.7 US dollars per ADS), respectively, or approximately 412 million euros (1) in the aggregate.

Enel's payment obligations under the Swap Transactions have been funded through internal cash flow generation.

The Swap Transaction in respect of shares of Enel Américas common stock remains in place, in view of the initial target stake increase of up to 5%.

In relation to the announced proposal of the capital increase of Enel Américas for an amount of up to 3.5 billion US dollars, which will be submitted for approval to the Extraordinary Shareholders' Meeting of Enel Américas called for April 30th, 2019, it is Enel's intention to vote in favour of such proposal; if approved, and subject to market conditions, Enel also intends to subscribe shares of Enel Américas' corresponding to its current stake in the company, i.e. 56.42%, by exercising preemptive subscription rights.

The above-mentioned transactions are in line with the Enel Group's 2019-2021 strategic plan disclosed to the financial markets, which remains focused on the reduction of minorities in the Group's subsidiaries operating in South America.

ENEL ALCANZA EL 56,42% DE PARTICIPACIÓN ACCIONARIAL EN ENEL AMÉRICAS

- Enel ha aumentado su participación accionarial en Enel Américas en un 4,62% adicional, en línea con su propósito de reducir participaciones de minoritarios en subsidiarias del Grupo en Sudamérica.

Roma, abril [10], 2019 - Enel SpA ("Enel") aumentó su participación en susubsidiaria chilena Enel Américas S.A. ("Enel Américas") a 56,42% desde un 51,8% del capital accionarial de la compañía, al liquidar dos transacciones de swaps (las "Transacciones de Swaps") celebradas en octubre de 2018 con una institución financiera, para adquirir hasta el 5% del capital social de Enel Américas, según se anunció entonces a los mercados financieros.

De conformidad con las Transacciones Swap, Enel ha adquirido:

• 1.707.765.225 acciones ordinarias emitidas por Enel Américas; y

• 18.931.352 "American Depositary Shares" emitidas por Enel Américas ("ADSs"), cada una de las cuales representa 50 acciones ordinarias de Enel Américas;

representando, en el agregado, un 4,62% del capital accionarial de Enel Américas.

El precio pagado por dichas acciones y ADS, de acuerdo con las Transacciones de Swap, asciende a aproximadamente 198 mil millones de pesos chilenos (116 pesos chilenos por acción) y 164,7 millones de dólares de los Estados Unidos de América, respectivamente, o aproximadamente, 412 millones de euros ([1]) en el agregado.

Las obligaciones de pago de Enel en virtud de las Transacciones de Swap han sido financiadas a través de la generación interna de flujo de efectivo.

La Transacción de Swaps con respecto a las acciones ordinarias de Enel Américas se mantiene vigente, en vista del objetivo inicial de un aumento en la participación de un 5%.

En relación con el anunciado aumento de capital propuesto para Enel Américas, por un monto de hasta US$ 3.500 millones, que se presentará a la aprobación de la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enel Américas, convocada para el 30 de abril de 2019, Enel tiene la intención de votar a favor de tal aprobación. Si el aumento de capital propuesto resulta aprobado, y sujeto a las condiciones del mercado, Enel pretende suscribir acciones emitidas por Enel Américas correspondiente a su participación accionarial actual, es decir 56,42%, mediante el ejercicio de derechos de suscripción preferentes.

Las transacciones mencionadas arriba están en línea con el plan estratégico 2019-2021 del Grupo Enel, divulgado a los mercados financieros, que sigue centrado en la reducción de participaciones de minoritarios en las subsidiarias que operan en Sudamérica.

[1] Basado en el cambio vigente al día 9 de abril de 2019.

- Con fecha 25 de abril de 2019 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  El Directorio de Enel Américas, en sesión celebrada el día 25 de abril de 2019, resolvió, por la unanimidad de sus miembros, sugerir el siguiente ajuste en relación al aumento de capital a tratarse en Junta Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad, a celebrarse el día 30 de abril de 2019, en calle San Isidro N°74, comuna de Santiago, Santiago, inmediatamente a continuación de la Junta Ordinaria de Accionistas.

  Después de una intensa actividad de marketing financiero y recogida la opinión del mercado, con la finalidad de obtener el mayor consenso posible de apoyo a la transacción, se sugiere que los accionistas acuerden como monto del aumento de capital la suma de US$3.000.000.000 (tres mil millones de dólares de Estados Unidos de América), el cual tendrá por finalidad posibilitar que Enel Brasil S.A. pague a Enel Finance Internatinal N.V., un préstamo contraído por ella misma, que reemplazó deudas de Enel Brasil S.A. con bancos, asociadas a la adquisición de la sociedad brasileña Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de Sao Paulo S.A., así como la reestructuración de los pasivos de los fondos de pensiones de dicha sociedad. La consecuente mejora de la estructura patrimonial de la Compañía permitirá a la misma aprovechar oportunidades de inversión mediante operaciones de fusiones y adquisiciones y compras de participaciones de minoritarios.

- Con fecha 30 de abril de 2019 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  La Junta Extraordinaria de Accionistas de Enel Américas S.A. ("Enel Américas" o la "Sociedad") celebrada el día 30 de abril de 2019, aprobó un aumento de capital de US$3.000.000.000 (tres mil millones de dólares de Estados Unidos de América), mediante la emisión de 18.729.788.686 nuevas acciones de pago de iguales características a las existentes. El referido aumento de capital tendrá por finalidad posibilitar que la filial Enel Brasil S.A. pague a Enel Finance International N.V., un préstamo contraído por ella misma, que reemplazó deudas de Enel Brasil S.A. con bancos, asociadas a la adquisición de la sociedad brasileña Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de Sao Paulo S.A., así como la reestructuración de los pasivos de los fondos de pensiones de esta última sociedad. La consecuente mejora de la estructura patrimonial de la Compañía permitirá a la misma aprovechar oportunidades de inversión mediante operaciones de fusiones y adquisiciones y compras de participaciones de minoritarios.

  De esta manera, el capital de la Sociedad ascenderá a la cantidad de US$9.763.204.424 (nueve mil setecientos sesenta y tres millones doscientos cuatro mil cuatrocientos veinticuatro dólares de los Estados Unidos de América) dividido en 76.182.430.202 acciones ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal.

  La totalidad de las nuevas acciones de pago serán ofrecidas preferentemente a los accionistas a prorrata de las acciones que posean inscritas a su nombre en el Registro de Accionistas de Enel Américas, a la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha de publicación del aviso que da inicio al período de suscripción preferente.

  Al respecto, dejo constancia que, mediante comunicación de fecha 10 de abril de 2019, informada mediante Hecho esencial de esa misma fecha, el accionista controlador de la Sociedad, Enel SpA, manifestó su intención, sujeta a las condiciones de mercado, de suscribir la totalidad de las acciones que le correspondan, de conformidad con su participación social.

  Las acciones no suscritas durante el primer período de suscripción preferente y las correspondientes a fracciones producidas en el prorrateo entre los accionistas, serán ofrecidas por un plazo de 24 días en un segundo período de suscripción preferente únicamente a aquellos accionistas o terceros que hubieren suscrito y pagado acciones que se emitan en virtud de este aumento de capital durante el primer período de suscripción preferente, al mismo precio al que sean ofrecidas durante el primer período de suscripción preferente y a prorrata de las acciones que hayan suscrito y pagado durante el referido primer período de suscripción preferente.

  Las nuevas acciones que se emitan en virtud de este aumento de capital deberán quedar integramente suscritas y pagadas dentro del plazo de 1 año contado desde la fecha de la Junta Extraordinaria, quedando autorizado el Directorio de Enel Américas para abstenerse del cobro de los montos adeudados a dicho vencimiento, en cuyo caso el capital quedará reducido de pleno derecho a la cantidad efectivamente pagada al vencimiento del plazo antes indicado.

- Con fecha 30 de abril de 2019 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 30 de abril de 2019, se ha acordado distribuir un dividendo mínimo obligatorio (al que se descuenta el dividendo provi-

sorio pagado en enero de 2019) y un dividendo adicional, que en conjunto ascienden a un total de US$ 480.552.341 (cuatrocientos ochenta millones quinientos cincuenta y dos mil trescientos cuarenta y un dólares de los Estados Unidos de América) que equivalen a US$ 0,008364 por acción.

Atendido que el mencionado Dividendo Provisorio N°98 ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del Dividendo Definitivo N°99 ascendente a US$ 403.652.031,5 que equivale a US$ 0,007026 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 10 de mayo de 2019.

- Con fecha 30 de abril de 2019 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  1. En Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Américas S.A. celebrada con fecha 30 de abril de 2019, se eligió un nuevo Directorio de la Compañía por un período de tres años, 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 (Independiente propuesto por el Controlador)
     Sr. Patricio Gómez Sabaini (Independiente propuesto por el Controlador)
     Sr. Domingo Cruzat Amunátegui (Independiente propuesto por AFPs).

  2. En sesión ordinaria de Directorio de Enel Américas S.A., también celebrada con fecha 30 de abril de 2019 y a continuación de la mencionada asamblea, fue elegido como Presidente del Directorio y de la Sociedad el señor Francisco de Borja Acha Besga y como Secretario del Directorio, don Domingo Valdés Prieto.

  3. Asimismo, en la sesión de Directorio antes señalada se procedió a la designación del Comité de Directores, regido por la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas y la Sarbanes-Oxley Act, el cual quedó integrado por los Directores señores Hernán Somerville Senn, Patricio Gómez Sabaini y Domingo Cruzat Amunátegui. De conformidad a lo dispuesto en la Circular N°1.956 de la Comisión para el Mercado Financiero, se informa que todos los miembros del referido Comité son directores independientes. El Directorio de la Sociedad designó como Experto Financiero del Comité de Directores de Enel Américas S.A. a don Hernán Somerville Senn.

  4. Por su parte, en sesión ordinaria celebrada hoy y a continuación de la señalada sesión de Directorio, el Comité de Directores de la Compañía ha designado como Presidente de dicho órgano societario a don Hernán Somerville Senn y como Secretario del mismo a don Domingo Valdés Prieto.

- Con fecha 16 de mayo de 2019 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  El Directorio de la filial argentina Empresa Distribuidora Sur S.A. ("Edesur") ha resuelto convocar a una Asamblea General Extraordinaria de Accionistas para el próximo 14 de junio de 2019, con el objeto de ratificar los siguientes acuerdos alcanzados por dicha filial con el Estado Nacional argentino:

  1. Dentro del marco de la transferencia del servicio público de distribución de energía eléctrica concesionado por el Estado Nacional a favor de Edesur a la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires (la "Provincia") y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires ("CABA"), con fecha 10 de mayo Edesur suscribió un Acuerdo de Implementación de dicha transferencia ("el Acuerdo"), el cual debe ser ratificado por la Asamblea de Accionistas. El Acuerdo dispone que la Provincia y la CABA asumirían en forma conjunta el carácter de Poder Concedente del servicio público que presta la Sociedad, y que el mismo continuaría rigiéndose por su contrato de concesión y por las normas nacionales legales y reglamentarias que fueren aplicables. Asimismo, en virtud del Acuerdo se dispone la creación del nuevo regulador: Ente Metropolitano Regulador del Servicio Eléctrico (EMSE), como ente bipartito conformado por la Provincia y la CABA. El Acuerdo entrará en vigencia una vez ratificado por el Poder Ejecutivo Provincial y la Legislatura de la CABA.

  2. Asimismo, Edesur suscribió con la Secretaría de Gobierno de Energía –actuando ésta en representación del Estado Nacional- un Acuerdo de Regularización de Obligaciones, según el cual se pone fin a los reclamos recíprocos pendientes originados en

el período de transición 2006-2016. Mediante dicho acuerdo, que debe ser ratificado por la Asamblea de Accionistas de Edesur, Edesur se obligaría, por un lado, a cancelar deudas remanentes originadas en el mencionado período de transición; y por el otro, a ejecutar inversiones adicionales a las establecidas en la Revisión Tarifaria Integral, destinadas a contribuir a la mejora, confiabilidad y seguridad del servicio. El monto total comprometido por Edesur bajo este Acuerdo sumaría aproximadamente 9.500 millones de pesos argentinos. Por su parte, el Estado Nacional compensaría a favor de la Sociedad, deudas por mutuos y compras de energía, deudas sociales generadas en los años 2017 y 2018, y condonaría las sanciones con destino a la Administración Pública. El monto total comprometido por el Estado Nacional bajo este Acuerdo suma aproximadamente 10.200 millones de pesos argentinos. Como consecuencia del saneamiento patrimonial y de balance que este último acuerdo implica, Edesur afrontaría el pago de impuestos correspondientes por aproximadamente 2.800 millones de pesos argentinos.

Una vez ratificados dichos acuerdos por parte de la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de Edesur, esto será comunicado en carácter de hecho esencial.

- Con fecha 20 de mayo de 2019 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

Procedemos a complementar Hecho Esencial emitido el día 16 de mayo de 2019 con los siguientes antecedentes:

1. Monto que se destinará a inversiones adicionales y naturaleza de dichas inversiones.

   El monto destinado a inversiones suma aproximadamente AR$ 4.200 millones para invertir en hasta 5 años. El plan está enfocado a mejorar la confiabilidad y seguridad del sistema en su totalidad, mejorando las instalaciones de alta, media y baja tensión, cambio de tecnología, como por ejemplo, la implementación de medidores inteligentes (proyecto piloto), además de mejorar las instalaciones físicas comerciales y técnicas, implementación de nuevos sistemas comerciales, técnicos y administrativo-financieros de Empresa Distribuidora Sur S.A. ("Edesur") y por fin, la ampliación de la flota operativa de vehículos pesados, entre otros.

2. Plazo estimado para llevar a cabo el "Acuerdo de Regularización de Obligaciones".

   El cierre de los aspectos formales del acuerdo se completará a lo largo del mes de junio de 2019, con la ratificación del mismo por parte de la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la sociedad filial Edesur.

   Por su parte, los impactos económicos y financieros del acuerdo se extenderán por un término de entre cinco y siete años, según el caso.

3. Partidas de activos y pasivos involucradas en el referido acuerdo y su respectivo monto al 31 de marzo de 2019.

   Los pasivos involucrados al referido acuerdo presentan un saldo de AR$ 20.208 millones al 31 de marzo de 2019.

4. Efectos financieros que tendrá dicho acuerdo sobre el resultado y los flujos de efectivo.

   Edesur se obliga, por un lado, a cancelar deudas remanentes originadas en el período de transición 2006-2016 y, por el otro, a ejecutar inversiones adicionales a las establecidas en la Revisión Tarifaria Integral, destinadas a contribuir a la mejora, confiabilidad y seguridad del servicio, por una suma de aproximadamente AR$ 9.500 millones. Por su parte, el Estado Nacional compensará a favor de Edesur, deudas por mutuos y compras de energía, deudas sociales generadas en los años 2017 y 2018, y condonará las sanciones con destino a la Administración Pública. El monto comprometido por el Estado Nacional bajo este acuerdo suma aproximadamente AR$ 10.200 millones.

   Adicionalmente, y como consecuencia del saneamiento patrimonial y de balance que el acuerdo referido en el párrafo anterior implica, Edesur afrontará el pago de los impuestos correspondientes por aproximadamente AR$ 2.800 millones.

5. Cualquier otro antecedente que se considere relevante para la adecuada comprensión y evaluación del hecho esencial.

   Los acuerdos que ratificaría la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de Edesur, de acuerdo

a estimaciones preliminares, generarían un impacto positivo en su resultado operacional de 2019 por aproximadamente AR$ 9.976 millones.

- Con fecha 11 de junio de 2019 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  El día 10 de junio de 2019 la filial brasilera Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. ("Enel Distribuição São Paulo") ha publicado el Comunicado al Mercado que se adjunta, en complemento de un hecho material divulgado por dicha compañía el pasado 9 de marzo de 2018 en la República de Brasil, mediante los cuales se da cuenta de acuerdos suscritos por dicha filial y Eletrobras Centrais Elétricas S.A. ("Eletrobras") y sus abogados (los "Acuerdos"), con el objeto de terminar un litigio (caso No. 001002119.1989.8.19.0001 - "el Litigio"), que involucraba a Eletrobras, Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista ("CTEEP") y Enel Distribuição São Paulo.

  Según se informa en el comunicado adjunto, en cumplimiento de los Acuerdos y sin perjuicio de las eventuales acciones de reposición contra CTEEP, Enel Distribuição São Paulo se comprometió a desembolsar R$ 1,500 millones, para el pago de la deuda asociada al Litigio, de los cuales R$ 1,400 millones se cancelan a favor de Eletrobras y R$100 millones en costas para los abogados, de conformidad con las siguientes condiciones:

  a) Pagos a Eletrobras: (i) R$ 250 millones luego de la homologación judicial de los Acuerdos con Eletrobras y los abogados, lo que ocurra último; (ii) 3 cuotas anuales de R$ 300 millones, siendo el primero 12 meses después del pago de la primera cuota; y (iii) un último pago de R$ 250 millones, 48 meses después de la fecha del primer pago;

  b) Pagos a los abogados: (i) 50% luego de la homologación judicial de los Acuerdos con Eletrobras y los abogados, lo que ocurra último; y (ii) pago del saldo al finalizar 60 meses desde el primer pago; y,

  c) Los pagos se reajustarán por CDI (tasa de depósitos interfinancieros) + 1%, desde el 31 de enero de 2018, a la fecha efectiva de pago de cada cuota.

  Habiendo ocurrido la homologación de los Acuerdos el 25 de abril de 2019 y el 10 de junio de 2019, respectivamente, las condiciones previstas para iniciar los pagos fueron cumplidas, razón por la cual Enel Distribuição São Paulo pagó con fecha 10 de junio de 2019, la primera cuota de los mencionados Acuerdos, debidamente reajustados.

  Los acuerdos antes indicados están debidamente provisionados en los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas desde la fecha en que se adquirió en control de Enel Distribuição São Paulo.

Publicly-Held Company
CNPJ/MF 61.695.227/0001-93
NIRE 35.300.050.274

NOTICE TO THE MARKET

ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A. ("Enel Distribuição São Paulo" or "Company") (B3: ELPL3) in terms with the current corporate law, disclosures this notice supplementing the Material Fact published on March 9, 2018, in which it disclosed to the market agreements entered into by the Company and Eletrobras Centrais Elétricas S.A. ("Eletrobras") e its lawyers – ("Agreements"), with the purpose of terminating the legal dispute (case No. 001002119.1989.8.19.0001 - "Judicial Proceeding"), involving Eletrobras, Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista ("CTEEP") and the Company.

Pursuant to the Agreements and protected the right of return against CTEEP, the Company is committed to disburse R$ 1,500 million, for the payment of the debt arising from the Judicial Proceeding, of which R$ 1,400 million is in favor of Eletrobras and R$ 100 million to fees for loss of suit to lawyers, consonant to the following conditions:

a) Payments to Eletrobras: (i) R$ 250 million after the res judicata of the Agreements homologation with Eletrobras and the lawyers, whichever occurs last; (ii) 3 annual installments of R$ 300 million, being the first 12 months after the payment of the first installment; and (iii) last installment of R$ 250 million, 48 months after the payment of the first installment;

b) Payments to the lawyers: (i) 50% after the res judicata of the Agreements homologation with Eletrobras and the lawyers, whichever occurs last; and (ii) payment of the remaining balance at the end of 60 months from the payment of the first installment; and

c) The payments will be adjusted by CDI + 1%, from January 31th, 2018, on the effective payment date of each installment.

With the res judicata of the Agreements homologation, occurred on April 25th, 2019 and on June 10th, 2019, respectively, the conditions foreseen for the beginning of the payments were fulfilled, reason why the Company paid on this day, June 10th, 2019, the first installment of the aforementioned Agreements, properly updated.

The Company will keep the market informed about any new facts regarding the above matter.

Barueri, June 10th, 2019.

ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.

Monica Hodor

Executive Vice-President and Investor Relations Officer

- Con fecha 18 de junio de 2019 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

La comunicación dirigida a la Comisión Nacional de Valores de la República Argentina, emitida el día 18 de junio de 2019 por la filial argentina Empresa Distribuidora Sur S.A. ("Edesur"). Según lo indicado en dicha comunicación, dicha filial celebró su Asamblea General Extraordinaria de Accionistas, en la que se ratificaron los acuerdos alcanzados por dicha filial con el Estado Nacional argentino, los cuales fueron informados en detalle al mercado por Enel Américas S.A. en carácter de hecho esencial, mediante comunicaciones de fecha 16 de mayo y 20 de mayo de 2019.

EDESUR

Buenos Aires, 18 de junio de 2019

Sres.

Comisión Nacional de Valores

PRESENTE

Ref: Asamblea Extraordinaria de Accionistas del 14 de junio de 2019.

De mi consideración:

Me dirijo a Uds., en mi carácter de Apoderado de Empresa Distribuidora Sur Sociedad Anónima (Edesur S.A.) a fin de acompañar, de conformidad con lo dispuesto por el inciso e) del artículo 4º, Capítulo II, Título II de las Normas de la Comisión Nacional de Valores, síntesis de lo resuelto en la asamblea de la referencia.

Saludo a Uds. muy atentamente.

Hernán Rey
Apoderado

EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR SOCIEDAD ANÓNIMA (EDESUR S.A.)

Síntesis de lo resuelto en la Asamblea Extraordinaria de Accionistas del 14 de junio de 2019. Con la presencia de 2 accionistas, actuando por representación y con un quórum del 99,45% del capital social, se aprobó lo siguiente:

Primer Punto: Designación de dos accionistas para firmar el acta.

Se aprobó por unanimidad designar a los representantes de Distrilec Inversora S.A. y de Enel Argentina S.A. para firmar el acta.

Segundo Punto: Ratificación de lo actuado por el Directorio en virtud de la firma del Acuerdo de Implementación de Traspaso de jurisdicción y del Acuerdo de Regularización de Obligaciones.

Se resolvió por unanimidad de votos: ratificar todo lo actuado por el Directorio con relación a la negociación y firma del "ACUERDO DE IMPLEMENTACIÓN DE LA TRANSFERENCIA DE JURISDICCIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES Y A LA CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES" que tuvo por objeto implementar la transferencia del servicio público concesionado a Edesur; Y ratificar lo actuado por el Directorio con relación a la negociación y firma "ACUERDO DE REGULARIZACIÓN DE OBLIGACIONES PARA LA TRANSFERENCIA DE LAS CONCESIONARIAS A LAS JURISDICCIONES LOCALES, mediante el cual se da solución al denominado activo y pasivo regulatorio.

Tercer Punto: Consideración de las renuncias y desistimientos de acciones y derechos bajo los mencionados acuerdos y otorgamiento de indemnidad.

Se resolvió por unanimidad aprobar en un todo el ACUERDO DE REGULARIZACIÓN DE OBLIGACIONES, y aprobar también: (i) la renuncia y el desistimiento a los derechos, acciones y reclamos administrativos, judiciales, extrajudiciales o arbitrales, en la República Argentina, en el extranjero y en el ámbito internacional en relación con cuestiones tarifarias vinculadas con el período de transición resultantes de los contratos de concesión y/o de las actas acuerdo, con cualquier diferencia de ingreso durante ese período y con cualquier hecho, acto u omisión que hubiere tenido lugar durante el período de transición; (ii) la renuncia y el desistimiento a los derechos, acciones y reclamos administrativos, judiciales, extrajudiciales o arbitrales, en la República Argentina, en el extranjero y en el ámbito internacional en relación con las diferencias producidas en virtud de la aplicación del tope en las facturas de los usuarios beneficiarios de la tarifa social y con relación al pago de los consumos de los asentamientos con medidores comunitarios generados desde octubre de 2017, en la proporción prevista para el estado nacional en el nuevo acuerdo marco y sus sucesivas prórrogas; y (iii) mantener indemne al estado nacional por cualquier reclamo administrativo, judicial, extrajudicial o arbitral, en la República Argentina, en el extranjero y en el ámbito internacional, de sus accionistas o sociedades controlantes, controladas o vinculadas, en relación con las cuestiones mencionadas en el punto (ii) anterior.

Hernán Rey
Apoderado

- Con fecha 26 de junio de 2019 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  En sesión de Directorio de la Sociedad celebrada el día de 26 de junio de 2019, este órgano societario, en uso de las facultades conferidas por la Junta, acordó que el precio de suscripción de cada una de las 18.729.788.686 nuevas acciones que serán ofrecidas preferentemente a los accionistas de la Sociedad, tanto en el primer como en el segundo período, sea de US$0,162108214203236 por acción.

  En conformidad a lo resuelto por la Junta, las 18.729.788.686 nuevas acciones deberán ser pagadas al contado al momento de la suscripción de las mismas, en dólares de los Estados Unidos de América o bien, en su equivalente en pesos chilenos, moneda de curso legal, según el tipo de cambio "Dólar Observado" que publique el Banco Central de Chile en el Diario Oficial en la fecha del pago respectivo.

- Con fecha 26 de junio de 2019 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  Con fecha 26 de junio de 2019 nuestra filial, Enel Brasil S.A., presentó ante la Comissáo de Valores Mobiliários ("CVM") de Brasil una solicitud de registro de oferta pública de adquisición de acciones de la filial Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de Sáo Paulo S.A. ("Eletropaulo"), con el objeto de proceder a la cancelación del registro de dicha compañía en su calidad de sociedad anónima abierta en la categoría A (para acciones y obligaciones), pasando a quedar registrada en la categoría B (sólo para obligaciones) ante la CVM. La oferta se destinará a las acciones ordinarias emitidas por Eletropaulo en circulación, correspondientes al 4,056% del capital social total de dicha Compañía, es decir, por la totalidad de las acciones ordinarias de emisión Eletropaulo, que no sean de propiedad directa o indirecta de Enel Brasil, o sus personas relacionadas, y distintas de las acciones propias en tesorería.

  Mayores detalles de la operación descrita se encuentran en el Fato Relevante emitido por Eletropaulo, el cual se adjunta.

  Los efectos financieros de dicha operación no son cuantificables a esta fecha.

ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.
Publicly-held Company
CNPJ No. 61.695.227/0001-93
NIRE 35300050274

MATERIAL FACT

Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. ("Eletropaulo" or "Company") (B3: ELPL3), pursuant to the Securities and Exchange Commission of Brazil ("CVM") Normative Instruction No. 358, issued on January 3, 2002, as amended ("CVM Instruction 361") , the CVM Normative Instruction No. 358, of January 3rd, 2002, as amended ("CVM Instruction 358") and pursuant to Article 157, Paragraph 4, of Law 6,404, issued on December 15th, 1976, as amended ("Brazilian Corporations Law"), hereby informs that its indirect controlling shareholder **Enel Brasil S.A.**, privately-held Company, with headquarters at Praça Leoni Ramos, No. 1, Bloco 2, 7th floor, São Domingos, City of Niterói, State of Rio de Janeiro, Zip Code 24210-205, enrolled with the Brazilian Taxpayers Registry (CNPJ) No. 07.523.555/0001-67 ("Enel Brasil"), informed the Company's management that it has filed with CVM, on the date hereof, a request for registration of a tender offer for the acquisition of common shares issued by the Company, in order to cancel the registration as a publicly-held company of Eletropaulo with CVM under category "A" and convert into category "B" ("Conversion of the Registration"), pursuant to Article 4, Paragraph 4, of the Brazilian Corporations Law, Article 10 of Normative Instruction No. 480, of December 7th, 2009, as amended, and CVM Instruction 361 ("Offer").

Enel Brasil informed that it has engaged:**(I) Banco BTG Pactual S.A.**, to act as intermediary institution of the Offer; and **(ii) PricewaterhouseCoopers Serviços Profissionais Ltda.** ("Appraiser"), to prepare an appraisal report of the shares issued by the Company in accordance with CVM Instruction 361 ("Appraisal Report").

The Offer will be allocated to the 8,133,352 free float common shares issued by Eletropaulo corresponding to 4.056% of the Company's total share capital ("Target Shares"), that is, up to the totality of the common shares issued by Eletropaulo, except for those held directly or indirectly by Enel Brasil, by its related persons or by the Company's management, and treasury shares.

The price to be offered will be R$ 48,28 (forty eight *reais* and twenty eight cents) per Target Share, value corresponding to the price of R$ 45.22 offered in the voluntary competing tender offer for acquisition of control of Eletropaulo, launched on April 17th, 2018, by Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A., a wholly-owned subsidiary of Enel Brasil ("EBIS" and "Competing Tender Offer", respectively), adjusted by the variation of the Special System of Settlement and Liquidation Rate published by the Central Bank of Brazil (SELIC Rate), from June 4, 2018, the date of the auction of the Competing Tender Offer, to the date hereof ("Price per Share"). The Price per Share will be paid in national currency on the date of the financial settlement of the Offer

Enel Brasil also informed that the Appraiser has determined the economic value of the Company's common shares in the range of R$ 40.11 (forty *reais* and eleven cents) and R$ 43.74 (forty-three *reais* and seventy four cents). Thus, since the Price per Share is higher than the maximum value indicated in the Appraisal Report, Enel Brasil understands that the Price per Share is fair and that it was widely accepted by the market in the Competing Tender Offer.

The Appraisal Report will be made available simultaneously to the disclosure of this Material Fact on the websites of CVM, B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão ("B3") and the Company, including for the purposes of Article 4-A, Paragraph 1 of the Brazilian Corporations Law and Articles 8, 5 and Article 24, item I, of CVM Instruction 361, with the term described therein counting from the date hereof.

Regarding the conditions for the Conversion of the Registration, Enel Brasil informed that Enel Brasil and EBIS filed with CVM, on August 13, 2018, a request for authorization to: **(i)** compute the adhesions to the Competing Tender Offer for the purpose of calculating the quorum of success of this Offer, as provided for in Article 16, item II, of CVM Instruction 361; and **(ii)** carry out the redemption of outstanding shares of the Company, as provided for in Article 4, Paragraph 5, of the Brazilian Corporations Law, subject to the launch of the Offer for the same price offered under the Competing Tender Offer ("Consultation").

The CVM Board of Commissioners unanimously approved the adoption of the of proposed alternative proceeding, pursuant to Article 34 of CVM Instruction 361, in accordance to the decision rendered in the scope of CVM Proceeding No. 19957.07811/2018-06, on April 18, 2019 ("CVM Decision").

Thus, the quorum for success of the Offer shall be considered as already achieved, with the condition for the Conversion of the Registration provided for in article 16, item II, of CVM Instruction 361 (i.e., acceptance of the Offer or express agreement with the Conversion of the Registration by shareholders holding more than 2/3 of the free float shares) having already been fulfilled.

Notwithstanding, the implementation, conclusion and settlement of the Offer are subject to: **(i)** the approval of the request for registration of the Offer by the CVM; and **(ii)** the other conditions set forth in the Offer notice, to be timelypublished.

Finally, Enel Brasil informed that it intends to cause the Company, after settlement of the Offer, to redeem the remaining shares that may not be acquired under the Offer, pursuant to Article 4, Paragraph 5, of the Brazilian Corporations Law, considering that: **(i)** the condition for the Conversion of the Registration provided for in Article 16, item II, of CVM Instruction 361 has already been complied with, as a result of the Competing Tender Offer; and **(ii)** the number of free float shares issued by Eletropaulo is already less than 5% of the total share capital of the Company.

Since the condition for Conversion of the Registration has already been complied with, according to the level of adhesion of the shareholders and the CVM Decision, after completion of the Offer, the Company will exit the special listing segment of B3 denominated *Novo Mercado*, as a result of the Conversion of the Registration.

The Company's management will maintain its shareholders and the market in general informed of any information regarding the Offer, in accordance with the applicable law and regulations.

This material fact is for informational purposes only and does not constitute an offer to acquire securities.

Barueri, June 26, 2019.

ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.
Monica Hodor

Executive Vice President and Investor Relations Officer

- Con fecha 28 de junio de 2019 se informó con carácter de hecho esencial la comunicación emitida por nuestra Matriz Enel SpA, mediante la cual dicha sociedad informó al mercado que planea incrementar su participación en Enel Américas S.A. ("Enel Américas") hasta en un 5%, adicional a su participación actual, la que asciende al 56,8%. Para el efecto, Enel SpA ha suscrito dos acuerdos swap con una entidad financiera para adquirir acciones ordinarias y American Depositary Shares (ADSs) emitidos por Enel Américas, incluyendo la adquisición y ejercicio de derechos preferentes correspondientes al aumento de capital en curso de dicha Compañía. Mayores detalles se hallan en la mencionada comunicación, que se adjunta.

  Los efectos financieros de dicha operación no son cuantificables a esta fecha.

- Con fecha 30 de julio se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  El 26 de julio de 2019, finalizó el primer periodo de opción preferente para suscribir las 18.729.788.686 nuevas acciones de pago que fueron emitidas con cargo al aumento de capital acordado en junta extraordinaria de accionistas de la Sociedad celebrada con fecha 30 de abril de 2019 (la "Junta"). Durante dicho periodo, tanto en el mercado local como en el estadounidense, se suscribieron y pagaron un total de 18.224.843.129 acciones, representativas de un 97,3% del total de las nuevas acciones emitidas con cargo al referido aumento de capital, por un monto total de US$2.954.396.773 aproximadamente, quedando pendientes de suscripción y pago un total de 504.945.557 nuevas acciones, por un monto total de US$81.855.822 aproximadamente.

  De conformidad a lo autorizado por la Junta, la Sociedad realizará un segundo periodo de suscripción preferente, en que ofrecerá las acciones no suscritas durante el primer periodo de suscripción preferente y las correspondientes a fracciones producidas en el prorrateo entre los accionistas. El segundo periodo de suscripción preferente tendrá en Chile una duración de 24 días y las nuevas acciones serán ofrecidas al mismo precio al que fueron ofrecidas durante el primer periodo de suscripción preferente, esto es, a un precio de US$0,162108214203236 por acción. Estas nuevas acciones deberán ser pagadas al contado al momento de la suscripción de las mismas, en dólares de los Estados Unidos de América o bien, en su equivalente en pesos chilenos, moneda de curso legal, según el tipo de cambio "Dólar Observado" que publique el Banco Central de Chile en el Diario Oficial en la fecha del pago respectivo.

El segundo periodo de suscripción preferente en Chile se iniciará el día 6 de agosto de 2019, en el cual tendrán derecho a participar sólo aquellos accionistas o sus cesionarios que hubieren suscrito y pagado acciones durante el primer periodo de suscripción preferente y sean accionistas de la Sociedad a la medianoche del quinto día hábil anterior al comienzo del segundo periodo de suscripción preferente en Chile. Dentro del segundo periodo de suscripción preferente, se ofrecerán preferentemente a los accionistas de la Sociedad 504.945.557 nuevas acciones de pago, quienes tendrán derecho a suscribir 0,0277064418840738 acciones nuevas por cada acción que hayan suscrito y pagado durante el primer periodo de suscripción preferente.

- Con fecha 5 de agosto de 2019 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

ENEL TO FURTHER INCREASE ITS STAKE IN ENEL AMERICAS BY UP TO 5%

- *This transaction, which is due to increase Enel's stake in Enel Américas from the current 56.8%, is in line with the announced objective to increase Group interest in companies operating in South America*

Roma, June 28th, 2019 – Enel S.p.A. ("Enel") plans to further increase its shareholding in its listed Chilean subsidiary Enel Américas S.A. ("Enel Américas") by up to an additional 5% from the current 56.8% stake.

To further increase its equity stake in Enel Américas, Enel has entered into two new share swap transactions (the "Swap Transactions") with a financial institution to acquire, on dates that are expected to occur no later than the end of the third quarter of 2020, additional shares of Enel Américas' common stock and American Depositary Shares ("ADSs").

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, including by acquiring and exercising preemptive subscription rights issued in connection with the capital increase resolved by the extraordinary Shareholders' Meeting of Enel Américas held on April 30th, 2019.

The amount payable for any shares of Enel Américas' common stock acquired by Enel will be based on the prices at which the financial institution establishes its hedge with respect to the corresponding Swap Transaction. The amount payable for any of Enel Américas' ADSs acquired by Enel will be based on the volume-weighted average prices of Enel Américas' ADSs during the period in which the 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 the 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.

The abovementioned transactions are in line with the Enel Group's 2019-2021 Strategic Plan announced to the markets, which remains focused on the increase of Group interest in companies operating in South America.

Con fecha 2 de agosto de 2019, Enel Américas suscribió y pagó un aumento de capital en su filial Enel Brasil S.A. ("Enel Brasil"), por un monto total ascendente a 9.475.000.000 BRL, equivalentes a US$ 2.516.266.100 aproximadamente, posibilitando de esta forma el pago por parte de Enel Brasil de los créditos de corto plazo otorgados por financistas a dicha sociedad, con el objeto de solventar el pago de la deuda que Enel Brasil mantenía con Enel Finance International N.V. Con esta operación, se ha dado cumplimiento a uno de los usos de fondos del aumento de capital aprobado por la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el pasado 30 de abril de 2019.

Con el pago de la deuda de Enel Brasil, la carga financiera se aliviará de forma considerable, lo cual se traducirá en menor gasto financiero y, por ende, en una mayor utilidad y una eventual mejora en el flujo de caja, tanto en Enel Brasil como en Enel Américas que consolida esta última.

- Con fecha 2 de septiembre de 2019 se informó hecho esencial en relación con el aumento de capital acordado en la junta extraordinaria de accionistas de la Sociedad celebrada con fecha 30 de abril de 2019 (la "Junta") e inscrito en el Registro de Valores de la CMF bajo el N° 1083 (el "Aumento de Capital"):

  Entre el 6 y el 29 de agosto de 2019, la Sociedad realizó el segundo período de opción preferente para suscribir 504.945.557 acciones emitidas con cargo al Aumento de Capital. Durante dicho período, tanto en el mercado local como en el estadounidense, se suscribieron y pagaron un total de 408.826.391 acciones, representativas de un 80,96% del total de acciones ofrecidas en dicho período, por un monto total de US$66.274.116 aproximadamente.

  De esta forma, la Sociedad ha concluido con éxito el primer y el segundo período de oferta preferente del Aumento de Capital, habiéndose suscrito un total de 18.633.669.520 acciones, representativas de un 99,49% del total de acciones emitidas con cargo al Aumento de Capital, por un monto total de US$3.020.670.890 aproximadamente, alcanzándose el monto aprobado por la Junta.

  Luego de concluido el primer y segundo período de oferta preferente, quedaron sin suscribir un total de 96.119.166 nuevas acciones. De conformidad a lo autorizado por la Junta, las acciones remanentes podrán ser ofrecidas por el Directorio de la Sociedad a accionistas o terceros, en condiciones y precios diferentes a los de la primera oferta de suscripción preferente, siempre que estas ofertas a accionistas o terceros se realicen en bolsas de valores chilenas, lo que, de ocurrir, será oportunamente informado al mercado.

- Con fecha 12 de septiembre de 2019 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  En sesión extraordinaria de Directorio de la Sociedad celebrada el día 12 de septiembre de 2019, este órgano societario acordó abstenerse de colocar las 96.119.166 acciones emitidas con cargo al Aumento de Capital ascendentes a un 0,51% aproximadamente del total emitido y que quedaron pendientes de suscripción y pago luego de concluido el segundo período de oferta preferente. De esta forma y de acuerdo a lo acordado en la Junta, una vez que se cumpla el plazo de 1 año contado desde el 30 de abril de 2019, el capital de la Sociedad quedará reducido de pleno derecho a la cantidad efectivamente pagada al vencimiento del plazo antes indicado.

- Con fecha 25 de noviembre de 2019 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  El Directorio de Enel Américas S.A, en sesión ordinaria celebrada el 25 de noviembre de 2019, acordó por la unanimidad de sus miembros presentes, el pago de un Dividendo Provisorio de USD 0,00161991859562863 por acción, con cargo al resultado del ejercicio 2019, a pagarse a contar del día 24 de enero de 2020. Dicho monto corresponde a un 15% de las utilidades líquidas de Enel Américas al 30 de septiembre de 2019, 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 17 de enero de 2020.

- Con fecha 26 de noviembre de 2019 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  El Directorio de la Compañía, en sesión celebrada el 25 de noviembre de 2019, aprobó el Plan Estratégico 2020-22 de Enel Américas.

  Los macro elementos del señalado Plan Estratégico prevén para el trienio 2020 – 2022 un EBITDA acumulado de aprox. US$ 15.2 miles de millones y un CAPEX acumulado de aprox. US$ 5.3 miles de millones.

Atendido que los contenidos el 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 27 de noviembre de 2019 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  En el marco de la oferta pública de adquisición de acciones presentada por nuestra filial, Enel Brasil S.A., sobre acciones de la filial Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. ("Eletropaulo"), con fecha 21 de noviembre se efectuó el remate de las acciones. En dicho remate Enel Brasil adquirió 2.959.302 acciones, que corresponden al 1,48% del total acciones de la empresa, con lo que Enel Brasil pasó a ser propietario de 192.282.847 acciones (equivalentes al 95,9% del total de acciones de Eletropaulo). La liquidación de esta transacción se verificó en el 25 de noviembre, a un valor de 49,39 reales por acción. El monto total de la transacción fue de R$ 146,2 millones.

  Con fecha 27 de noviembre de 2019 Eletropaulo aprobó en Asamblea General de Accionistas y de conformidad con las normas societarias de la República de Brasil, el rescate de todas las acciones emitidas y en circulación de dicha compañía, de conformidad con los siguientes términos y condiciones:

  (a) Rescate de Acciones: la totalidad de las 5.174.050 acciones en circulación de la compañía, que representan el 2,58% de su capital accionario;
  (b) Precio de Rescate: el precio a ser pagado por acción rescatada será de R$ 49,46, monto que equivale al precio por acción pagado en la Oferta Pública de Adquisición de Acciones actualizado por la tasa SELIC publicada por el Banco Central de Brasil desde la fecha del remate hasta la fecha de pago efectivo del precio del rescate.
  (c) Fecha de Pago: 5 de diciembre de 2019.

  La ejecución de las mencionadas operaciones permitirá que Eletropaulo permanezca registrada ante la Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") exclusivamente en la Categoría B (prevista para emisiones de deuda) y se cancele su registro en la categoría A (para acciones y deudas).

  Enel Brasil ha financiado las operaciones antes descritas con cargo a la caja disponible en dicha Compañía.

  Mayores detalles de la operación descrita se encuentran en el Fato Relevante emitido por Eletropaulo con fecha de ayer, el cual se adjunta.

  Los efectos financieros de dicha operación no son cuantificables a esta fecha.

ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.
Publicly-held Company
CNPJ/ME No. 61.695.227/0001-93
NIRE 35300050274

MATERIAL FACT

Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. ("Eletropaulo" or "Company") (B3: ELPL3), pursuant to the Securities and Exchange Commission of Brazil ("CVM") Normative Instruction No. 358, issued on January 3, 2002, as amended, the CVM Normative Instruction No. 361, of March 5, 2002, as amended ("CVM Instruction No. 361/02"), and in accordance with Law No. 6,404 of December 15, 1976, as amended ("Brazilian Corporations Act"), hereby informs its shareholders and the market in general of the approval, at the Company's General Shareholders Meeting held on the date hereof ("GSM"), of the redemption of all shares issued by the Company which are in free float, pursuant to the provisions of Article 4, fifth paragraph, of the Brazilian Corporations Act ("Redemption"), to be carried out according to the following terms and conditions:

(a) Redeemed Shares: all of the 5,174,050 free-float Company common shares, representing 2.58% of its share capital will be redeemed ("Redeemed Shares");

(b) Redemption Price: the price per Redeemed Share to be paid to its respective shareholder as a result of the Redemption will be R$ 49.46, pursuant to Article 25-A of CVM Instruction No. 361/02, amount equal to the price per share paid in the public tender offer for the acquisition of shares issued by Eletropaulo, whose auction was held at B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão ("B3") on November 21, 2019 ("Auction"), that is, R$ 49.39, updated by the variation of the Special System of Settlement and Custody Rate published by the Central Bank of Brazil (SELIC Rate) since the Auction settlement date (*i.e.*, November 25, 2019) until the date of the effective payment of the Redemption price ("Redemption Price");

(c) Payment Date: the payment of the Redemption Price will occur on December 5, 2019, in compliance with Article 20, item III, of CVM Instruction No. 361/02 ("Payment Date"); and

(d) Payment Method: the Redemption Price will be paid in national currency, on the Payment Date, and the payment will be made **(i)** through the respective custodian agents of the holders of Redeemed Shares, for shareholders holding shares deposited in the fungible custody environment of B3; and **(ii)** through their registered accounts before the Company's registrar, Itaú Corretora de Valores S.A. ("Registrar"), for shareholders holding shares in the registry environment of Registrar (i.e., outside of B3) – provided that the Redemption Price owed to shareholders whose registration information is not duly updated will be deposited and remain available at the Registrar, and such shareholders shall go to any of

Registrar's branches with the documents indicated below, without limitation to other documents that Registrar may request:

- **Natural Person**: **(1)** a certified copy of *Cadastro de Pessoas Físicas* registration ("CPF", i.e. Brazilian Taxpayers Registry for Natural Persons), **(2)** a certified copy of identification card, and **(3)** a certified copy of proof of residency. Representatives of minors, legally-incapacitated persons and shareholders represented by an attorney-in-fact must present documentation granting powers of representation and certified copies of the CPF and identification card of such representatives. The representatives of minors and legally-incapacitated persons must also present the respective judicial authorization and a copy of the relevant bank account information;

- **Legal Entity, investment funds and other unincorporated organizations**: **(1)** a certified copy of the latest restated bylaws or articles of association, investment fund rules, or equivalent document, **(2)** a certified copy of the *Cadastro Nacional das Pessoas Jurídicas* registration card ("CNPJ", i.e. Brazilian Taxpayers Registry for Legal Entities), **(3)** certified copies of the corporate documentation granting powers of representation, if the last version of the restated bylaws or articles of association, investment fund rules or equivalent document is not sufficient for that purpose, and **(4)** certified copies of the CPF, identification card and proof of residency of its representatives. Investors resident outside Brazil may be obligated to present other documents of representation; and

- **CMN Resolution No. 4.373 Investor or Law No. 4,131 Investor**: a shareholder that has invested in the shares object of the Offer through the mechanisms established by Resolution CMN No. 4,373, of September 29, 2014, as amended ("CMN Resolution No. 4,373 Investor") or by Law No. 4,131, dated September 3, 1962 ("Law No. 4,131 Investor"), must provide beyond the documents described in items above, as applicable, document attesting its registration number before the CVM and before the Central Bank of Brazil (in this last case, the number of the RDE-Portfolio and the RDE-IED). In case the shareholder is a foreign natural person, the CMN Resolution No. 4,373 Investor must present, in addition to the documents indicated herein, a certified copy of their CPF registration.

After the submission of the documents requested above and its verification and validation by the Registrar, the payment of the Redemption Price shall be duly processed in an account indicated by the relevant shareholder, in accordance with the Payment Date described above.

The Redemption Price will be paid to the Company's shareholders based on their respective shareholding position registered on this date (*i.e.*, November 26, 2019), and the shares issued by of Eletropaulo will be blocked for trading from November 27, 2019.

Additionally, the Company informs that, specifically for non-resident shareholders, pursuant to the applicable legislation, Income Tax will be automatically retained upon payment, over the positive balance, if any, between the amount received as a result of the Redemption and the corresponding cost of acquisition of the shares held by such shareholders not resident in Brazil, at progressive rates from 15% to 22.5% depending on the recognized gains (or 25% for such shareholders located in in low- or zero-taxation jurisdictions, as defined by the tax authorities).

As a result, non-resident shareholders shall inform directly to the Company their respective average cost of acquisition of shares issued by the Company held by them. Such information must be sent **(i)** to Eletropaulo's Investor Relations Department at the e-mail ri.eletropaulo@enel.com or to the Company headquarters address, and **(ii)** to the non-resident shareholders' custodian agents, provided that:

- non-resident shareholders must send, in each case, trustworthy documentation demonstrating the average cost informed; and

- the information and documents mentioned above must be received by Company **until November 29, 2019** (including this date).

If the information and documents mentioned above are not received by Eletropaulo until November 29, 2019 (including such date), or if the documentation sent is insufficient, on the Company's sole criteria to support the informed average cost, **Eletropaulo will consider that the cost of acquisition for such non-resident shareholder is equivalent to zero**, so that the amount received as a result of the Redemption will be entirely considered as capital gains, as authorized by the applicable legislation. In any case, the responsibility of the content of the information sent is exclusive to the non-resident shareholder and their respective legal representative in Brazil.

In case of any doubts and/or need for additional clarification, shareholders should contact the Registrar, during the business hours (from 9 a.m. to 6 p.m. on business days), through their service channel by telephone at 3003-9285 (capitals and metropolitan regions) or 0800-720-9285 (other areas) or in any of the following specialized branches, during banking opening hours:

- **São Paulo**: R. Boa Vista, nº 176, 1º subsolo, Centro, São Paulo / SP
- **Rio de Janeiro**: Av. Almirante Barroso, nº 52, 2º andar, Centro, Rio de Janeiro / RJ

The Company's Investor Relations department is also available for clarification through the telephone +55 (11) 2195-7048 or by e-mail at ri.eletropaulo@enel.com.

Eletropaulo will maintain its shareholders and the market informed regarding the development of the Redemption, according to the applicable regulations.

Barueri, November 26, 2019.

ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.
Monica Hodor
Executive Vice President and Investor Relations Officer

BRIGHT

22. 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

BRIGHTER

23. ESTADOS FINANCIEROS

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 2019 y 2018 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 2019, 2018 y 2017 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 2019 y 2018 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Énfasis en un asunto – Cambio de Moneda Funcional y de Presentación

Tal como se explica en el Estado de Cambios en el Patrimonio Neto, 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.

Santiago, 26 de febrero de 2020

Gastón Villarroel O.
EY Audit SpA

Estados de Situación Financiera Consolidados

al 31 de diciembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018
(En miles de dólares estadounidenses - MUS$)

ACTIVOS	Nota	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	8	1.938.997	1.904.285
Otros activos financieros corrientes	9	120.383	210.393
Otros activos no financieros corrientes	10	486.162	307.732
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	11	3.504.457	3.551.022
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	12	16.369	14.337
Inventarios corrientes	13	396.239	339.398
Activos por impuestos corrientes	14	107.321	50.994
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		**6.569.928**	**6.378.161**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5.1	11.326	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		**11.326**	**5.825**
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		**6.581.254**	**6.383.986**
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	9	3.049.811	2.796.475
Otros activos no financieros no corrientes	10	2.735.890	1.140.708
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	11	587.957	906.508
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	12	847	1.652
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	15	1.978	2.596
Activos intangibles distintos de la plusvalía	16	5.527.879	5.827.289
Plusvalía	17	1.173.043	1.205.570
Propiedades, planta y equipo	18	9.019.237	8.686.827
Propiedad de inversión		10.254	11.708
Activos por impuestos diferidos	19	1.088.234	433.037
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		**23.195.130**	**21.012.370**
TOTAL ACTIVOS		**29.776.384**	**27.396.356**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	20	1.490.051	1.648.099
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	23	3.920.045	4.116.247
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	12	494.511	2.996.668
Otras provisiones corrientes	24	286.052	422.863
Pasivos por impuestos corrientes	14	220.727	192.924
Otros pasivos no financieros corrientes	10	320.755	270.120
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		**6.732.141**	**9.646.921**
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5.1	3.791	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		**3.791**	**3.835**
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		**6.735.932**	**9.650.756**
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	20	4.890.458	4.621.868
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	23	2.335.997	933.056
Otras provisiones no corrientes	24	976.327	1.363.976
Pasivo por impuestos diferidos	19	643.854	546.070
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	25	1.836.362	1.343.507
Otros pasivos no financieros no corrientes	10	111.268	105.223
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		**10.794.266**	**8.913.700**
TOTAL PASIVOS		**17.530.198**	**18.564.456**
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	26.1.1	9.783.875	6.763.204
Ganancias acumuladas		5.474.411	4.841.687
Otras reservas	26.5	(5.291.999)	(4.880.883)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		**9.966.287**	**6.724.008**
Participaciones no controladoras	**26.6**	**2.279.899**	**2.107.892**
PATRIMONIO TOTAL		**12.246.186**	**8.831.900**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		**29.776.384**	**27.396.356**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017
(En miles de dólares estadounidenses - MUS$)

		enero - diciembre		
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS Ganancia (pérdida)	Nota	**2019 MUS$**	2018 MUS$	2017 MUS$
Ingresos de actividades ordinarias	27	13.053.376	11.924.761	9.489.266
Otros ingresos, por naturaleza	27	1.260.736	1.064.928	948.737
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza		**14.314.112**	**12.989.689**	**10.438.003**
Materias primas y consumibles utilizados	28	(8.541.023)	(7.948.400)	(5.882.788)
Margen de Contribución		**5.773.089**	**5.041.289**	**4.555.215**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		181.565	177.997	173.186
Gastos por beneficios a los empleados	29	(809.753)	(840.493)	(837.984)
Gasto por depreciación y amortización	30	(948.330)	(862.440)	(648.114)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	30	2.126	61.753	44.577
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinadas de acuerdo con NIIF 9	30	(279.125)	(122.501)	(124.325)
Otros gastos por naturaleza	31	(1.150.709)	(1.021.085)	(943.156)
Resultado de Explotación		**2.768.863**	**2.434.520**	**2.219.399**
Otras ganancias (pérdidas)		14.196	681	5.345
Ingresos financieros	32	449.661	358.081	293.843
Costos financieros	32	(1.088.631)	(1.071.759)	(869.535)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	15	583	2.452	3.310
Diferencias de cambio	32	136.960	110.635	(6.714)
Resultado por unidades de reajuste	32	124.477	270.380	-
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		**2.406.109**	**2.104.990**	**1.645.648**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	19	(236.346)	(437.932)	(519.134)
GANANCIA (PÉRDIDA)		**2.169.763**	**1.667.058**	**1.126.514**
Ganancia (pérdida) atribuible a				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		1.614.085	1.201.381	709.043
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	26.6	555.678	465.677	417.471
GANANCIA (PÉRDIDA)		**2.169.763**	**1.667.058**	**1.126.514**
Ganancia por acción básica				
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	US$ / acción	0,02465	0,02091	0,01234
Ganancia (pérdida) por acción básica	US$ / acción	0,02465	0,02091	0,01234
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		65.480.640.658	57.452.641.516	57.452.641.516
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	US$ / acción	0,02465	0,02091	0,01234
Ganancias (pérdida) diluida por acción	US$ / acción	0,02465	0,02091	0,01234
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		65.480.640.658	57.452.641.516	57.452.641.516

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017
(En miles de dólares estadounidenses - MUS$)

		enero - diciembre		
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS	Nota	**2019 MUS$**	2018 MUS$	2017 MUS$
Ganancia (Pérdida)		**2.169.763**	**1.667.058**	**1.126.514**
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	25	(576.143)	(177.527)	(4.941)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo		(576.143)	(177.527)	(4.941)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión		(765.005)	(1.575.134)	(95.501)
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		(598)	(458)	(829)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		6.100	(5.763)	12.723
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		(194)	3.036	12
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		(759.697)	(1.578.319)	(83.595)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(1.335.840)	(1.755.846)	(88.536)
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		195.098	59.684	3.694
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral				
que no se reclasificarán al resultado del periodo		195.098	59.684	3.694
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		(2.165)	1.354	(5.088)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo		(2.165)	1.354	(5.088)
Total Otro resultado integral		**(1.142.907)**	**(1.694.808)**	**(89.930)**
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**1.026.856**	**(27.750)**	**1.036.584**
Resultado integral atribuible a				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		623.512	(121.326)	650.731
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		403.344	93.576	385.853
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**1.026.856**	**(27.750)**	**1.036.584**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017
(En miles de dólares estadounidenses - MUS$)

			Cambios en Otras Reservas			
Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	Capital emitido y pagado	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	Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales
Saldo inicial al 01/01/2019	**6.763.204**		**(1.666.109)**	**(5.094)**	**-**	**(397)**
Cambios en patrimonio						
Resultado Integral						
Ganancia (pérdida)						
Otro resultado integral			(617.046)	3.760	(376.997)	(290)
Resultado integral						
Emisión de patrimonio	3.020.671		-			
Dividendos						
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	376.997	-
Total de cambios en patrimonio	**3.020.671**	**-**	**(617.046)**	**3.760**	**-**	**(290)**
Saldo final al 31-12-2019	**9.783.875**	**-**	**(2.283.155)**	**(1.334)**	**-**	**(687)**

			Cambios en Otras Reservas			
Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	Capital emitido y pagado	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	Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales
Saldo inicial al 01/01/2018	**6.763.204**	**-**	**(453.995)**	**(3.472)**	**-**	**(175)**
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables (1)	-		-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	**6.763.204**	**-**	**(453.995)**	**(3.472)**	**-**	**(175)**
Cambios en patrimonio						
Resultado Integral						
Ganancia (pérdida)						
Otro resultado integral			(1.212.114)	(1.622)	(108.749)	(222)
Resultado integral						
Dividendos						
Incremento (disminución) por otros cambios	-		-	-	108.749	-
Total de cambios en patrimonio	**-**	**-**	**(1.212.114)**	**(1.622)**	**-**	**(222)**
Saldo final al 31-12-2018	**6.763.204**	**-**	**(1.666.109)**	**(5.094)**	**-**	**(397)**

			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	Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales
Saldo inicial al 01/01/2017	**9.023.164**	**(139.630)**	**(2.610.348)**	**(4.426)**	**-**	**217**
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables (2)	(2.119.480)	(849)	2.221.406	(6.997)	-	10
Saldo Inicial Reexpresado	**6.903.684**	**(140.479)**	**(388.942)**	**(11.423)**	**-**	**227**
Cambios en patrimonio						
Resultado Integral						
Ganancia (pérdida)						
Otro resultado integral			(65.053)	7.951	(808)	(402)
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**	**-**	**(402)**
Saldo final al 31/012/2017	**6.763.204**	**-**	**(453.995)**	**(3.472)**	**-**	**(175)**

(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.

(2) Corresponde a ajuste por cambio en moneda funcional aplicado el 1 de enero de 2017, convertidos desde peso chileno a dólares estadounidenses usando el tipo de cambio $669,47.

Otras reservas varias	Total Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
(3.209.283)	**(4.880.883)**	**4.841.687**	**6.724.008**	**2.107.892**	**8.831.900**
		1.614.085	1.614.085	555.678	2.169.763
-	(990.573)		(990.573)	(152.334)	(1.142.907)
			623.512	403.344	1.026.856
			3.020.671		3.020.671
		(604.364)	(604.364)	(289.052)	(893.416)
202.460	579.457	(376.997)	202.460	57.715	260.175
202.460	**(411.116)**	**632.724**	**3.242.279**	**172.007**	**3.414.286**
(3.006.823)	**(5.291.999)**	**5.474.411**	**9.966.287**	**2.279.899**	**12.246.186**

Otras reservas varias	Total Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
(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
(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
-	(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
199.639	**(1.014.319)**	**590.409**	**(423.910)**	**23.273**	**(400.637)**
(3.209.283)	**(4.880.883)**	**4.841.687**	**6.724.008**	**2.107.892**	**8.831.900**

Otras reservas varias	Total Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
(4.093.262)	**(6.707.819)**	**4.023.919**	**6.199.634**	**1.680.105**	**7.879.739**
728.703	2.943.122	(822.793)	-	-	-
(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
-	(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)
(44.363)	**(101.867)**	**382.705**	**280.837**	**117.931**	**398.768**
(3.408.922)	**(3.866.564)**	**3.583.831**	**6.480.471**	**1.798.036**	**8.278.507**

Estados de Flujo de Efectivo Consolidados, Directos

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017
(En miles de dólares estadounidenses - MUS$)

		enero - diciembre		
Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	**2019 MUS$**	2018 MUS$	2017 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		18.408.759	16.445.981	12.914.844
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		38.223	48.659	44.388
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		26.940	48.028	26.155
Otros cobros por actividades de operación		828.859	752.842	629.627
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(9.343.478)	(8.597.388)	(6.470.110)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(867.683)	(786.892)	(886.921)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(11.723)	(11.345)	(10.050)
Otros pagos por actividades de operación	8.c	(5.723.433)	(5.227.832)	(3.629.559)
Intereses pagados		(8.343)	-	-
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)				
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(561.805)	(593.948)	(492.495)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(258.805)	(233.540)	(255.830)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**2.527.511**	**1.844.565**	**1.870.049**
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)
Flujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones no controladoras		(97.517)	-	(80.768)
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		284.939	294.562	209.535
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(245.390)	(335.668)	(234.346)
Préstamos a entidades relacionadas		-	-	(224.075)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		-	1.000	-
Compras de propiedades, planta y equipo		(891.599)	(750.435)	(682.466)
Compras de activos intangibles		(767.291)	(790.184)	(688.160)
Compras de otros activos a largo plazo		-	-	(435.597)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(3.909)	(3.079)	(13.860)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		14.981	14.003	52.564
Cobros a entidades relacionadas		-	-	224.075
Dividendos recibidos		1.521	1.524	1.823
Intereses recibidos		111.730	99.648	100.542
Otras entradas (salidas) de efectivo		(7.263)	(10.125)	11.993
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(1.599.798)**	**(3.069.189)**	**(2.479.141)**

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - diciembre 2019 MUS$	2018 MUS$	2017 MUS$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación				
Importes procedentes de la emisión de acciones	26.1.1	2.999.874	-	-
Total importes procedentes de préstamos	8.d	4.898.823	4.538.165	1.503.047
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		1.164.306	2.836.717	1.434.395
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		3.734.517	1.701.448	68.652
Préstamos de entidades relacionadas		-	2.686.387	257.453
Pago de préstamos	8.d	(4.782.344)	(4.301.358)	(1.127.892)
Pagos de pasivos por arrendamientos	8.d	(59.177)	(31.619)	(46.975)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	8.d	(2.662.433)	-	(257.955)
Dividendos pagados		(723.983)	(591.958)	(543.774)
Intereses pagados	8.d	(614.599)	(439.552)	(343.991)
Otras entradas (salidas) de efectivo	8.d	120.935	7.001	(28.433)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**(822.904)**	**1.867.066**	**(588.520)**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		104.809	642.442	(1.197.612)
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		(70.097)	(210.920)	(19.081)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**34.712**	**431.522**	**(1.216.693)**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	8	1.904.285	1.472.763	2.689.456
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	**8**	**1.938.997**	**1.904.285**	**1.472.763**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros

Índice

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO 260
2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS 261
   2.1 Principios contables 261
   2.2 Nuevos pronunciamientos contables 261
   2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas 266
   2.4 Sociedades subsidiarias 266
      2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación 267
      2.4.2 Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50% 268
   2.5 Entidades asociadas 268
   2.6 Acuerdos conjuntos 269
   2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio 269
3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS 270
   a) Propiedades, planta y equipo 270
   b) Propiedad de inversión 272
   c) Plusvalía 273
   d) Activos intangibles distintos de la plusvalía 273
      d.1) Concesiones 273
      d.2) Gastos de investigación y desarrollo 274
      d.3) Otros activos intangibles 274
   e) Deterioro del valor de los activos no financieros 275
   f) Arrendamientos 277
   g) Instrumentos financieros 278
      g.1) Activos financieros no derivados 278
      g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes 279
      g.3) Deterioro de valor de los activos financieros 279
      g.4) Pasivos financieros excepto derivados 280
      g.5) Derivados y operaciones de cobertura 280
      g.6) Baja de activos y pasivos financieros 281
      g.7) Compensación de activos y pasivos financieros 281
      g.8) Contratos de garantías financieras 282
   h) Medición del valor razonable 282
   i) Inversiones contabilizadas por el método de participación 283
   j) Inventarios 283
   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 283
   l) Acciones propias en cartera 284
   m) Provisiones 284
      m.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares 285
   n) Conversión de saldos en moneda extranjera 285
   o) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes 286
   p) Impuesto a las ganancias 286
   q) Reconocimiento de ingresos y gastos 287
   r) Ganancia (pérdida) por acción 288
   s) Dividendos 288
   t) Gastos de emisión y colocación de acciones 288
   u) Estado de flujos de efectivo 289
   v) Moneda funcional 289
4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO 289
   a) Marco regulatorio: 289
   b) Revisiones tarifarias: 310
5. ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA O MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y OPERACIONES DISCONTINUADAS 317
6. COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y ADQUISICIONES 318
7. HIPERINFLACION ARGENTINA 322
8. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO 323
9. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS 326
10. OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS 326
11. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR 328
12. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS 330
   a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas 330
   b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas 331
   c) Transacciones significativas y sus efectos en resultados: 332
   d) Transacciones significativas Enel Américas: 332
      a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia 335
      b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia. 335

13. INVENTARIOS 336
14. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS 336
15. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN 337
15.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación 337
16. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA 338
17. PLUSVALÍA 340
18. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO 341
19. IMPUESTO A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS 345
a) Impuesto a las ganancias 345
b) Impuestos diferidos 346
20. OTROS PASIVOS FINANCIEROS 350
a. Préstamos que devengan intereses. 350
b. Obligaciones con el Público No Garantizadas 354
c. Obligaciones con el Público Garantizadas 360
d. Deuda de cobertura. 370
e. Otros aspectos. 370
f. Flujos futuros de deuda no descontados 370
21. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS 372
22. INSTRUMENTOS FINANCIEROS 376
22.1 Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría. 376
22.2 Instrumentos derivados 377
22.3 Jerarquías del valor razonable 380
23. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES Y NO CORRIENTES 381
24. PROVISIONES 382
25. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO 383
25.1 Aspectos generales: 383
25.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros: 384
25.3 Otras revelaciones: 387
26. PATRIMONIO 388
26.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora. 388
26.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión 390
26.3 Gestión del capital 390
26.4 Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio) 390
26.5 Otras Reservas 390
26.6 Participaciones no controladoras. 392
27. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS 393
28. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS 394
29. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS 394
30. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO DE PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPOS Y ACTIVOS FINANCIEROS NIIF 9 394
31. OTROS GASTOS POR NATURALEZA 395
32. RESULTADO FINANCIERO 395
33. INFORMACIÓN POR SEGMENTO 397
33.1 Criterios de segmentación 397
33.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros 399
33.3 Países 402
33.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países 406
34. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS 414
34.1 Garantías directas 414
34.2 Garantías Indirectas 414
34.3 Litigios y arbitrajes 415
34.4 Restricciones financieras. 428
34.5 Otras informaciones 431
35. DOTACIÓN 439
36. SANCIONES 440
37. MEDIO AMBIENTE 448
38. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIAS 450
39. HECHOS POSTERIORES 452
ANEXO N°1 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA 454
ANEXO N°2 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012 456
ANEXO N°2.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES 458
ANEXO N°2.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE 462
ANEXO N°3 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES 462

Notas a los Estados Financieros Consolidados

CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019
(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"), 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 57,26%.

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 en el año 2016, el 1 de marzo del mismo año la entonces Enersis S.A. pasó a denominarse Enersis Américas S.A. El 1 de diciembre de 2016, 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 17.295 trabajadores al 31 de diciembre de 2019. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2019 fue de 17.671 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica ver Nota 35.

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 2018 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 27 de febrero de 2019, y posteriormente presentados a consideración de la Junta General de Accionistas, celebrada con fecha 30 de abril de 2019, órgano que aprobó de forma definitiva los mismos.

Nota 2 Bases de Presentación de los Estados Financieros Consolidados

2.1 Principios contables

Los estados financieros consolidados de Enel Américas al 31 de diciembre de 2019, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 26 de febrero de 2020, 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 2019 y 2018, 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 2019, 2018 y 2017, y sus correspondientes notas.

Estos estados financieros consolidados presentan de forma voluntaria las cifras correspondientes al año 2017 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 2019:

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

• NIIF 16 "Arrendamientos"

La NIIF 16, emitida en enero de 2016 por el IASB, establece los principios para el reconocimiento, medición y presentación de los arrendamientos, y sus revelaciones asociadas. La nueva norma sustituyó a la 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 comenzó su aplicación efectiva a partir del 1 de enero de 2019.

La NIIF 16 se basa en el concepto de control para la determinación de si un contrato es o contiene un arrendamiento. Respecto al tratamiento contable para el arrendador y el arrendatario la 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 reconoce 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 por derecho de uso separadamente del interés correspondiente al pasivo por arrendamiento 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 que establecía la NIC 17. El arrendador debe clasificar los arrendamientos como operativos o financieros, bajo los mismos principios de la norma anterior.

La implementación de la NIIF 16 en el Grupo requirió la aplicación de juicios y supuestos, los cuales se resumen a continuación:

- Análisis de los contratos de arrendamiento 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 actúan como arrendador.
- Estimación de los plazos de arrendamiento, en función del periodo no cancelable y de los periodos 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 por 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 el cálculo de los efectos al 1 de enero de 2019, el Grupo utilizó la tasa incremental de endeudamiento, definida esta como la tasa de interés que la compañía 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 Grupo escogió utilizar la exención de aplicación de la Norma 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). Ver Notas 3.f y 18.d.

Para la transición de la nueva Norma, el Grupo aplicó las siguientes soluciones prácticas:

- No evaluar nuevamente si un contrato es, o contiene, un arrendamiento. En su lugar, aplicó 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 aplicó la norma a los contratos que no fueron previamente identificados como que contenían un arrendamiento.
- Aplicar la Norma retroactivamente con el efecto acumulado de la aplicación inicial, lo que supone no reexpresar periodos comparativos y presentar el efecto acumulado de la aplicación inicial de la Norma como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas al 1 de enero de 2019.
- Reconocer en la fecha de aplicación inicial activos por derecho de uso por un importe igual a los pasivos por arrendamiento, ajustado por el importe de cualquier pago por arrendamientos anticipados o acumulados reconocidos en el estado de situación financiera 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 contratos de arrendamiento de terrenos, edificios y automóviles. Como consecuencia del cambio de modelo contable para los arrendatarios, el Grupo presentó un aumento en los pasivos corrientes y no corrientes por un monto total de MUS$ 71.826 al 1 de enero de 2019, por el reconocimiento de pasivos por arrendamiento, y un aumento en los activos no corrientes por igual monto, como consecuencia del reconocimiento de los derechos de uso originados en dichos contratos. Cabe destacar que la aplicación de la Norma no generó un efecto en el saldo de apertura de las ganancias acumuladas al 1 de enero de 2019. Para mayor información ver Notas 18.c y 20.

El promedio ponderado de la tasa incremental por préstamos utilizada para el registro de los pasivos por arrendamiento al 1 de enero de 2019, fue de 9,7%.

La conciliación entre el monto total de los pagos futuros mínimos derivados de los contratos de arrendamiento operativo de acuerdo a NIC 17 y el pasivo financiero por arrendamiento registrado al 1 de enero de 2019, es como sigue:

	MUS$
Pagos futuros mínimos de arrendamientos operativos al 31.12.2018	97.657
Efecto del descuento de acuerdo a la tasa Incremental por préstamos	(20.853)
Pagos mínimos de arrendamientos de corto plazo, a la fecha de transición	(4.978)
Pasivo por arrendamiento	71.826

Producto de lo anterior, durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019 el Grupo reconoció un mayor gasto financiero asociado a los nuevos pasivos por arrendamientos por MUS$ 8.962, y una mayor depreciación asociada a los derechos de uso por MUS$ 30.056.

• 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 re-

visión 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 comenzó su aplicación efectiva a partir del 1 de enero de 2019. La aplicación de CINIIF 23, no generó impactos en los estados financieros consolidados de Enel Américas y sus subsidiarias.

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

• 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 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 terminar 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, son mínimos.

La aplicación de esta enmienda, a partir del 1 de enero de 2019, no generó impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

• Enmienda a NIC 28 "Participación a largo plazo en asociadas y negocios conjuntos".

La enmienda aclara 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.

La aplicación de esta enmienda, a partir del 1 de enero de 2019, no generó 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": Aclara que el impuesto a las ganancias de los dividendos 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 pasan a formar parte de los préstamos generales de la entidad, a efectos del cálculo de la tasa de capitalización, cuando se completan sustancialmente todas las actividades necesarias para preparar el activo para su uso o venta previstos.

La aplicación de estas mejoras, a partir del 1 de enero de 2019, no generó 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 periodo de reporte. La enmienda especifica que se requiere que una entidad determine el costo actual del servicio y el interés neto por el resto del periodo anual, utilizando los supuestos actuariales utilizados para volver a medir el pasivo (activo) por beneficios definidos y los activos del plan después de la modificación, reducción o liquidación del plan.

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. Este monto se reconoce en resultados. Luego, una entidad determina el efecto del techo del activo 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 no se compensan con dichos montos.

Las enmiendas se aplican a los cambios, reducciones o liquidaciones del plan ocurridas a partir del 1 de enero de 2019.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2020 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. Enmiendas y Mejoras

Enmiendas y Mejoras	Fecha de aplicación obligatoria:
Marco Conceptual (Revisado)	1 de enero de 2020
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 9, NIC 39 y NIIF 7: Reforma de las tasas de interés de referencia	1 de enero de 2020

• 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 emitió un documento de acompañamiento por separado, "Modificaciones a las Referencias al Marco Conceptual en las Normas NIIF", que establece enmiendas que afectan a otras NIIF con el fin de actualizar las referencias al nuevo Marco Conceptual.

El Marco Conceptual revisado, así como las Modificaciones a las Referencias al Marco Conceptual en las Normas NIIF, entran en vigencia a partir del 1 de enero de 2020. Se permite aplicación anticipada, si se adoptan al mismo tiempo todas las modificaciones realizadas. La Administración estima que la aplicación del Marco Conceptual Revisado no generará impactos significativos 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 añade guías y ejemplos ilustrativos para ayudar a las entidades a determinar si se ha adquirido un proceso sustancial e introduce una prueba de concentración de valor razonable opcional.

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.

• Enmiendas a NIC 1 y NIC 8 "Definición de Material o con Importancia Relativa".

En octubre de 2018 el IASB modificó 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.

• Enmiendas a NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7 "Reforma de las tasas de interés de referencia".

El 26 de septiembre de 2019, el IASB emitió enmiendas a NIIF 9 Instrumentos Financieros, NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición, y NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a revelar, en respuesta a la reforma que elimina gradualmente las tasas de interés de referencia, tales como de las tasas de interés de oferta interbancaria (IBORs, por su sigla en inglés). Las enmiendas proporcionan excepciones temporales de aplicación a algunos requisitos para la contabilidad de coberturas.

Las implicaciones contables de dicha reforma serán abordadas por el IASB en dos etapas. La primera de ellas, que culmina con estas enmiendas, se centra en los efectos contables de la incertidumbre en el periodo previo a la reforma. La segunda etapa, se centrará en establecer las posibles consecuencias contables de reemplazar las tasas de referencia.

Las NIIF requieren que las empresas utilicen información prospectiva para aplicar la contabilidad de cobertura. Si bien la reforma de las tasas de interés está en curso, existe incertidumbre acerca de cuándo se reemplazarán los puntos de referencia de la tasa de interés actual y con qué tipo de interés. Sin las enmiendas, dicha incertidumbre podría dar lugar a que una empresa tenga que suspender la contabilidad de coberturas debido al efecto de la reforma en su capacidad para realizar evaluaciones prospectivas (por ejemplo, no cumplir con el requisito "altamente probable" para coberturas de flujo de efectivo).

Las enmiendas son aplicables para 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.

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 3.d.1).
- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro (ver Nota 3.e).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 3.h).
- La determinación de la moneda funcional de Enel Américas (ver Nota 3.v)
- Aplicación del modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias previsto por la NIIF 15 (ver Nota 3.q).

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos no financieros y plusvalías (ver Nota 3.e).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 3.m.1 y 25).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.d).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.h y 22).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores (ver Nota 3.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 3.m).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, 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 3.p).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.
- Determinación de las pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros (ver Nota 3.g.3).
- Determinación del plazo de arrendamiento de contratos con opciones de renovación, así como las tasas a utilizar para descontar los pagos por arrendamiento (ver Nota 3.f).

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 periodos, 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 31-12-2019			Participación al 31-12-2018		
Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,73%	99,73%	-	99,73%	99,73%
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,75%	99,75%	-	99,75%	99,75%
Extranjero	Enel Generación Fortaleza S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Real brasileño	-	74,05%	74,05%	-	74,05%	74,05%
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Enel X Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,93%	99,93%	-	99,93%	99,93%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	95,88%	95,88%
Extranjero	Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande)	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Ingendesa do Brasil Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	-	-	1,00%	-	1,00%
Extranjero	Enel Brasil Investimento Sudeste S.A.	Brasil	Real brasileño	-	-	-	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Central Generadora Fotovoltaica Sao Francisco Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Tecnología de Redes S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Trading Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Nuxer Trading S.A.	Uruguay	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	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%	99,92%	-	99,92%
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	-	99,99%	99,99%	-	99,85%	99,85%
Extranjero	Enel X Colombia S.A.S	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Perú S.A.C.	Perú	Sol peruano	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	80,00%	80,00%	-	80,00%	80,00%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Sol peruano	-	83,60%	83,60%	-	83,60%	83,60%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Sol peruano	-	83,15%	83,15%	-	83,15%	83,15%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Sol peruano	-	96,50%	96,50%	-	96,50%	96,50%
Extranjero	Enel X Perú S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	99,99%	99,99%	-	-	-
Extranjero	Compañía Energética Veracruz S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%

2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación

- 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. (anteriormente denominada Eletropaulo Metropolitana de Eletricidade de Sao Paulo S.A.). Para mayores antecedentes relacionados con esta adquisición ver Nota 6.2.

- Durante el último trimestre de 2018, el Grupo Enel Brasil S.A. adquirió en Uruguay la sociedad Nuxer Trading S.A. y en Brasil la sociedad Central Geradora Fotovoltaica Sao Francisco Ltda., con el objeto de desarrollar las líneas de negocio de Enel X Brasil en dichos países.

- Durante el primer trimestre de 2019, se constituyó la subsidiaria Enel X Perú S.A.C., la cual tiene por objeto social, entre otros, desarrollar, implementar y vender productos y servicios relacionados con la energía que incorporen la innovación, tecnología de punta y las tendencias del futuro y sean distintos de la distribución eléctrica concesionada y de los servicios anexos a aquella.

- En septiembre de 2019, se constituyó la compañía Enel Tecnología de Redes S.A., propiedad 100% de Enel Brasil S.A., cuyo objeto es el planeamiento, desarrollo y ejecución de actividades de generación, distribución, transmisión y/o comercialización de energía, así como también la comercialización de equipamiento para la distribución, medición y control de la energía.

- En octubre de 2019, ingresó al perímetro de consolidación del Grupo la compañía Enel Trading Brasil S.A., compañía constituida por nuestra subsidiaria Enel Brasil S.A. con un 100% de participación, la cual tiene por objeto social el desarrollo de actividades de comercio mayorista y minorista de energía y otros productos no especificados, actividades de importación y exportación, actividades de gestión, como productos y servicios relacionados, así como la participación en otras compañías.

- Con fecha 6 de noviembre de 2019, Enel Brasil Investimento Sudeste S.A. se fusionó con Enel Distribución Sao Paulo S.A., siendo esta última la continuadora legal.

- El 27 de noviembre de 2019, se informa al mercado que nuestra filial Enel Brasil S.A., en el marco de la oferta pública de adquisición de acciones presentada sobre la filial Enel Distribución Sao Paulo S.A. adquirió 2.959.302 acciones, equivalentes al 1,5% del total de acciones de la empresa, por un monto de BRL146,2 millones (aproximadamente US$35,2 millones). Posteriormente, con fecha 5 de diciembre de 2019 Enel Distribución Sao Paulo S.A. procedió al rescate de las remanentes 5.174.050 acciones, que representaban el 2,62% del total de acciones, pagando un monto de BRL256 millones (aproximadamente US$62 millones). Mediante estas operaciones, Enel Brasil S.A. pasó a controlar el 100% de las acciones de Enel Distribución Sao Paulo S.A..

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 periodo, 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 3.i.

El detalle de las sociedades que clasifican como asociadas es el siguiente:

				Participación al 31-12-2019			Participación al 31-12-2018		
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	33,33%	-	33,33%	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 3.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.

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, las NIIF permiten valorar las participaciones no controladoras de la adquirida en la fecha de adquisición: i) a valor razonable; o ii) por la participación proporcional en los activos netos identificables de la adquirida, siendo esta última la metodología que el Grupo ha aplicado de forma sistemática a sus combinaciones de negocios.

   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 periodo 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 periodos 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 periodo.

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 periodo (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).
   c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.
   d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión" dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 26.2).

4. Los estados financieros de las subsidiarias cuya moneda funcional provenga de economías hiperinflacionarias, como es el caso de la economía Argentina (ver Nota 7), se ajustan primero por el efecto de la inflación, registrando cualquier ganancia o pérdida en la posición monetaria 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 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, con carácter general, 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 periodo de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un periodo de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define periodo sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al

financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión (ver Nota 18.b.1).

- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 18.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 24).

Las construcciones en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el periodo 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 periodo 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 periodo 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.

Adicionalmente, el Grupo reconoce activos por derecho de uso por arrendamientos correspondientes a propiedades, plantas y equipos, de acuerdo a los criterios establecidos en la Nota 3.f.

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 periodo 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	Periodo restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur (Distribución)	Argentina	1992	95 años	68 años
Enel Generación El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	1993	30 años	4 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	68 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	68 años
EGP Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	8 años
Enel Generación Fortaleza S.A (Generación)	Brasil	2001	30 años	12 años
Enel CIEN S.A. (Garabi I) (*)	Brasil	2000	20 años	0,5 años
Enel CIEN S.A. (Garabi II) (*)	Brasil	2002	20 años	2,6 años

(*) Nuestra subsidiaría Enel CIEN tiene como sus activos principales los sistemas de interconexión energética Garabi I y Garabi II, que a través de dos estaciones de conversión de frecuencia y líneas de transmisión de 2.200 MW, transportan energía entre Brasil y Argentina. El plazo de concesión de la línea Garabi I finaliza el 20 de junio de 2020, sin posibilidad de renovación, mientras que para la línea Garabi II el plazo de vigencia es hasta el 31 de julio de 2022. Actualmente, la compañía se encuentra trabajando junto al Gobierno de Brasil para extender el plazo de concesión de Garabi I hasta el final de la concesión de Garabi II, es decir hasta el 31 de julio del 2022. Si bien las partes se han mostrado a favor de la extensión, el acuerdo aún no ha sido formalizado. Durante el segundo semestre de 2021 se realizará una nueva licitación para ambas líneas, proceso en el que Enel CIEN evaluará la posibilidad de participar.

En la medida en que el Grupo reconoce los activos como Propiedades, plantas y equipos, éstos se amortizan durante el periodo menor entre la vida económica o plazo concesional, cuando el beneficio económico del activo se limita a su uso durante el periodo 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 3.d.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.

Un elemento de propiedades, planta y equipo se da de baja cuando se enajene o disponga del mismo 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 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 periodo 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 periodo (ver Nota 3.e).

d) Activos intangibles distintos de la plusvalía

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

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, 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 periodos 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 periodo 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 periodo de construcción o mejora, de acuerdo con la NIIF 15 (ver Nota 10).

Las obligaciones contractuales asumidas por el Grupo para el mantenimiento de la infraestructura durante su explotación, o por su devolución al cedente al final del acuerdo de concesión en las condiciones especificadas en el mismo, en la medida en que no suponga una actividad que genera ingresos, se reconoce siguiendo la política contable de provisiones (ver Nota 3.m).

Los gastos financieros se activan siguiendo los criterios establecidos en la letra a) de esta Nota, siempre y cuando el operador de la concesión tenga un derecho contractual para recibir un activo intangible.

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	Periodo restante hasta caducidad
Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla) (Distribución) (*)	Brasil	1996	30 años	7 años
Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce) (Distribución) (*)	Brasil	1997	30 años	8 años
Enel Distribución Goiás S.A. (Distribución) (*)	Brasil	2015	30 años	25 años
Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande) (**)	Brasil	2017	30 años	28 años
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (ex Eletropaulo) (Distribución) (*)	Brasil	1998	30 años	9 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 3.g.1 y 9).
(**) 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 Notas 3.g.1 y 9).

Al final de cada periodo 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 periodo 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 criterio utilizado para identificar las UGEs se basa esencialmente, en línea con la visión estratégica y operativa de la administración, en las características específicas del negocio, en las normas y regulaciones operativas del mercado en que el Grupo opera y en la organización corporativa.

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 2019, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones fueron las que a continuación se detallan:

		Tasas de crecimiento (g)	
		31-12-2019	
País	Moneda	Mínimo	Máximo
Argentina	Peso argentino	5,0%	6,7%
Brasil	Real brasileño	3,8%	
Perú	Sol peruano	2,5%	
Colombia	Peso colombiano	3,0%	

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 2019, fueron las siguientes:

		31-12-2019	
País	Moneda	Mínimo	Máximo
Argentina	Peso argentino	24,7%	50,6%
Brasil	Real brasileño	10,1%	23,4%
Perú	Sol peruano	7,6%	12,9%
Colombia	Peso colombiano	8,7%	11,8%

El enfoque utilizado por la compañía para asignar valor a cada hipótesis clave utilizada para proyectar los flujos de caja, considera:

- **Evolución de la demanda:** la estimación de crecimiento se ha calculado sobre la base de la proyección de incremento del Producto Interior Bruto (PIB), además de otros supuestos utilizados por las compañías respecto a la evolución del consumo, como por ejemplo el crecimiento del número de clientes.

- **Precios de compra y venta de energía:** se basan en modelos de proyección internos desarrollados específicamente. El precio del "pool" previsto se estima considerando una serie de factores determinantes como son los costos y producciones de las distintas tecnologías y la demanda eléctrica, entre otros.

- **Medidas regulatorias:** una parte importante del negocio de la compañía está regulado y sujeto a una normativa amplia, que podría ser objeto de modificación, ya sea mediante la introducción de nuevas leyes o por modificaciones de las vigentes, de manera que las proyecciones contemplan la adecuada aplicación del conjunto de normas vigentes y aquellas que se encuentran actualmente en desarrollo y se prevé su vigencia durante el periodo proyectado.

- **Capacidad instalada:** en la estimación de la capacidad instalada del Grupo se tienen en cuenta las instalaciones existentes, así como los planes de incremento y cierre de capacidad. El plan de inversiones se actualiza de forma continua sobre la base de la evolución del negocio, de normativas de calidad de servicio que determina el regulador y de cambios en la estrategia de desarrollo de la actividad adoptada por la Administración. En el ámbito de la generación se tienen en cuenta las inversiones necesarias para mantener la capacidad instalada en las condiciones adecuadas de operación, en la actividad de distribución se consideran las inversiones de mantenimiento, mejora y fortalecimiento de la red.

- **Hidrología y ERNC:** las proyecciones se realizan a partir de series históricas de las condiciones meteorológicas y proyectando, en base a éstas, un año medio.

- **Costos de combustibles:** para la estimación de los costos de combustibles se toman en consideración los contratos de suministro existentes y se realizan proyecciones a largo plazo de precios de petróleo, gas o carbón, basadas en mercados "forward" y estimaciones disponibles de analistas.

- **Costos fijos:** se proyectan considerando el nivel de actividad previsto, tanto en lo relativo a evolución de la plantilla (considerando ajustes salariales en línea con el IPC), como a otros costos de operación y mantenimiento, el nivel de inflación proyectado y los contratos de mantenimiento a largo plazo o de otro tipo existentes. También se consideran las eficiencias que el Grupo va adoptando en el tiempo, como por ejemplo aquellas que surgen de las iniciativas de digitalización de procesos internos.

- Se consideran siempre fuentes externas como forma de contrastar las hipótesis relacionadas con el entorno macroeconómico tales como la evolución de precios, crecimientos del PIB, demanda, inflación, tipos de interés y tipos de cambio, entre otras.

La experiencia pasada ha demostrado la fiabilidad de las proyecciones de la compañía, lo que permite basar las hipótesis clave en la información histórica. Durante el ejercicio 2019, las desviaciones observadas con respecto a las expectativas establecidas en las proyecciones utilizadas para realizar los test de deterioro a 31 de diciembre de 2018 no han sido significativas y los flujos de caja generados en el año 2019 se mantuvieron en un rango razonable de variación respecto a los previstos para dicho año.

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 periodos 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 periodos anteriores. En el caso de las plusvalías, las pérdidas por deterioro de valor reconocidas no son reversadas en periodos posteriores.

f) Arrendamientos

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, Enel Américas analiza el fondo económico del acuerdo, evaluando si el acuerdo transfiere el derecho a controlar el uso de un activo identificado por un periodo de tiempo a cambio de una contraprestación. Se considera que existe control si el cliente tiene i) derecho a obtener sustancialmente todos los beneficios económicos procedentes del uso de un activo identificado; y ii) derecho a dirigir el uso del activo.

Cuando el Grupo actúa como arrendatario, al comienzo del arrendamiento (es decir, en la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso) registra en el estado de situación financiera un activo por el derecho de uso y un pasivo por arrendamiento.

El Grupo reconoce inicialmente los activos por derecho de uso al costo. El costo de los activos por derecho de uso comprende: i) importe de la medición inicial del pasivo por arrendamiento; ii) los pagos por arrendamiento realizados hasta la fecha de comienzo, menos los incentivos de arrendamiento recibidos; iii) los costos directos iniciales incurridos; y iv) la estimación de los costos por desmantelamiento o restauración.

Posteriormente, el activo por derecho de uso se mide al costo, ajustado por cualquiera nueva medición del pasivo por arrendamiento, menos la depreciación acumulada y las pérdidas acumuladas por deterioro de valor. El activo por derecho de uso 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. Para determinar si el activo por derecho de uso se ha deteriorado, se aplican los mismos criterios detallados en la Nota 3.e.

El pasivo por arrendamiento se mide inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento, descontados a la tasa incremental por préstamos de la compañía, si la tasa de interés implícita en el arrendamiento no pudiera determinarse fácilmente. Los pagos por arrendamiento incluidos en la medición del pasivo comprenden: i) pagos fijos, menos cualquier incentivo de arrendamiento por cobrar; ii) pagos por arrendamiento variables que dependen de un índice o tasa; iii) garantías de valor residual; iv) precio de ejercicio de una opción de compra, si es razonablemente seguro que el grupo ejercerá esa opción; y v) penalizaciones por término del arriendo, si existe alguna.

Después de la fecha de inicio, el pasivo por arrendamiento se incrementa para reflejar la acumulación de intereses y se reduce por los pagos por arrendamiento realizados. Además, el valor en libros del pasivo se vuelve a medir si existe una modificación en los términos del arrendamiento (cambios en el plazo del arrendamiento, en el importe de los pagos esperados relacionados con una garantía de valor residual, en la evaluación de una opción de compra o cambio de un índice o tasa utilizados para determinar los pagos por arrendamiento). El gasto por intereses se reconoce como costo financiero y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el periodo de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo pendiente del pasivo por arrendamiento.

Los arrendamientos de corto plazo, igual o inferior a un año, o arrendamiento de activos de bajo valor se exceptúan de la aplicación de los criterios de reconocimiento descritos anteriormente, registrando los pagos asociados con el arrendamiento como un gasto de forma lineal a lo largo del plazo del arrendamiento.

Cuando el Grupo actúa como arrendador, clasifica al inicio del acuerdo si el arrendamiento es operativo o financiero, en base a la esencia de la transacción. Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo subyacente se clasifican como arrendamientos financieros. El resto de arrendamientos son clasificados como arrendamientos operativos.

En el caso de arrendamientos financieros, en la fecha de comienzo, la compañía reconoce en su estado de situación financiera los activos mantenidos en arrendamiento financiero y los presenta como una cuenta por cobrar, por un valor igual al de la inversión neta en el arrendamiento, calculado como la suma del valor actual de las cuotas de arrendamiento y el valor actual de cualquier valor residual devengado, descontados a la tasa de interés implícita en el arrendamiento. Posteriormente, se reconocen los ingresos financieros a lo largo del plazo del arrendamiento, en función de un modelo que refleje una tasa de rendimiento constante sobre la inversión financiera neta realizada en el arrendamiento.

En el caso de los arrendamientos operativos, los pagos por arrendamiento se reconocen como ingreso de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto. Los costos directos iniciales incurridos para obtener un arrendamiento operativo se añaden al valor en libros del activo subyacente y se reconocen como gasto a lo largo del plazo del arrendamiento, sobre la misma base que los ingresos del arrendamiento.

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 3.i y 15) y los activos no corrientes mantenidos para la venta (Ver Nota 3.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 ser valorizadas 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 periodo relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un periodo más corto) con el monto neto en libros del activo o pasivo financiero.

(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.

Estos activos financieros 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 estos activos financieros, momento en el que el monto acumulado en este rubro es imputado íntegramente en el resultado del periodo, con excepción de las inversiones en instrumentos de patrimonio, cuyo saldo acumulado en Otros resultados integrales nunca es reclasificado a resultados.

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 periodo.

(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 basado en la determinación de pérdidas crediticias esperadas, con base en la historia pasada del Grupo, las condiciones de mercado existentes, así como las estimaciones prospectivas al final de cada periodo de reporte. 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.

La pérdida crediticia esperada, determinada considerando probabilidad de incumplimiento (PD, Probability of Default), pérdida dado el incumplimiento (LGD, Loss Given Default) y exposición al incumplimiento (EAD, Exposure at Default), es la diferencia entre todos los flujos de efectivo contractuales que se deben de acuerdo con el contrato y todos los flujos de efectivo que se espera recibir (es decir, todas las insuficiencias de dinero), descontadas a la tasa de interés efectiva original.

Para determinar las pérdidas crediticias esperadas, el Grupo aplica dos enfoques diferentes:

- Enfoque general: aplicado a activos financieros distintos de las cuentas comerciales por cobrar, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos. Este enfoque, se basa en la evaluación de aumentos significativos en el riesgo de crédito de los activos financieros, desde el reconocimiento inicial. Si en la fecha de presentación de los estados financieros no se ha incrementado de forma significativa el riesgo de crédito, las pérdidas por deterioro se miden en referencia a las pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses; si por el contrario, el riesgo crediticio se ha incrementado de forma significativa, el deterioro se mide considerando las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo.

  En general, la medición de las pérdidas crediticias esperadas para activos financieros distintos de las cuentas comerciales por cobrar, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, se realiza sobre una base individual.

- Enfoque simplificado: para cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, el Grupo aplica un método simplificado, mediante el cual la provisión por deterioro se registra siempre en referencia a las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo. Este es el enfoque aplicado en mayor medida por el Grupo, dado que las cuentas comerciales por cobrar representan el principal activo financiero de Enel Américas y sus subsidiarias.

  Para las cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales y cuentas por cobrar por arrendamiento, el Grupo aplica dos tipos de evaluación de pérdidas crediticias esperadas:

  - Evaluación colectiva: basada en agrupar las cuentas por cobrar en grupos específicos o "clusters", teniendo en cuenta cada negocio y el contexto regulatorio local. Las cuentas por cobrar se agrupan según las características de las carteras de clientes en términos de riesgo de crédito, información de vencimientos y tasas de recuperación. Para cada grupo se considera una definición específica de incumplimiento.

  - Evaluación analítica o individual: si las cuentas por cobrar son consideradas individualmente significativas por la administración, y hay información específica sobre cualquier aumento significativo en el riesgo de crédito, el Grupo aplica una evaluación individual de las cuentas por cobrar. Para la evaluación individual, la PD se obtiene principalmente de un proveedor externo.

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.

Para medir las pérdidas crediticias esperadas de manera colectiva, el Grupo considera los siguientes supuestos:

- PD: estimación de incumplimiento promedio, calculado para cada grupo de cuentas comerciales por cobrar, teniendo en cuenta un mínimo de datos históricos de 24 meses.

- LGD: calculada en función de las tasas de recuperación de un tramo predeterminado, descontadas a la tasa de interés efectiva; y

- EAD: exposición contable en la fecha de reporte, neta de depósitos en efectivo, incluidas las facturas emitidas, pero no vencidas y las facturas por emitir.

Con base en evaluaciones específicas de la Administración, el ajuste prospectivo puede aplicarse considerando información cualitativa y cuantitativa para reflejar posibles eventos futuros y escenarios macroeconómicos, que pueden afectar el riesgo de la cartera o el instrumento financiero.

g.4) Pasivos financieros excepto derivados

Los pasivos financieros con carácter general se registran inicialmente a valor razonable, neto de los costos incurridos en la transacción. En periodos posteriores, estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva (ver Nota 3.g.1).

Los pasivos por arrendamiento, se miden inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento futuros, determinado de acuerdo a los criterios descritos en la Nota 3.f.

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

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 22, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, "deuda fija") y deuda a tasa de interés variable (en adelante, "deuda variable"). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada periodo 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 3.g.1).

Los pasivos financieros son dados de baja cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación derivada del pasivo haya sido pagada, cancelada o bien haya expirado. Una permuta de un instrumento de deuda con condiciones sustancialmente diferentes, o una modificación sustancial de las condiciones actuales de un pasivo financiero existente (o una parte del mismo), se registra como una cancelación del pasivo financiero original, reconociéndose un nuevo pasivo financiero.

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 3.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 3.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 22.3.

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 periodo.

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 periodo 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 compromisos de suministro de energía eléctrica, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

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

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

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

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

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

n) Conversión de saldos en moneda extranjera

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

Asimismo, al cierre de cada periodo, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de cada 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 periodo. 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 periodo 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 periodo, 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 Notas 2.3 y 27, y Anexo 2.2).

- 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 el control de dichos bienes ha sido traspasado al cliente, lo cual ocurre generalmente en el momento de su entrega física. 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 periodo 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 periodo 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. Como solución práctica, los costos incrementales de la obtención de un contrato pueden reconocerse como gasto, si el periodo 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.

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, el Grupo no ha incurrido en costos para obtener o cumplir con un contrato, que reúnan las condiciones para su activación. Los costos incurridos para obtener un contrato son sustancialmente pagos de comisiones por ventas que, si bien son costos incrementales, se relacionan con contratos de corto plazo o con obligaciones de desempeño que se satisfacen en un determinado momento, por lo tanto, el Grupo ha decidido reconocer estos costos como un gasto cuando tengan lugar.

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

r) Ganancia (pérdida) por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganncia (pérdida) neta del periodo atribuible a la Sociedad Matriz y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho periodo, 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 periodo, 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 la cuenta "Otras reservas". Posteriormente, estos costos deben ser deducidos del capital pagado, deducción que debe ser aprobada en la Junta Extraordinaria Accionistas más cercana, respecto de la fecha en que los correspondientes desembolsos fueron incurridos.

u) Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el periodo, 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 Estadounidense (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 Enel Américas.

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 4 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. 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.

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.

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.

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 periodos verano 2016/17; invierno 2017 y verano 2017/18.

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). 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. 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 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 periodo de verano, el valor de potencia firme a comprometer por cada unidad durante el lapso de tres años, pudiendo discriminar por periodo verano e invierno (se podrán hacer ajustes en el mismo periodo). 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 periodos 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).

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.

El miércoles 7 de noviembre de 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.

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 periodo hasta junio de 2020 hacia Chile y unos 600 MW de electricidad a Brasil.

El 28 de febrero de 2019, por medio de la Resolución SRR y ME N° 1/19, se reemplazó a la Resolución SEE N° 19/2017 mediante la cual se estableció los lineamientos para la remuneración de las centrales de generación existentes.

Debido a los retrasos evidenciados en una gran parte de los proyectos con contratos comprendidos en la resolución 287/2017 SEE para nueva generación térmica, CAMMESA informó que en virtud del crecimiento moderado de la demanda y contemplando el equipamiento existente, así como los ingresos confirmados de generación renovable, la demora en el ingreso de los proyectos mencionados no produce afectación al normal abastecimiento de la demanda, y representa un ahorro económico para el sistema en el contexto actual del mismo. Motivo por el cual, el 30 de agosto de 2018, se publicó la resolución 25/2019 SRRyME, la cual convoco a los generadores adjudicados que lo deseen, a establecer una nueva fecha de compromiso de habilitación comercial, fijando las pautas para ello.

El día 12 de septiembre se firmó un Acuerdo entre Enel Generación Costanera, Enel Generación El Chocón, Enel Trading y CAMMESA, que establece que no existen temas pendientes a reclamar sobre los Contratos de Disponibilidad y otros contratos de financiamiento. Dicho acuerdo les otorga a las citadas empresas del grupo los siguientes beneficios: Para Costanera se eliminó el Riesgo de Multas, contingencias por intereses y la renuncia a cobrar tarifa futura (prevista en los Contratos). Por su parte permite cobrar a Enel Generación El Chocón y Enel Trading créditos pendientes de cobro (cedidos a Costanera en la operación).

En septiembre de 2019, se encontraban en una situación de virtual parálisis cerca de 50 de los 88 proyectos aprobados durante la segunda ronda del programa RenovAr, debido entre otras cosas, a dificultades por parte de los adjudicatarios para asegurarse un financiamiento y garantías apropiadas. Por el motivo expuesto, el día 11 de septiembre, el subsecretario de energías renovables y eficiencia energética Sebastián Kind, envió una nota a CAMMESA con el propósito de instruirle la suspensión temporal de las intimaciones por incumplimientos de las fechas programadas de avance de obras, en los contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable. Por diversas razones, el subsecretario debió, pasados poco menos de 30 días, enviar una nota derogando plenamente todo lo instruido en la primera.

En diciembre de 2019, por medio de la Resolución 12/2019, el Gobierno decidió derogar la Resolución N° 70 de 2018 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía del ex Ministerio de Hacienda que permitía a las compañías manejar su propio abastecimiento de combustible quedando a cargo nuevamente la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA).

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 Transmisión 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 2.500 kW * si compran energía de cualquier fuente o 500 kW si compran Energía Renovable No Convencional ("ERNC") (*este límite cambió para 2.500 kW a partir del 1° de julio de 2019, para 2.000 kW a partir del 1° de enero de 2020 y cambiará para 1.500 kW, 1.000kW y 500kW respectivamente a partir del 1° de enero de 2021, 2022 y 2023).

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 eventuales ocurrirá a partir de los reajustes tarifarios subsiguientes (15/marzo para Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla), 22/abril para Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce), 4/julio para Enel Distribución São Paulo (ex Eletropaulo) y 22/octubre para Enel Distribución Goiás). 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, 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 3.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 BRL18.000 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, y una extensión del plazo de pago de todos los préstamos a 54 meses a partir de noviembre 2015. Los pagos en la cuenta ACR finalizaron en septiembre de 2019, y el saldo restante del fondo se acreditó a los distribuidores en octubre de 2019.

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.

Desde enero de 2015 hasta la fecha de reporte de estos estados financieros, los valores adicionales de las banderas han estado cambiando en función de nuevas expectativas de costos futuro de la generación. Los valores actualmente practicados (desde noviembre de 2019) de las banderas son:

- Bandera tarifa verde: condiciones favorables de generación
- Bandera Tarifa amarilla: BRL 1,343 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 1: BRL 4,169 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 2: BRL 6,243 por100 (kWh)

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.

Subastas de energía

Respecto a las subastas de energía en régimen regulado, con el objetivo de recomponer la oferta de energía, el Gobierno brasileño realiza varias subastas cada año.

Actualmente ENEL Brasil está construyendo 1.746,74 MW de capacidad instalada de proyectos solares y eólicos, cuyas energías fueron negociadas tanto en el mercado libre como en el mercado regulado, a través de subastas realizadas en el año de 2017: subasta A-4 con energía de proyectos solares (parques solares del Complexo São Gonçalo) y subasta A-6 con energía de proyectos eólicos (parques eólicos del Complexo Lagoa dos Ventos y Complexo Morro do Chapéu).

Generación Distribuida

Aspectos generales

La Resolución Normativa REN 482/2012 reglamentó la conexión de los sistemas de generación distribuida a los consumidores conectados a la red de distribución, así como el Sistema de Compensación de Electricidad ("SCEE"), en que la energía inyectada por los sistemas de Generación Distribuida es compensada en la factura de energía del consumidor con este sistema.

La revisión de la Resolución Normativa n. 482/2012, realizada en 2015, por medio de la Resolución Normativa n. 687/2015 incluyó la posibilidad de "virtual net meetering", donde el sistema de Generación Distribuida puede instalarse en otra unidad de consumo vinculada al mismo titular de la unidad, en la que efectivamente hay consumo. Este cambio creó un gran incentivo para las inversiones en Generación Distribuida, pues aumentó la participación de mercado de las empresas que crearon productos para la venta a los consumidores, permitiendo el disfrute de los beneficios creados por la Resolución 482/12. La Resolución

687/2015 agregó a la REN 482/2012 el Articulo 15, que definió la necesidad de revisión de la norma hasta el 31 de diciembre de 2019, asegurando la previsibilidad regulatoria.

Definiciones de Generación Distribuida

Para la generación distribuida se permite el uso de cualquier fuente de energía renovable, así como la cogeneración calificada, Son denominadas de micro-generación distribuidas las plantas con una potencia instalada de hasta 75 kilovatios (kW) y mini-generación distribuida las plantas con potencia por encima de 75 kW y menor o igual a 5 MW, conectadas a la red de distribución a través de las instalaciones de unidades de consumo. La reglamentación prohíbe el encuadramiento como micro-generación distribuida de las centrales generadoras que hayan sido objeto de registro, concesión, permiso o autorización, o hayan: (i) entrado en operación comercial; (ii) tenido su energía eléctrica alguna concesionaria o permisionaria de distribución de energía eléctrica, debiendo la distribuidora identificar esos casos.

La reglamentación define que cuando la cantidad de energía generada en un mes determinado es mayor que la energía que se consume en ese periodo, el consumidor se queda con créditos que pueden ser utilizados para reducir la factura de los meses siguientes. El periodo de validez de los créditos de energía es de 60 meses, y se 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".

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. Adicionalmente, existe la figura de "generación compartida", permitiendo que las distintas partes interesadas se unan en un consorcio o una cooperativa, instalen pequeños equipos de generación, y utilicen la energía generada para reducir las facturas de los miembros del consorcio o cooperativa.

Cambios esperados en la Resolución Normativa 482/2012

El Sistema de Compensación de Electricidad, establecido por la Resolución Normativa 482/12 presenta distorsiones a la remuneración de la infraestructura de distribución y transmisión, así como a los cargos, por parte de los consumidores que tienen un sistema de Generación Distribuida. Estas distorsiones afectan a la remuneración de la inversión de los distribuidores y también la tarifa energética de otros consumidores del área de concesión, que no tienen generación distribuida instalada.

De esta manera, en mayo del 2018 y enero del 2019 la Agencia Reguladora (ANEEL) realizó una Consulta Pública (CP 10/2018) y Audiencia Pública (AP 001/2019), respectivamente, para discutir la modernización de las reglas aplicables a la micro y mini-generación distribuida, donde buscó evaluar alternativas para el sistema de compensación de energía, de manera a reducir la pérdida de recepta de las distribuidoras y el impacto tarifario a los consumidores sin generación distribuida

Como finalización del proceso de participación pública para el cambio de la Reglamentación, en octubre de 2019 ANEEL realizó la Consulta Pública (CP 025/2019) para obtener contribuciones para la propuesta de revisión de la REN 482/2012, específicamente en el texto de la Resolución. Aún no se publicó la decisión de cambio, que se estima estar disponible en principio de 2020.

Reajuste Tarifario para Enel Distribución Río S.A. (2017)

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%.

Reajuste Tarifario para Enel Distribución Ceará S.A. (2017)

El 18 de abril de 2017, ANEEL homologó el reajuste tarifario de Enel Distribución Ceará por medio de la Resolución N° 2.223. El reajuste tarifario anual de Enel Distribución Ceará conduce a un efecto medio en las tarifas a percibir por los consumidores del 0,15%, siendo del 1,44% en promedio, para los consumidores conectados en la Alta Tensión y del -0,39% para los consumidores conectados en la Baja Tensión.

Reajuste Enel CIEN (2017)

La resolución N° 2.258, de 27 de junio de 2017, 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: 167.874.943,85 y PA ajustado: BRL – 9.581.554,75) y Garabi II (RAP: BRL 174.388.271,81 y PA ajustado: BRL – 9.953.306,53).

Cambio de la fecha de revisión de Enel Distribución Goiás 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 Goiás para 2018, tras discusión del tema en Audiencia Pública. Con la decisión, la revisión se realizará en octubre de 2018 y cada 5 años a partir de ahí, siendo la nueva fecha de corte para inversiones 30 de abril de 2018. En sustitución, en octubre de 2017 ocurrió 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 abril de 2018.

Reajuste Enel Distribución Goiás (2017)

El 17 de octubre de 2017, ANEEL homologó el reajuste tarifario de Enel Distribución Goiás por medio de la Resolución N° 2.317. El reajuste tarifario anual de Enel Distribución Goiás 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.

Revisión Tarifaria Enel Distribución Rio (2018)

En 13 de marzo de 2018, 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 N° 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. (2018)

En 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 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.

Reajuste Enel CIEN

La resolución N° 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: BRL - 6,579,727.76) y Garabi II (RAP: BRL 179,367,079,58 y PA ajustado: BRL - 6.834.803,35).

Reajuste Tarifario Enel Distribución São Paulo (2018)

El 4 de julio de 2018, 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%.

Revisión Tarifaria para Enel Distribución Goiás S.A. (2018)

El 16 de octubre de 2018, ANEEL homologó el resultado de la revisión de Enel Distribución Goiás, a partir del 22 de abril de 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.

Recarga de vehículos eléctricos

Por medio de la Resolución Normativa N° 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 (CGTF), planta térmica del grupo Enel en Brasil movida a gas natural, tiene controversia con Petrobras, que requiere la renegociación de los términos contractuales para el suministro de gas natural. Actualmente la planta térmica asegura su suministro de combustible bajo una liminar de la justicia, haya visto 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 periodo de escasez hídrica y 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 Petrobras 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 Interministerial publicada por el Ministerio de Minas y Energía y Ministerio de Economía.

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 Brasilia. Todavía esta liminar se encuentra valida en los días actuales

En ámbito administrativo, en 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 periodo 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.

Además, Petrobras, Cegás y Termo Fortaleza acordaron suspender el procedimiento arbitral para enfocarse en buscar una solución para el suministro hasta el 2023 que pueda ser aceptada por las partes y sancionada por el regulador, lo que eventualmente pondría fin a los procesos abiertos en los tribunales. El arbitraje está suspendido en los días actuales.

Ambas partes enviaron en febrero al regulador ANEEL una carta conjunta presentando los términos bajo los cuales estarían disponibles a firmar un acuerdo, condicionado a la aprobación, así como solicitando la concesión de ciertas garantías regulatorias necesarias para el equilibrio y buen funcionamiento del acuerdo. La carta sigue bajo análisis por ANEEL.

En la última reunión del Directorio de ANEEL en diciembre de 2019, los directores decidieron que la agencia no tiene competencia para juzgar un reclamo relacionado con el sector de combustible y determinar a Petrobras restablecer el suministro de gas. CGTF presentó en enero de 2020 una apelación, solicitando que el proceso sea enviado a la agencia reguladora brasileña de petróleo y gas – ANP, porque se entiende que ANEEL tiene la competencia para actuar conjuntamente con la ANP.

Enel ha presentado una nueva propuesta de acuerdo a Petrobras. El acuerdo, bajo negociación, proporcionará la conclusión de las disputas judiciales y de arbitraje actuales por ambas partes.

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 administrables 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$ 7 mil millones y representa cerca de 70% del valor contabilizado total del mercado.

En 27 de junio fue aprobado en la Cámara de Diputados el PL 10.985/18 que implementa el resarcimiento de los riesgos no hidrológicos asumidos por las usinas hidráulicas a través de la extensión de su plazo de otorgamiento (límite máximo de 7

años), con la condición de la renuncia 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. Después de la publicación de Ley que depende de la aprobación del Senado, ANEEL tiene 90 días para reglamentar las normativas.

REN 823/2018 - Regularización de tierras

A partir del 1 de enero de 2019, la empresa de distribución de electricidad ya no es responsable de las inversiones necesarias para la construcción de las obras de infraestructura básica de las redes de distribución de electricidad destinadas a la regularización del terreno y el cumplimiento de los proyectos de múltiples unidades de consumo. De esta manera, los distribuidores de energía dejaron de realizar inversiones obligatorias, con un beneficio para su flujo de caja.

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.

Reajuste tarifario Enel Distribución Rio (2019)

La Revisión tarifaria de Enel Rio fue aprobada, en carácter provisional, el 13 de marzo de 2018, conforme Resolución Homologatoria no 2.377, cuando las tarifas fueron reposicionadas en el 21,04%.

En ese momento, quedaron provisionales los valores de Base de Remuneración Regulatoria - BRR y la trayectoria de pérdidas no técnicas, de 2019 a 2022.

El cálculo definitivo de estos temas ocurrió en el Reajuste Tarifario de 2019. En función del cálculo definitivo de la base de remuneración, se sumaron BRL20.052.539,92 a la Parcela B y la diferencia entre lo aprobado en 2018 y el valor definitivo de 2019 resultó en BRL21.819.141,88, a precio de marzo de 2019, incluidos como ítem financieros en el Reajuste Tarifario de 2019.

En el caso de las pérdidas no técnicas se definieron los siguientes valores: 19,80%(2019), 19,39% (2020), 18,98% (2021) y 18,57% (2022)

El reajuste tarifario de Enel Distribución Rio fue homologado por ANEEL en el 12 de marzo de 2019, con un efecto promedio percibido por los consumidores de 9,70%, siendo del 9,72% para los consumidores de baja tensión y del 9,65% para los clientes de media y alta tensión.

Este reajuste tuvo validez de 15 de marzo de 2019 hasta 31 de marzo de 2019

ANEEL autoriza a CCEE a concluir acuerdo con bancos para pago de cuenta ACR

ANNEL autorizó a la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) a concluir un acuerdo con un grupo de ocho bancos para anticipar la aprobación de la gestión de la llamada Cuenta-ACR. La medida va a retirar R $ 8,4 mil millones de las tarifas de energía eléctrica hasta 2020 y permitir una atenuación media de los reajustes de las tarifas del 3,7% en 2019 y del 1,2% en 2020.

La cuenta-ACR fue un mecanismo de transferencia de recursos a las distribuidoras para cubrir los costos con exposición involuntaria en el mercado a corto plazo y el despacho de termoeléctricas entre febrero y diciembre de 2014. Para respaldar la cuenta, CCEE fue autorizada a contratar operaciones crédito con los bancos, resarcidas por los consumidores a partir de noviembre de 2015, mediante la recogida de carga en la tarifa de energía eléctrica hasta abril de 2020.

ANEEL incorporó los efectos del acuerdo a las tarifas de las empresas que tuvieron los reajustes definidos entre diciembre de 2018 y marzo de 2019 por medio de una revisión tarifaria extraordinaria: Cepisa, Ceron, Electroacre, Energisa Borborema, Light y Enel Rio.

Revisión Extraordinaria de tarifa Enel Distribución Rio (2019)

La revisión extraordinaria fue necesaria debido a la decisión del Directorio de ANEEL del 20 de marzo de 2019, que autorizó a la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) a concluir el acuerdo con el grupo de ocho bancos para anticipar el pago de la llamada CDE Conta- ACR para septiembre de 2019.

Esta decisión fue reflejada en la tarifa de Enel Rio que pasó a ser del 7,59% (promedio para todos los consumidores), siendo que para los consumidores de baja tensión alteró el aumento de 9,72% a 7,49% y para los clientes de media y alta tensión el índice aprobado pasa de 9,65% a 7,89%.

La revisión se aplicará del día 1 de abril de 2019 hasta 14 de marzo de 2020.

Resolución Normativa ANEEL nº 843/2019

El 5 de abril de 2019, ANEEL aprobó nuevos criterios y procedimientos para la preparación del Programa de Transacción de Energía Mensual - PMO y para la formación del Precio de Liquidación de Diferencias - PLD; deroga el único párrafo del art. 4 de la Resolución 290 de ANEEL del 3 de agosto de 2000, así como deroga las Resoluciones 402 de ANEEL del 21 de septiembre. 2001; 282, de fecha 10/01/2007; 440, del 5 de julio de 2011; 476, de 13.03.2012; 477, 13.03.2012; y 799, de fecha 12.19.2017.

Revisión de tarifa Enel Distribución Ceará (2019)

El 18 de abril de 2019, ANEEL aprobó el resultado de la quinta revisión periódica de tarifas de Enel Distribución Ceará, efectiva a partir del 22 de abril de 2019, consolidada a través de las contribuciones realizadas en la Audiencia Pública 004/19.

El resultado lleva a un efecto percibido promedio por parte del consumidor de 8,22%, que es de 7,87% para consumidores conectados en alta tensión y 8,35% para consumidores conectados a baja tensión. Se corrigió el componente T del factor X para 1,17%, pérdidas técnicas de 9,52% en energía inyectada y pérdidas no técnicas de 7,56% en el mercado de BT.

Reajuste Enel CIEN (2019)

La resolución N° 2.565, de 25 de junio de 2019, 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: 180.711.108,53 y PA: BRL -6.391.867,71) y Garabi II (RAP: BRL187.722.462,73 y PA: BRL -6.662.275,47).

El 19 de julio 2019 fue entregado a ANEEL el Informe de Evaluación de los Activos de Enel Cien para la revisión del RAP. El Laudo será fiscalizado por el regulador, aún sin fecha definida, y las nuevas tarifas definidas hasta Julio de 2020.

Resolución Normativa ANEEL nº 847/2019

El 4 de julio de 2019, ANEEL revocó la resolución normativa ANEEL 709, de 5 de abril de 2016 sobre disposiciones relativas al desarrollo de actividades operativas y de holding por parte de los concesionarios de servicios públicos transmisión de energía.

Resolución Normativa ANEEL nº 850/2019, y Resolución Normativa ANEEL nº 851/2019

El 8, 11 y 19 de julio de 2019, ANEEL publicó nuevas reglas de comercialización de electricidad aplicables al Sistema de contabilidad y liquidación – SCL. Las nuevas reglas deben ser operacionales por la Cámara de Comercio de Energía Eléctrica

Resolución Normativa ANEEL nº 849/2019

El 8 de julio de 2019, ANEEL modificó el artículo 1 de la Resolución Normativa 792, 28/11/2017, extendiendo por 6 meses el Programa Piloto de Respuesta a la Demanda.

Resolución Normativa ANEEL nº 853/2019

El 16 de agosto de 2019, ANEEL estableció las disposiciones relativas a la calidad del servicio público de transmisión de energía eléctrica, asociadas con la disponibilidad y capacidad operativa de las Funciones de Transmisión de Transmisión - Convertidor FT; modifica la Resolución Normativa ANEEL 729, de fecha 6.28.2016, la Resolución Normativa ANEEL 191, de 12.12.2005 y la Resolución Normativa ANEEL 669, de fecha 7.14.2015. Las nuevas reglas entran en vigor el 1 de enero de 2020.

Resolución Normativa ANEEL nº 854/2019

El 16 de agosto de 2019, ANEEL modificó el artículo 24 de la Resolución Normativa 414/2010, con la reducción del periodo de horas a considerar para el consumo diario de electricidad para el alumbrado público o para el alumbrado de las carreteras internas de los condominios.

Resolución Normativa ANEEL nº 863/2019

El 3 de diciembre de 2019, ANEEL implementó mejoras en los procedimientos de medición y lectura para accesos conectados a la distribución. Los cambios tienen como objetivo hacer coincidir los requisitos y las reglas de medición aplicables a los mercados libres y cautivos para facilitar la migración de los consumidores de un régimen a otro, como la facturación al consumidor de media y alta tensión (Grupo A) considerando el mes calendario, como ya se hizo para los consumidores en el mercado libre. Además, la nueva regla permite la auto lectura del medidor de energía para todos los consumidores del grupo B, como lo hace la clase rural. En este contexto, la Junta Directiva de ANEEL citó la aprobación del proyecto piloto de auto lectura ENEL São Paulo

Resolución Normativa ANEEL nº 868/2019

El 23 de diciembre de 2019, ANEEL cambió los porcentajes de beneficios de reducción de tarifas aplicables a los consumidores de clase rural. La aplicación del nuevo porcentaje de subsidios en cada año debe hacerse después de la aprobación de los respectivos reajustes o procedimientos de revisión de tarifas ordinarias de cada distribuidor.

Revisión Tarifaria Enel Distribución São Paulo (2019)

En 2 de julio de 2019, ANEEL homologó el resultado de la Quinta Revisión Tarifaria Periódica de Enel Distribución Sao Paulo, a partir del 4 de julio de 2019, consolidada tras la evaluación de las contribuciones aportadas en la Audiencia Pública nº 011/2019.

El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de 7,03 %, siendo de 8,46% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y de 6,48% para los conectados en Baja Tensión – BT.

En la Revisión fueron definidos parámetros que regirán por 4 años, hasta la próxima revisión en 2023. Tales parámetros son: pérdidas técnicas y no-técnicas (comerciales), RAB, costes operacionales, bad debt y Factor X (de productividad e de trayectoria de costes operacionales regulatorios).

Reajuste Tarifario para Enel Distribución Goiás S.A. (2019)

En 22 de octubre de 2019, ANEEL homologó el resultado del reajuste de Enel Distribución Goiás, a partir del 22/10/2019. El efecto promedio que percibirán los consumidores es -3,90% y consistió en (i) ajuste económico de -4,42%, con -5,18% de Parcela A y + 0,76% del Parcela B y (ii) componentes financieros de + 6,25%. Descontando los componentes financieros considerados en el último proceso tarifario del 5,73%.

El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de -3,90 %, siendo de -2,89% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y de -4,32% para los conectados en Baja Tensión – BT.

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).

Con el objeto de promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético. Se crea la Ley 1715 de 2014, "Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.", que busca además, promover la gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) establece en el año 2019, las reglas generales de comportamiento de mercado para los agentes que desarrollen las actividades de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible. La CREG considera necesario establecer un marco regulatorio que, además de las reglas específicas de mercado y de obligaciones, defina reglas de comportamiento generales que promuevan y permitan profundizar en: el libre acceso a las redes y facilidades que por su naturaleza son monopolios, la libre elección de prestadores de servicio y la posibilidad de migración de usuarios, la transparencia, la neutralidad, la eficiencia económica, la libre competencia y la no utilización abusiva de la posición dominante.

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 Perú (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 25.844, 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 28.832 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 instala-

ciones 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 29.970 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.

Mediante Decreto Supremo N° 014-2019-EM, se aprueba el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, el cual tiene por objeto promover y regular la gestión ambiental de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, con la finalidad de prevenir, minimizar, rehabilitar y/o compensar los impactos ambientales negativos derivados de tales actividades, en un marco de desarrollo sostenible.

Mediante Decreto Supremo N° 237-2019-EF, se aprueba el Plan Nacional de Competitividad y Productividad, cuyo objetivo es impulsar un crecimiento económico que eleve el bienestar de la población en el mediano plazo. Son 9 objetivos prioritarios, dentro de los cuales se encuentra la Sostenibilidad Ambiental (OP9), el cual menciona dentro de sus lineamientos (9.1) la Estrategia de financiamiento de medidas de Cambio Climático y (9.4) la Estrategia de energía renovable, electromovilidad y combustibles limpios.

Mediante Resolución Suprema N° 006-2019-EM, se crea la Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Electricidad. Su objeto es realizar un análisis del mercado de electricidad y del marco normativo de los Subsectores Electricidad e Hidrocarburos, en lo relacionado a la provisión de energía eléctrica para el SEIN, a fin de formular propuestas orientadas a la adopción de medidas que garanticen la sostenibilidad y desarrollo del Subsector Electricidad, el plazo de vigencia de la comisión es 24 meses.

Mediante Resolución Osinergmin N°144-2019-OS/CD se modifica el Procedimiento Técnico del COES Nº 26 "Cálculo de la Potencia Firme". Dicho parámetro se utiliza para la determinación de ingresos por potencia de los generadores en el COES, así como también en nivel de contratación que pueden alcanzar. A partir de septiembre 2019, la Potencia Firme para las centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz (previo a la modificación era cero), se determinará considerando la producción de energía en las Horas de Punta del sistema.

Mediante Resolución OSINERGMIN Nº 161-2019-OS/CD, se aprueba el Procedimiento para la Supervisión de los Parámetros de las Inflexibilidades Operativas de las Unidades de Generación del SEIN.

Mediante Resolución OSINERGMIN Nº 162-2019-OS/CD se aprueba el Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Mecanismo de Racionamiento de Gas Natural.

Mediante Decreto de Urgencia Nº 018-2019, se establecieron medidas extraordinarias de promoción de la inversión para impulsar el crecimiento de la economía, mediante la adecuada implementación de la cartera de proyectos priorizados en el Plan Nacional de Infraestructura para la Competitividad (PNIC),

Mediante Decreto de Urgencia Nº 013-2019, se estableció un régimen de control previo de operaciones de concentración empresarial con la finalidad de promover la eficiencia económica en los mercados para el bienestar de los consumidores. Se encuentran comprendidos: Los actos de concentración empresarial, que produzcan efectos en el territorio nacional, incluyendo actos de concentración que se realicen en el extranjero, y los agentes económicos que oferten o demanden bienes o servicios en el mercado y realicen actos de concentración que produzcan o puedan producir efectos anticompetitivos en el territorio nacional.

Mediante Resolución OSINERGMIN Nº 207-2019-OS/CD, se dispone, de conformidad con la Ley N° 30477, que las empresas concesionarias del servicio público de electricidad retiren el cableado aéreo ubicado en los Centros Históricos señalados en dicha norma, en un plazo de cuatro (4) años.

Mediante Decreto Supremo N° 023-2019 EM, se prorroga hasta el 31 de diciembre del 2020 la suspensión de la implementación del Reglamento del Mercado Secundario de Gas Natural aprobado mediante DS N° 046-2010-EM. Durante este plazo las operaciones del Mercado Secundario podrán realizarse por medio de acuerdos bilaterales.

Mediante Decreto Supremo N° 013-2019 MINAM, se aprueba el Reglamento de la Ley Nº 30754, Ley Marco sobre Cambio Climático. para la planificación, articulación, ejecución, monitoreo, evaluación, reporte y difusión de las políticas públicas para la gestión integral del cambio climático, orientadas al servicio de la ciudadanía, que buscan reducir la situación de vulnerabilidad del país frente a los efectos del cambio climático, aprovechar las oportunidades de desarrollo bajo en carbono y cumplir con los compromisos internacionales asumidos por el Estado ante la Convención Marco de las Naciones sobre el Cambio Climático.

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.

  No existe un porcentaje vinculante de participación de energías renovables no convencionales en la matriz energética brasileña y el plan de expansión es un plan indicativo con un pronóstico de expansión de 10 años de todas las fuentes. Este plan es actualizado anualmente por EPE.

  El estímulo de participación de fuentes renovables en la matriz energética brasileña tiene en cuenta dos descuentos en las Tarifas de Uso del Sistema de Distribución ("TUSD") y Tarifas de Uso del Sistema de Transmisión ("TUST") y el gran potencial energético de estas fuentes en el país.

  Esto gran potencial energético de las fuentes renovables se verifica en las subastas en Brasil. El junio de 2019 hubo la subasta A-4 específico para las fuentes de energía eólica, solar, hidroeléctricas, PCH, CGH y Biomasa, con precio promedio BRL137,50 140,82 MWh

  Además, a finales de 2019, la subasta (A-6) aunque con participación de las termoeléctricas, fue relevante la participación de las fuentes renovables: Hidro 14,94%, Eólica 34,92%, Solar 17,79%, mientras que Termo 32,35%.

- 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.

  Mediante la Ley 1819 de 2016 de reforma tributaria, se introduce la reducción en el impuesto a la renta para el impulso a las Fuentes No Convencionales de energía y exclusión del IVA en equipos, tecnologías y servicios que ofrezcan un beneficio ambiental; así como también el Impuesto al carbono a todos los combustibles fósiles usados con fines energéticos (excepto carbón) y define las pautas para la no causación del impuesto a los usuarios que certifiquen ser carbono neutros, que posteriormente es reglamentado mediante el Decreto 926 de 2017.

  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° 1715 de 2014. Así mismo, el MADS publicó el 11 de agosto de 2016, la Resolución N° 1312, 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. La resolución MADS

1303 de 2018 modifica la Resolución 1283 de 2016 para realizar sobre las certificaciones de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) y gestión eficiente de la energía.

Adicionalmente, este 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.

Por último, la UPME a través de la Resolución 703 de 2018 establece el procedimiento y los requisitos para obtener la certificación que avala los proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCER), con miras a obtener el beneficio de la exclusión del ICA y la exención de gravamen arancelario de que tratan los artículos 12 y 13 de la Ley 1715 de 2014.

En febrero de 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 julio de 2019 se expide la Resolución CREG 060, que ajusta y adiciona "transitoriamente" algunos aspectos comerciales del mercado de energía mayorista y aspectos técnicos del Código de Redes, en lo relacionado con la integración de plantas eólicas y solares fotovoltaicas en el Sistema Interconectado Nacional, SIN, y aspectos relacionados con plantas filo de agua.

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 llevó a cabo el 26 de febrero de 2019

y buscaba 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.

Esta subasta desarrollada el 26 de febrero del 2019, no resultó exitosa, por lo cual no se adjudicaron contratos de largo plazo de energía media anual, en virtud a que no se superaron los indicadores de competencia (concentración y dominancia) previstos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. El Ministerio anunció la realización de una segunda subasta de energía el 22 de octubre de 2019.

De esta forma, con el objetivo de contar con una matriz de generación de energía eléctrica resiliente y complementaria mientras se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y se promueve la competencia en el sector, el Ministerio de Minas y Energía (MME), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y la Comisión de Energía y Gas (CREG) han realizado una serie de ajustes a la reglamentación de la subasta, siendo así que a través de la resolución 40678 modificó el mecanismo de SCLP, definiendo una subasta con participación voluntaria, exclusiva para proyectos nuevos de FNCER, de dos puntas, de sobre cerrado, con precio techo y cuyo producto es un contrato tipo pague lo contratado, a 15 años en $COP/kWh y con fecha de inicio a partir del 1 de enero de 2022.

El MME mediante la Resolución 40725 del 2019, además definió un mecanismo complementario para asignar la diferencia positiva, en caso de que exista, entre la demanda objetivo y la cantidad de energía asignada en la subasta de contratación de largo plazo. Así mismo, mediante la Resolución 40715 reglamentó el artículo 296 del Plan Nacional de Desarrollo, determinando que el 10% de las compras de energía destinadas a atender usuarios finales regulados deberá ser contratada con fuentes no convencionales de energía renovables.

El MME a través de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME adelantó en el mes de octubre de 2019 la segunda subasta de contratos de largo plazo, luego de una primera subasta declarada no exitosa que se desarrolló en el mes de febrero. Dicha subasta, exclusiva para fuentes no convencionales de energías renovables, permitió la asignación de contratos de largo plazo para 7 empresas generadoras y 22 comercializadoras. La subasta cerró con un precio promedio ponderado de asignación de $95,65 kilovatio hora.

En mayo de 2019, se aprobó la Ley 1955, Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 "Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad". Se destacan entre otros los siguientes temas del articulado definitivo: i. Beneficio Tributario: quienes realicen inversiones en FNCER, tendrán derecho a deducir de su renta en un periodo no mayor de 15 años, el 50% del total de la inversión realizada. ii. Matriz energética -Compra Energía FERNC en contratos de largo plazo: los agentes comercializadores estarán obligados a comprar energía eléctrica proveniente de FNCER (entre el 8% y 10% de sus compras). En cualquier caso, el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que delegue, reglamentará el alcance de la obligación.

En julio de 2019, el gobierno Nacional expidió la Ley 1964 de 2019, tiene por objeto generar esquemas de promoción al uso de los vehículos eléctricos y de cero emisiones, con el fin de contribuir en la movilidad sostenible y a la reducción de emisiones contaminantes y de gases invernadero.

- 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 periodo 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.

A septiembre de 2019, se encontraban en una situación de virtual parálisis cerca de 50 de los 88 proyectos aprobados durante la segunda ronda del programa RenovAr, debido entre otras cosas, a dificultades por parte de los adjudicatarios para asegurarse un financiamiento y garantías apropiadas.

Por el motivo expuesto, el día 11 de septiembre, el subsecretario de energías renovables y eficiencia energética Sebastián Kind, envió una nota a CAMMESA con el propósito de instruirle la suspensión temporal de las intimaciones por incumplimientos de las fechas programadas de avance de obras, en los contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable.

El 8 de octubre, el subsecretario envió una nota derogando plenamente todo lo instruido en la primera.

En febrero de 2019 se publicó en el boletín oficial la Resolución 28/2019 con el objetivo de aprobar las normas complementarias del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública.

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, en mayo de 2019, se aprobó la Ley 1955, Plan Nacional de Desarrollo, en donde indica que con el fin de asegurar la sostenibilidad de la prestación del servicio en la Costa Caribe, los límites en la participación de la actividad de comercialización podrán ser superiores hasta en 10 puntos porcentuales adicionales al límite regulatorio corriente.

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.

En julio de 2019, en Colombia, la Comisión expide la Resolución CREG 079 de 2019, el fin que persigue es que no se modifique el nivel de contratación entre las empresas integradas verticalmente y/o en situación de control, hasta que la CREG apruebe la senda definitiva de máxima contratación propia.

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	> 2.000 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 periodos 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.

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, permanecían 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 (periodo febrero 2016 - abril 2017) para el Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM"), 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.

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.

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 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 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 ARS14.539.836.941.

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% 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.

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.

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 periodo 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 (Activo y Pasivo Regulatorio) 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.

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.

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.

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.

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.

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.

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.

Con fecha 1 de febrero de 2019 fueron publicadas en el Boletín Oficial las resoluciones ENRE 24/2019 y 26/2019. La primera de ellas aprobó los valores del Cuadro Tarifario, con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a las cero horas del 1° de Febrero de febrero de 2019, de acuerdo a los incrementos en el Precio Estabilizado de la Energía y el Precio de Referencia de la potencia, establecidos por la Resolución SGE 366/2019. Se incluye además el incremento del FNEE que pasó de 15.5$/MWh a 80 $/MWh, en tanto, el costo del Transporte en AT no tuvo cambios. La segunda resolución (res. 26/2019) aprueba los nuevos valores del Costo Propio de Distribución, con vigencia a partir del mismo periodo que la primera (febrero 2019), estableciendo que los mismos serán de aplicación a partir del 1 de marzo de 2019. Con el incremento de VAD de febrero 2019 se incluye la variación del MMC del periodo Ago-18 a Feb-19 de 23,57%, el factor X de -5.42% y el factor Q (inversiones) de 1.74%, este último supone un sobrecumplimiento respecto de la pauta que estaba establecida en el RTI, que era de 1.58%. Además, se incorpora el recupero correspondiente al diferimiento del 50% del incremento de VAD

que debía haberse dado en Ago-18 (7.93%) así como el diferimiento en un mes de este último incremento (de feb a mar 2019). Con los incrementos otorgados, se ha normalizado el VAD definido por la RTI.

En relación a la Tarifa Social que dejó de ser financiada por el Estado Nacional a partir del 1° de enero de 2019, la Tarifa Social. Tanto Ciudad Autónoma de Buenos Aires como Provincia de Buenos Aires asumieron el compromiso de continuar con la modalidad vigente, mediante las notas NO-2019-01998408MEFGC y NO-2019-00281203-GDEBA-DPSPMIYSPGP (7 de enero y 4 de enero respectivamente) estableciendo además el origen de los fondos para tal fin (CABA Ley 6.608, PBA art. 103 de la Ley 15.078). Por lo cual el ENRE instruye a EDESUR a mantener la aplicación de la Tarifa Social, incluyendo los Topes, mediante notas NO-2019-02728808 y su complementaria NO-2019-06075459, en respuesta a nuestra nota GAL 832 del 28 de diciembre de 2018.

El día 11 de marzo, en coincidencia con el vencimiento de la factura de Compra de Energía Eléctrica de CAMMESA, se ha cobrado el subsidio a la Tarifa Social y el TOPE a la Tarifa Social correspondiente al mes de enero. El proceso se realizó mediante la compensación en la factura de compra de los montos transferidos por la Ciudad de Buenos Aires y la Provincia a partir de la información de la Declaración de Compra a CAMMESA y de los TOPES informados por el ENRE.

El día jueves 2 de mayo se publicó el nuevo cuadro tarifario que contiene la actualización del Precio Estacional correspondiente a mayo-julio 2019. El mismo presenta como novedad la fijación de un precio diferencial para el segmento residencial con el fin de mantener al mismo sin aumentos (medidas anunciadas por el Gobierno el 17 de abril). Su aplicación es con vigencia a partir de los consumos del 1° de mayo de 2019.

A fin de mantener el cronograma de quita de subsidios informado originalmente en el mes de diciembre, lo que se ha hecho es aumentar en mayor medida el resto de los segmentos. Resultando de esta forma un aumento promedio total del 2%, soportado un aumento del orden del 4% en los segmentos comerciales e industriales.

El día 18 de julio mediante la resolución 189/19 el ENRE terminó de reglamentar todo lo referente a la normativa a aplicar a los Usuarios-Generadores o "Prosumidores" (Generación Distribuida). Los aspectos más relevantes de la mismas son:

- La aprobación de las Tarifas de Inyección para Usuarios-Generadores de las distintas categorías tarifarias, correspondientes a los Precios Estabilizados de la Energía (PEE) y al Precio Estabilizado del Transporte (PET).
- El encuadramiento de los Usuarios-Generadores de la categoría T1 de acuerdo al máximo valor registrado entre la energía adquirida o demandada y la inyectada.
- Y que para los Usuarios-Generadores de las categorías T2 y T3 la Potencia a Facturar por el Servicio de Distribución será la máxima entre la potencia consumida y la inyectada.

Es de destacar que todo el conjunto de reglamentaciones emitidas desde la Ley 27.424 (de Fomento a la Generación Distribuida) hasta las resoluciones ENRE 111/19 y 189/19 materializando la posición de Regulación Argentina para el resguardo de la Remuneración de EDESUR.

A partir del 1° de agosto de 2019 hubiese correspondido tanto la aplicación del Mecanismo de Monitoreo de Costos para ajustar la remuneración a percibir por EDESUR como el aumento del Precio Estacional previsto por la Resolución de Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico 14/19, y posteriormente ratificado por la Resolución de Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico 26 del 3 de septiembre de 2019. Sin embargo, en el marco adverso para la actual administración de las Primarias Abiertas Simultaneas y Obligatorias, el día 19 de septiembre Edesur firmó con el Estado Nacional un Acuerdo de Mantenimiento de Cuadros Tarifarios mediante el cual este último instruyó al ENRE para que, durante el periodo semestral iniciado el 1° de agosto de 2019, dicho ente mantenga los cuadros tarifarios vigentes previo al comienzo de dicho periodo para todas las categorías tarifarias, lo cual implica que EDESUR continuará percibiendo las compensaciones incluidas en los mismos debidas a recuperos y diferimientos anteriores (resolución ENRE N° 26/19) . La diferencia que se genere en el VAD y la diferencia con relación a los precios estacionales por el periodo del 1° de agosto de 2019 al 31 de diciembre de 2019, se recuperará en 7 cuotas mensuales a partir del 1° de enero de 2020. En este marco se acordó postergar el pago de toda sanción hasta el 1° de marzo de 2020 a su valor original más las actualizaciones que correspondan al momento del pago, en 6 cuotas mensuales. Comprometiéndose Edesur a mantener la calidad de su servicio.
En esta línea de sucesos, con fecha 20 de septiembre de 2019 el Estado Nacional, por una parte, y Edesur y Edenor, por la otra, firmaron el Acuerdo de Prórroga del Nuevo Acuerdo Marco, que extiende el mismo a partir del 1° de enero de 2019 y hasta el 31 de mayo de 2019. A través de este acuerdo, el Estado Nacional asumió el compromiso de cancelar los montos correspondientes a su porcentaje del aporte económico por el suministro de energía eléctrica a los asentamientos del ámbito de la Provincia de Buenos Aires.

Finalmente, mediante la publicación del Decreto Reglamentario N° 1289 del 1° de octubre de 2019 por parte de la Provincia de Buenos Aires y la anterior sanción y publicación de la Ley N° 6180, el Decreto N° 263 y la Resolución complementaria N°

161 del 30 de junio de 2019 por parte de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, se ratifica por parte de ambas provincias lo establecido en el denominado "Consenso Fiscal 2018" y en el artículo N° 124 de la ley N° 27.469. Concretando con ellos la transferencia del servicio a cargo de esta Empresa desde el ámbito del Estado Nacional hacia las jurisdicciones de la Provincia de Buenos Aires y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

El día 10 de diciembre de 2019 se produce la asunción de la nueva administración Nacional a cargo del Dr. Alberto Fernandez como Presidente y de la Dra. Cristina Fernandez de Kirchner como Vicepresidente.

El día viernes 20 de diciembre de 2019, el Congreso Nacional dio aprobación a la Ley N° 27541 de LEY DE SOLIDARIDAD SOCIAL Y REACTIVACIÓN PRODUCTIVA EN EL MARCO DE LA EMERGENCIA PÚBLICA la cual declara la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2020. Facultando en su Artículo 5° al Poder Ejecutivo Nacional a mantener las tarifas de jurisdicción federal de electricidad y gas y a iniciar un proceso de renegociación de Revisión Tarifaria Integral vigente en carácter extraordinario por un plazo máximo de hasta 180 días propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. Y a intervenir el ENRE (Artículo 6°), el cual mantendrá su competencia mientras dure la emergencia al suspenderse la vigencia de dispuesto en el segundo párrafo del artículo 124 de la Ley N° 27.467 (Artículo 7°).

El día viernes 27 de diciembre de 2019 el ENRE, amparado en lo establecido en el Artículo 7° de la Ley N° 27541, instruyó a EDESUR a no modificar el Cuadro Tarifario vigente a pesar de que la misma ya no pertenece a la jurisdicción federal.

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 y Enel Distribución São Paulo cada 4 años y en Enel Distribución Río y Enel Distribución Goiás 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 periodo 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 periodo 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 periodo 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 2019, la CREG publicó la Resolución CREG 016 de 2019, que modifica la tasa de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica, aprobada en la Resolución CREG 016 de 2018, que responde a la metodología anteriormente mencionada.

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 ,151 de 2018, 036 de 2019 y 199 de 2019, mediante la cual se aclaran y corrigen algunas disposiciones de la resolución CREG 015, incluyendo el factor de ajuste retroactivo, la revisión del plan de inversiones y la aplicación del esquema de calidad. Finalmente, en diciembre de 2019 la Comisión publicó la Resolución CREG 189 de 2019: que aprueba las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por CODENSA.

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.

En mayo de 2019, El Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución 40459. Esta nueva regulación del Ministerio revisa los lineamientos de política pública sobre Infraestructuras de Medición Avanzada (AMI), en el servicio público de energía eléctrica.

En mayo de 2019, se aprobó la Ley 1955, Plan Nacional de Desarrollo, donde dio los siguientes lineamientos:

- Se prorrogan los subsidios a estratos 1, 2 y 3 hasta el 31 de diciembre de 2022.
- Se crea un régimen transitorio especial para asegurar la sostenibilidad de la prestación eficiente del servicio: i) sobretasa por kilovatio hora consumido para fortalecer al Fondo Empresarial en el territorio nacional ($4 COP por kilovatio hora); y ii) contribución adicional de 1% a la SSPD regulada en el artículo 85 de la Ley 142 de 1994.
- Se modifica la Ley 143 de 1994 para ampliar la restricción de integración vertical y restringir la integración a través de grupos empresariales.

- En cualquier caso, el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que delegue, reglamentará el alcance de lo anteriormente mencionado.

En septiembre de 2019, la SSPD público el reglamento de la sobretasa nacional de 4 $/kWh, como parte de las medidas requeridas para garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica a cargo de las empresas intervenidas por parte de la SSPD, esta tasa se aplicará a los estratos 4,5 y 6; comerciales e industriales, se causará a partir de noviembre y será retroactiva a julio y su recaudo se considera un ingreso de terceros.

En octubre de 2019, la Comisión publica la Resolución CREG 129 de 2019; establece la fórmula de traslado en el componente de compras de energía al usuario regulado de los precios del mecanismo de contratación que suscriban contratos resultantes de la subasta de la que trata la Resolución 40590 de 2019 del Ministerio de Minas y Energía.

En octubre de 2019, la Comisión publica la Resolución CREG 130 de 2019, definen los principios, comportamientos y procedimientos que deben cumplir los comercializadores minoristas en la celebración de contratos de energía destinados al mercado regulado.

En octubre de 2019 la CREG expidió la Resolución CREG 142 de 2019, establece la fórmula de traslado en el componente de compras de energía al usuario regulado de los precios de los contratos del mecanismo complementario.

En diciembre de 2019 la Comisión publicó el proyecto de Resolución CREG 155 de 2019, que contiene las bases conceptuales para la remuneración de la actividad de comercialización.

En diciembre de 2019 la Comisión publicó la Resolución CREG 198 de 2019, por la cual prorroga la aplicación de los subsidios a los usuarios de estrato 1 y 2.

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.

A lo largo del 2018, se llevó a cabo el proceso de determinación del VAD para Enel Distribución correspondiente al periodo 2018-2022. El regulador revisó los estudios de costos propuestos, efectuó observaciones, y las empresas de distribución sustentaron técnicamente sus propuestas. 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 el esquema regulatorio de empresa modelo eficiente, de manera que en cada periodo tarifario 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, mientras que, a partir del periodo tarifario de 2018, la empresa modelo eficiente se construye individualmente para cada distribuidora con más de 50.000 clientes.

Nota 5 Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta o Mantenidos para Distribuir a los Propietarios y Operaciones Discontinuadas

5.1. 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. Conside-

rando 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. Debido a lo anterior, la PCH fue operada por Emgesa S.A. E.S.P. bajo un contrato de usufructo.

Luego de un proceso de venta desarrollado durante el año 2019, la transacción se ejecutó exitosamente firmando el contrato de compraventa del activo el 26 de diciembre de 2019. sin embargo, a la fecha están en proceso algunos trámites para la transferencia del activo.
El contrato contempla que las partes deberán otorgar la escritura pública de transferencia de los inmuebles en favor del comprador y proceder con su registro ante la oficina de registro de instrumentos públicos. Para ello, el comprador deberá prestar su colaboración en lo que resulte necesario para el cumplimiento de las obligaciones mencionadas.

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 al 31 de diciembre de 2018 una pérdida por deterioro de MUS$5.234, la cual fue determinada de acuerdo con la valoración realizada. Durante el 2019 se efectuaron algunas adiciones de cumplimiento obligatorio por temas ambientales y se actualizó el valor razonable, lo que implicó reconocer al 31 de diciembre de 2019 una reversión de pérdida por deterioro de MUS$3.433.

A continuación, se presentan los activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$
Propiedades, planta y equipo	11.326	5.825
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	**11.326**	**5.825**
Otros pasivos no financieros no corrientes	3.791	3.835
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	**3.791**	**3.835**

Nota 6 Combinaciones de Negocios y Adquisiciones

6.1 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 Goias 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 periodo 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 periodo 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
Valores definitivos

Activos netos adquiridos identificables	Valor razonable MBRL	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
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
Valores definitivos

	MBRL	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)**

6.2 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 BRL5.552.984 (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 BRL1.516.362 (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 BRL1.500.000, 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 (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 (BRL). 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 periodo 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
Valores definitivos

Activos netos adquiridos identificables	Valor razonable MBRL	Valor razonable 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**

(*) incluye pasivos contingentes por un monto de MBRL 1.252.000 (MUS$ 330.097), que la Sociedad registró como pasivos asumidos en la fecha de adquisición. Los principales pasivos contingentes identificados en la combinación de negocios se revelan en la nota 34.3.b.32-50.

Determinación de la plusvalía
Valores definitivos

	MBRL	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 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 7 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. 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 de nuestras filiales en Argentina fueron convertidos al tipo de cambio de cierre (Arg/US) al 31 de diciembre de 2019, 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 subsidiarias argentinas se convertían a tipo de cambio medio del periodo, 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 los resultados comparativos al 31 de diciembre de 2018 y 2017 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%
Desde enero a diciembre de 2019	53,64%

Al 31 de diciembre de 2018, 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 terminado el 31 de diciembre de 2019, la aplicación de esta normativa generó una ganancia proveniente de la indexación de activos y pasivos de MUS$124.477 (MUS$270.380 en el ejercicio 2018) (antes de impuesto). Ver nota 32.

A continuación, se presenta un resumen de los efectos en los Estados de Situación Financiera Consolidados de Enel Américas:

ACTIVOS	Ajuste inicial al 01/01/2019 MUS$	Efectos Hiperinflación del período MUS$	Diferencia de conversión MUS$	**Saldo final Hiperinflación al 31-12-2019 MUS$**
Inventarios corrientes	5.074	25.671	(1.881)	28.864
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	**5.074**	**25.671**	**(1.881)**	**28.864**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	388	79	(144)	323
Activos intangibles distintos de la plusvalía	8.186	7.617	(3.037)	12.766
Plusvalía	23.434	8.858	(8.694)	23.598
Propiedades, planta y equipo	1.175.374	570.096	(436.054)	1.309.416
Activos por impuestos diferidos	-	20.861	-	20.861
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES	**1.207.382**	**607.511**	**(447.929)**	**1.366.964**
TOTAL ACTIVOS	**1.212.456**	**633.182**	**(449.810)**	**1.395.828**
PASIVOS				
Pasivo por impuestos diferidos	265.047	145.945	(98.330)	312.662
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES	**265.047**	**145.945**	**(98.330)**	**312.662**
TOTAL PASIVOS	**265.047**	**145.945**	**(98.330)**	**312.662**
PATRIMONIO				
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	664.005	347.305	(246.340)	764.970
Participaciones no controladoras	283.404	139.932	(105.140)	318.196
PATRIMONIO TOTAL	**947.409**	**487.237**	**(351.480)**	**1.083.166**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	**1.212.456**	**633.182**	**(449.810)**	**1.395.828**

Nota 8 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

a) La composición del efectivo y equivalentes al efectivo al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al **31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$
Efectivo en caja	830	4.647
Saldos en bancos	593.747	784.957
Depósitos a corto plazo	1.168.331	1.065.378
Otros instrumentos de renta fija	176.089	49.303
Total	**1.938.997**	**1.904.285**

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	
Moneda	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$
Peso chileno	142.878	151.714
Peso argentino	49.846	101.209
Peso colombiano	185.423	372.361
Real brasileño	699.418	633.635
Sol peruano	188.655	129.263
Dólar estadounidense	672.694	513.667
Euro	83	2.436
Total	**1.938.997**	**1.904.285**

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		
Otros pagos de actividades de operación	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
Pagos por otros impuestos (IVA, ICMS, PIS/COFINS, Impuestos a las ventas, Impuestos aduaneros, impuestos transferencias bancarias) (1)	(3.613.564)	(2.774.024)	(1.921.496)
Pagos por recaudación realizadas por contrato Codensa Hogar (2)	(578.708)	(514.595)	(566.795)
Pagos por la cuenta de desarrollo energético (CDE) (3)	(1.148.756)	(926.642)	(608.591)
Otros pagos varios de actividades de operación (4)	(382.405)	(1.012.571)	(532.677)
Total otros pagos por actividades de operación	**(5.723.433)**	**(5.227.832)**	**(3.629.559)**

(1) Los principales componentes de pagos por otros impuestos son los siguientes:
- 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$2.672.785, MUS$2.154.158 y MUS$1.411.772 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, 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$827.589, MUS$474.826 y MUS$347.608 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, respectivamente.
- Pagos por impuestos a las ventas en Perú por MUS$85.089, MUS$81.694 y MUS$70.271 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, 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 2019, 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 01-01-2019 (1) MUS$	Provenientes MUS$	Utilizados (3) MUS$	Intereses Pagados MUS$	Total MUS$	Adquisición de subsidiarias MUS$	Cambios en valor razonable MUS$	Diferencias de cambio MUS$	Costos financieros (2) MUS$	Nuevos pasivos por arrendamientos MUS$	Otros cambios MUS$	**Saldo al 31-12-2019 (1) MUS$**
Préstamos bancarios (Nota 20.a)	1.895.909	3.184.903	(3.732.252)	(120.531)	(667.880)	-	-	(15.165)	134.024	-	(17.678)	1.329.210
Obligaciones con el público (Nota 20.a)	4.058.599	1.712.911	(994.614)	(275.473)	442.823	-	-	(76.972)	283.781	-	6.804	4.715.035
Pasivos por Arrendamientos (Nota 20.a)	121.973	-	(59.178)	(9.076)	(68.254)	-	-	10.866	11.666	114.963	(947)	190.267
Otros préstamos (Nota 20.a)	187.878	1.009	(55.478)	(8.667)	(63.136)	-	-	(7.121)	23.097	-	(6.977)	133.741
Instrumentos derivados de cobertura (Nota 22)	(108.546)	95.512	(70)	(27.465)	67.977	-	(17.279)	(30.952)	24.847	-	4.362	(59.591)
Instrumentos derivados de no cobertura (Nota 22)	(16.221)	28.130	-	-	28.130	-	11.728	1.195	(24.409)	-	-	423
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 12.1 b)	2.652.387	-	(2.662.433)	(173.386)	(2.835.819)	-	-	55.455	127.977	-	-	-
Otras Cuentas por pagar	133.114	-	(2.638)	-	(2.638)	-	-	-	1.819	-	-	132.295
Total	**8.925.093**	**5.022.465**	**(7.506.663)**	**(614.598)**	**(3.098.797)**	**-**	**(5.551)**	**(62.694)**	**582.802**	**114.963**	**(14.436)**	**6.441.380**

		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$	Cambios en valor razonable MUS$	Diferencias de cambio MUS$	Costos financieros (2) MUS$	Nuevos pasivos por arrendamientos MUS$	Otros cambios MUS$	Saldo al 31-12-2018 (1) MUS$
Préstamos bancarios (Nota 20.a)	1.501.723	933.146	(744.730)	(99.667)	88.749	248.027	-	(129.975)	165.292	-	22.093	1.895.909
Obligaciones con el público (Nota 20.a)	3.178.008	3.605.019	(3.475.288)	(289.093)	(159.362)	1.123.222	-	(337.715)	315.051	-	(60.605)	4.058.599
Pasivos por Arrendamientos (Nota 20.a)	104.492	-	(31.619)	(7.037)	(38.656)	22.677	-	(2.992)	8.170	28.143	139	121.973
Otros préstamos (Nota 20.a)	219.735	-	(81.340)	(15.709)	(97.049)	-	-	(23.776)	28.152	-	60.816	187.878
Instrumentos derivados de cobertura (Nota 22)	3.284	5.474	-	(28.046)	(22.572)	-	15.601	(133.070)	27.064	-	1.148	(108.545)
Instrumentos derivados de no cobertura (Nota 22)	3.162	15.926	-	-	15.926	-	(14.065)	1.920	(22.958)	-	(206)	(16.221)
Préstamos de empresas relacionadas (Nota 12.1 b)	-	2.686.387	-	-	2.686.387	-	-	(86.820)	52.820	-	-	2.652.387
Otras cuentas por pagar	112.086	-	-	-	-	-	-	-	21.028	-	-	133.114
Total	**5.122.490**	**7.245.952**	**(4.332.977)**	**(439.552)**	**2.473.423**	**1.393.926**	**1.536**	**(712.428)**	**594.619**	**28.143**	**23.385**	**8.925.094**

		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$	Cambios en valor razonable MUS$	Diferencias de cambio MUS$	Costos financieros (2) MUS$	Nuevos pasivos por arrendamientos MUS$	Otros cambios MUS$	Saldo al 31/12/2017 (1) MUS$
Préstamos bancarios	964.845	783.342	(305.915)	(74.135)	403.292	55.421	(775)	(11.659)	94.163	-	(3.564)	1.501.723
Obligaciones con el público	3.154.734	580.365	(573.994)	(237.702)	(231.331)	-	-	11.920	230.212	-	12.473	3.178.008
Pasivos por Arrendamientos	125.190	-	(46.975)	(5.984)	(52.959)	-	-	(175)	5.882	17.605	8.949	104.492
Otros préstamos	63.001	125.345	(221.232)	(25.941)	(121.828)	271.607	(8.667)	(13.346)	28.874	-	94	219.735
Instrumentos derivados de cobertura	21.069	230	(15.958)	-	(15.728)	-	(10.688)	(3.371)	8.874	-	3.128	3.284
Instrumentos derivados de no cobertura	-	174	(12.878)	-	(12.704)	-	13.235	105	2.526	-	-	3.162
Préstamos de empresas relacionadas	-	257.453	(257.956)	(229)	(732)	-	-	503	229	-	-	-
Otras cuentas por pagar	118.969	13.995	(26.751)	-	(12.756)	-	-	(21.925)	27.798	-	-	112.086
Total	**4.447.808**	**1.760.904**	**(1.461.659)**	**(343.991)**	**(44.746)**	**327.028**	**(6.895)**	**(37.948)**	**398.558**	**17.605**	**21.080**	**5.122.490**

(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 terminados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 por MUS$4.782.344, 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 9 Otros Activos Financieros

La composición de otros activos financieros al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es la siguiente:

	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
Otros activos financieros	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados (1)	57.623	105.372	70	14
Activos financieros medidos a costo amortizado (1)	30.040	24.358	3.139	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados CINIIF 12 (2)	-	-	2.652.064	2.371.635
Activos financieros a valor razonable con cambio en otro resultado Integral	-	-	320	753
Activos financieros medidos a costo amortizado CINIIF 12 (3)	12.689	12.655	342.599	354.344
Instrumentos Derivados Cobertura (4)	18.508	44.424	51.619	69.729
Instrumentos Derivados No Cobertura (5)	1.523	23.584	-	-
Total	**120.383**	**210.393**	**3.049.811**	**2.796.475**

(1) Los montos incluidos en activos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados 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 3.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 Goiás S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A. (cuyos saldos al 31 de diciembre de 2019 son MUS$898.154 (MUS$871.657 al 31 de diciembre de 2018), MUS$589.684 (MUS$487.241 al 31 de diciembre de 2018), MUS$37.589 (MUS$33.507 al 31 de diciembre de 2018) y MUS$1.126.637 (MUS$979.230 al 31 de diciembre de 2018), 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 periodo 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 3.d.1.

(3) Correspondiente a acuerdo de concesión en Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande), ver nota 3.d.1.

(4) Ver nota 22.2.a)

(5) Ver nota 22.2.b)

Nota 10 Otros Activos y Pasivos no Financieros

a) La composición de otros activos no financieros al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es la siguiente:

	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
Otros activos no financieros	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$
IVA Crédito Fiscal y Otros Impuestos	57.124	41.606	141.807	113.441
Fondo de aportaciones a Enel Distribución Goiás (1)	3.357	43.619	234.947	328.714
Servicios en curso prestados por terceros	10.929	37.001	-	-
Servicio en curso de I & D y Eficiencia Energética	94.672	57.564	-	-
Depósitos Judiciales	-	-	340.477	278.261
Activos en construcción CINIIF 12 (2)	-	-	358.289	385.171
Impuesto por recuperar Pis-Cofins (3)	169.404	-	1.435.282	-
Gastos pagados por anticipado	18.193	32.255	-	-
Otros	132.483	95.687	225.088	35.121
Total	**486.162**	**307.732**	**2.735.890**	**1.140.708**

(1) De acuerdo a 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" de ahora en adelante), 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 transferencia del control accionario a Eletrobrás, lo que ocurrió durante el mes de enero de 2015, 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 efectuados por el gobierno del Estado de Goiás y de los créditos recibidos por juicios ganados por Enel Distribución Goiás, con origen hasta la misma fecha, que son reembolsados al fondo en cuestión.

Durante el año 2019, el estado de Goiás promulgó una Ley, que limita el periodo de cobertura de la Ley 17.555, pasando de enero de 2015 a abril de 2012. El Grupo está tomando todas las medidas apropiadas con tal de mantener los derechos adquiridos en el momento de la compra de Enel Distribución Goiás, los que se encuentran garantizados por el propio Estado de Goiás, según lo establecido en el contrato de compra y venta firmado el 14 de febrero de 2017. Los recursos presentados por el Grupo argumentan que el derecho a la garantía es legal y contractual, siendo claramente ilegales las acciones del estado de Goiás, considerándose remota la posibilidad de que las acciones judiciales no resulten en un fallo favorable para la Compañía. (ver nota 34.3.b.20).

Dicho lo anterior, considerando que los recursos no son definitivos, al cierre del ejercicio 2019 se reconoció una pérdida por deterioro por MUS$110.774, que corresponde al monto de cuentas por cobrar generadas entre el periodo abril de 2012 y enero de 2015.

(2) 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.

(3) En marzo de 2017, el Supremo Tribunal Federal de Brasil (STF) resolvió un asunto de repercusión general, relacionado con el cálculo de los impuestos PIS y COFINS. El STF confirmó la tesis de que el impuesto ICMS no debe formar parte de la base de cálculo del PIS y COFINS, sin embargo, el Gobierno Federal presentó un recurso de apelación, buscando determinar los efectos temporales y algunas aclaraciones.

Nuestras filiales en Brasil que fueron afectadas por la resolución del STF, presentaron acciones judiciales en este sentido, en los respectivos Tribunales Regionales Federales. Durante el presente año, se notificó a Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará los fallos definitivos emitidos por dichos Tribunales, reconociendo su derecho a deducir el ICMS aplicado a sus propias operaciones de las bases de cálculo del PIS y COFINS (por los periodos comprendidos entre dic-2003 y dic-2014 para Enel Distribución Sao Paulo, y mayo-2001 en adelante para Enel Distribución Ceará).

Considerando diversos análisis internos y de asesores legales, como así también las mejores estimaciones disponibles, Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará reconocieron activos por MUS$1.244.266 y MUS$360.420, respectivamente, al cierre del ejercicio 2019. Como el pago en exceso de los impuestos PIS y COFINS fue repercutido en su momento a los clientes finales, en forma simultánea al reconocimiento de estos impuestos por recuperar, nuestras subsidiarias han reconocido un pasivo de orden regulatorio por los mismos montos antes indicados, netos de cualquier costo incurrido o por incurrir por las Compañías en estos procesos judiciales. Estos pasivos representan la obligación de restituir a los clientes finales los impuestos que se recuperen.

El Grupo adoptará los procedimientos de recuperación de crédito fiscal de acuerdo con las disposiciones legales. La transferencia a los consumidores dependerá del uso efectivo del crédito fiscal por parte de las Compañías y se llevará a cabo de acuerdo con las regulaciones de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), con una expectativa de 52 meses en el caso de Enel Distribución Sao Paulo y 45 meses en el caso de Enel Distribución Ceará.

Para Enel Distribución Sao Paulo aún está pendiente la resolución de la acción judicial que abarca el periodo de enero de 2015 en adelante, motivo por el cual el sistema de facturación con la inclusión del ICMS en las bases de cálculo de los impuestos PIS y COFINS no se cambiará hasta la emisión del fallo definitivo favorable. También están pendientes de resolución las acciones judiciales presentadas por nuestras filiales Enel Rio y Enel Goias, a la espera de la sentencia definitiva de los Tribunales Regionales respectivos.

Cabe destacar que el "Programa de Integração Social" (PIS) y la "Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social" (COFINS) son contribuciones federales que pagan las compañías en Brasil y que tienen por objetivo financiar programas a los empleados, salud pública, asistencia social y la seguridad social, aplicados sobre los ingresos brutos de las compañías. El "imposto sobre circulação de mercadorias e serviços" (ICMS), es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte". (ver nota 23 y 34.3.b.25)

b) La composición de otros pasivos no financieros al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es la siguiente:

	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
Otros pasivos no financieros	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$
IVA Débito Fiscal y Otros Impuestos	286.816	256.581	57.009	67.966
Otros	33.939	13.539	54.259	37.257
Total	**320.755**	**270.120**	**111.268**	**105.223**

Nota 11 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 2019 y 2018, es la siguiente:

	Saldo al			
	Corrientes		No Corrientes	
Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	**4.243.413**	**4.350.373**	**617.218**	**907.022**
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	3.219.045	3.017.469	122.428	171.513
Otras cuentas por cobrar, bruto	1.024.368	1.332.904	494.790	735.509

	Saldo al			
	Corrientes		No Corrientes	
Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	**3.504.457**	**3.551.022**	**587.957**	**906.508**
Cuentas comerciales por cobrar, neto	2.576.458	2.264.869	99.876	171.513
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	927.999	1.286.153	488.081	734.995

	Saldo al			
	Corrientes		No Corrientes	
Detalle de otras cuentas por cobrar, neto (1)	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$
Activos sectoriales Brasil (i)	557.504	859.557	166.040	349.091
Cuentas por cobrar baja renta (ii)	168.025	216.699	-	-
Cuentas proyecto VOSA (iii)	42.442	8.546	308.077	370.956
Cuentas por cobrar al personal	11.024	10.629	12.850	12.277
Otras	149.004	190.722	1.114	2.671
Total	**927.999**	**1.286.153**	**488.081**	**734.995**

(i) Los activos y pasivos regulatorios (o sectoriales) se registran como consecuencia de la firma, en diciembre de 2014, de sendas enmiendas efectuadas a los contratos de concesión originales que habían celebrado nuestras filiales de Distribución Eléctrica en Brasil. Mediante estas enmiendas se estableció que, además de los montos de compensación derivados de las inversiones no amortizadas durante los respectivos periodos de concesión (ver nota 9 (2)), los saldos de activos y

pasivos regulatorios que no se hubiesen recuperado o devuelto a través de los ciclos tarifarios también estarán sujetos a compensación o devolución por parte del Estado. Lo anterior implica que realización de estos activos o la liquidación de los pasivos no depende de la facturación que se logre efectuar a los clientes durante el periodo de concesión.

Estos activos y pasivos regulatorios surgen de las diferencias entre el costo real y el costo considerado en los reajustes tarifarios y generan un activo en la medida que el costo real es mayor que el contemplado en la tarifa, o a un pasivo cuando los costos reales son inferiores a los contemplados en la tarifa. Estas diferencias son consideradas por la ANEEL, que es la entidad gubernamental que regula las tarifas eléctricas en Brasil, en el siguiente proceso de ajuste tarifario de cada empresa concesionaria.

En general, producto de la operación normal de las Compañías, estos activos y pasivos regulatorios se van cobrando o liquidando a través de las facturaciones a clientes en un periodo que está en un rango promedio entre 10 y 24 meses.

(ii) Cuentas por cobrar 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 Goiás y Enel Distribución Sao Paulo S.A., ese descuento a título de subsidio estatal.

(iii) Cuentas por cobrar relacionadas con proyecto en Argentina.

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 2019 y 2018.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 12.1.

b) Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas, pero de las cuales no se ha registrado provisión de deterioro, es el siguiente:

	Saldo al	
Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$
Con antigüedad menor de tres meses	551.817	452.556
Con antigüedad entre tres y seis meses	95.451	133.316
Con antigüedad entre seis y doce meses	87.226	68.973
Con antigüedad mayor a doce meses	213.357	93.200
Total	**947.851**	**748.045**

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 2018	**633.058**
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)
Adquisición realizada mediante combinación de negocios	196.646
Saldo al 31 de diciembre de 2018	**799.865**
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	159.250
Montos castigados	(168.889)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(22.009)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	**768.217**

(*) Ver Nota 30.b) Pérdidas por deterioro de cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar.

Las pérdidas por deterioro se registran considerando los criterios descritos en nota 3.g.3. y ascendieron a MUS$159.250, MUS$114.671 y MUS$124.120 por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, respectivamente.

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 3.g.3 y 21.5).

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 12 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 intermedios, 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..

12.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar al 31 de diciembre de 2019 y 2018, 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	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	145	149	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure And Network	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	119	-	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	Más de 90 días	254	373	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.027	-	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	879	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	38	267	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	421	-	-	-
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	17	-	-	-
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A	Italia	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	4	6	-	-
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	33	-	-
Extranjera	Enel Green Power Argentina	Argentina	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	101	330	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	188	72	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	36	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	18	18	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.288	1.288	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	29	29	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	115	72	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	53	79	-	-
Extranjera	Enel Energia S.P.A	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	81	83	-	-

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al Corriente 31-12-2019 MUS$	Saldo al Corriente 31-12-2018 MUS$	Saldo al No corriente 31-12-2019 MUS$	Saldo al No corriente 31-12-2018 MUS$
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	47	-	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	67	-	-	-
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	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	445	254	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	501	230	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	194	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	Mexico	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	37	36	-	-
Extranjera	Enel Green Power North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	41	29	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	2.853	1.700	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	1.091	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	PEN	Venta de Energía	Menos de 90 días	8	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	Colombia	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	675	155	-	-
Extranjera	Enel X North America	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	325	-	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	13	21	68	108
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	882	7	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	97	97	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	24	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	1.792	1.354	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	46	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	746	753	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	-	108	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	22	22	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	15	3	-	-
76.250.019-1	Enel Green Power Chile Ltda.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	2	-	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	2.684	1.312	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Peaje	Menos de 90 días	15	19	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Venta de Energía	Menos de 90 días	1.122	3.059	779	1.544
		Total					**16.369**	**14.337**	**847**	**1.652**

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al Corriente 31-12-2019 MUS$	Saldo al Corriente 31-12-2018 MUS$	Saldo al No corriente 31-12-2019 MUS$	Saldo al No corriente 31-12-2018 MUS$
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	3.166	523	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	57	-	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	BRL	Prest. Por pagar	Más de 90 días	-	2.466.231	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	BRL	Prest. Por pagar	Menos de 90 días	-	77.566	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	BRL	Prest. Por pagar	Más de 90 días	-	108.590	-	-
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A.	España	Matriz Común	ARS	Dividendos	Menos de 90 días	18	29	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	221	202	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	España	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	11	11	-	-
Extranjera	Enel Sole	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.259	999	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	36.105	2.171	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	1.117	-	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Dividendos	Menos de 90 días	70.578	-	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	44.677	5.387	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	14.668	40.499	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	US$	Dividendos	Menos de 90 días	206.689	186.697	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	COP	Dividendos	Menos de 90 días	-	127	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	53.583	33.038	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	-	5.787	-	-
Extranjera	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	53	-	-
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	212	2.439	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	16.241	9.727	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	-	123	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	63	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	506	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	4.434	3.074	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	1.205	2.036	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	2.607	1.232	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.958	1.637	-	-
Extranjera	Endesa Distribución Eléctrica	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	-	273	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.295	1.315	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L	España	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	223	-	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L	España	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	155	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	122	-	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	87	-	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	-	1.467	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	4.128	1.110	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	-	2.913	-	-
Extranjera	Proyectos y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	141	371	-	-
Extranjera	Edistribución Redes Digitales, S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	464	-	-	-
Extranjera	Edistribución Redes Digitales, S.L.	España	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	23	-	-	-
Extranjera	Cesi S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	48	343	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	PEN	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.672	513	-	-

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al Corriente 31-12-2019 MUS$	Saldo al Corriente 31-12-2018 MUS$	Saldo al No corriente 31-12-2019 MUS$	Saldo al No corriente 31-12-2018 MUS$
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	153	101	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	Colombia	Matriz Común	COP	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.549	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	Colombia	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	7	162	-	-
Extranjera	Enel X North America	Estados Unidos	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	38	-	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	229	237	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	3.237	664	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	4.324	6.422	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	616	-	-
Extranjera	Enel Map	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	-	16.089	-	-
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	-	12	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	901	153	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	205	209	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	824	185	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	1.357	2.482	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	-	17	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	-	46	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	212	116	-	-
76.250.019-1	Enel Green Power Chile Ltda.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	387	63	-	-
76.924.079-9	Enel X Chile S.P.A	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	1	-	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Compra de Energía	Menos de 90 días	12.578	11.644	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	931	812	-	-
		Total					**494.511**	**2.996.668**	**-**	**-**

(*) Ver nota d) a continuación

c) Transacciones significativas y sus efectos en resultados:

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

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros Gastos Fijos de Explotación	(7.707)	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	47	(8.128)	-
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	Gastos Financieros	(127.977)	(43.873)	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Otros Gastos Fijos de Explotación	(16.685)	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	Otros Gastos Fijos de Explotación	(3.536)	(5.561)	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	-	24.333	31.250
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	-	(126.627)	(108.947)
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S.	España	Matriz Común	Compra de Energía	(7.156)	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L	Italia	Matriz Común	Otros Gastos Fijos de Explotación	(20.689)	(16.630)	(16.805)
Extranjera	Enel Map	Italia	Matriz Común	Otros Gastos Fijos de Explotación	-	(15.986)	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Otros Gastos Fijos de Explotación	(14.381)	(3.160)	(14.444)

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:

- 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 BRL 9.400 millones, el cual fue desembolsado el 5 de octubre de 2018, a una tasa fija de 7,676% anual, sin garantías, con amortización capital e intereses única a la fecha de vencimiento, 2 de julio de 2019. Los fondos de esta financiación fueron usados para el prepago de las notas promisorias que mantenían Enel Brasil y Enel Sudeste emitidas para la compra de Eletropaulo, hoy Enel Distribución Sao Paulo. La deuda fue cancelada en su respectivo vencimiento, el día 2 de julio de 2019.

- El 14 de diciembre de 2018, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Ceará, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 300 millones, el cual fue desembolsado el 18 de diciembre de 2018, a una tasa fija de 8% anual, sin garantías, con amortización de capital e intereses única a la fecha de vencimiento, 18 de diciembre de 2019 (plazo 1 año). Los fondos de esta financiación fueron usados para working capital y fue cancelada en su fecha de vencimiento.

- El 14 de diciembre de 2018, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Sao Paulo, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 420 millones, el cual fue desembolsado el 18 de diciembre de 2018, a una tasa fija de 8% anual, sin garantías, con amortización de capital e intereses única a la fecha de vencimiento, 18 de diciembre de 2019 (plazo 1 año). Los fondos de esta financiación fueron usados para working capital y fue cancelada en su fecha de vencimiento.

12.2 Directorio y personal clave de la gerencia

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

El Directorio vigente al 31 de diciembre de 2019, corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 30 de abril de 2019, y está 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 Hernán 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 2019, 2018 y 2017:

			31-12-2019			
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	Presidente	enero - diciembre 2019	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Vicepresidente	enero - diciembre 2019	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale	Director	enero - diciembre 2019	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo	Director	enero - diciembre 2019	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2019	159	-	48
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - diciembre 2019	159	-	48
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - diciembre 2019	159	-	48
	TOTAL			**478**	**-**	**144**

			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	Presidente	enero - diciembre 2018	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Vicepresidente	enero - diciembre 2018	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale	Director	enero - diciembre 2018	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo	Director	enero - diciembre 2018	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2018	166	-	50
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - diciembre 2018	163	-	50
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	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	Presidente	enero - diciembre 2017	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Vicepresidente	enero - diciembre 2017	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale	Director	enero - diciembre 2017	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo	Director	enero - diciembre 2017	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2017	121	-	40
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - diciembre 2017	121	-	39
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - diciembre 2017	121	-	39
	TOTAL			**363**	**-**	**118**

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

12.3 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	Paolo Pescarmona (3)	Gerente de Planificación y Control
Extranjero	Tripepi Simone (4)	Gerente de Enel X South America
Extranjero	Raffaele Cutrignelli (5)	Gerente de Auditoría Interna
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto (5)	Fiscal y Secretario del Directorio

(1) El Sr. Maurizio Bezzeccheri asumió el 1 de agosto de 2018 como Gerente General en reemplazo del Sr. Luca D'Agnese.
(2) El Sr. Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira asumió el 1 de octubre de 2018 como Gerente de Administración, Finanzas y Control en reemplazo del Sr. Paolo Pallotti.
(3) El Sr. Paolo Pescarmona asumió el 15 de noviembre de 2019 como Gerente de Planificación y Control en reemplazo del Sr. Bruno Stella.
(4) El Sr. Simone Tripepi asumió el 29 de agosto de 2019 como Gerente de Enel X South America.
(5) Los señores Raffaele Cutrignelli 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.

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		
	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
Remuneración	2.407	2.586	4.046
Beneficios a corto plazo para los empleados	106	21	119
Total	**2.513**	**2.607**	**4.165**

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.

12.4 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 13 Inventarios

La composición de los inventarios al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al 31-12-2019 MUS$	Saldo al 31-12-2018 MUS$
Suministros para la producción	35.589	29.959
Petróleo	25.475	23.128
Carbón	10.114	6.831
Repuestos	32.145	27.828
Materiales eléctricos	328.505	281.611
Total	**396.239**	**339.398**

No existen inventarios como garantía de cumplimiento de deudas.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a MUS$277.118, MUS$226.843 y MUS$229.308, respectivamente. Para un mayor detalle por tipo de combustible ver Nota 28.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

Nota 14 Activos y Pasivos por Impuestos

a) La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al 31-12-2019 MUS$	Saldo al 31-12-2018 MUS$
Pagos provisionales mensuales	98.158	44.798
Otros	9.163	6.196
Total	**107.321**	**50.994**

b) La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es la siguiente:

Pasivos por Impuestos	Saldo al 31-12-2019 MUS$	Saldo al 31-12-2018 MUS$
Impuesto a la renta	220.727	192.924
Total	**220.727**	**192.924**

Nota 15 Inversiones Contabilizadas Utilizando el Método de la Participación

15.1 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 2019 y 2018:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01-01-2019 MUS$	Participación en Ganancia (Pérdida) MUS$	Dividendos declarados MUS$	Diferencia de conversión MUS$	Otro resultado Integral MUS$	Otros incrementos (decremen-tos) MUS$	Economía Hiperin-flacionaria Argentina MUS$	**Saldo al 31-12-2019 MUS$**
Extranjero	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	33,33%	556	(227)	-	(362)	-	668	585	1.220
Extranjero	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	50,00%	236	20	(62)	(87)	-	-	79	186
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	868	117	(631)	(322)	-	-	-	32
Extranjero	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	931	165	(501)	(346)	-	-	-	249
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	40,90%	5	508	(220)	(2)	-	-	-	291
					TOTAL	**2.596**	**583**	**(1.414)**	**(1.119)**	**-**	**668**	**664**	**1.978**

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01-01-2018 MUS$	Participación en Ganancia (Pérdida) MUS$	Dividendos declarados MUS$	Diferencia de conversión MUS$	Otro resultado Integral MUS$	Otros incrementos (decremen-tos) MUS$	Economía Hiperin-flacionaria Argentina MUS$	Saldo al 31-12-2018 MUS$
Extranjero	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	22,22%	1.221	441	(1.145)	39	-	-	-	556
Extranjero	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	50,00%	14	(160)		(258)	-	-	640	236
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	830	1.027	(453)	(536)	-	-	-	868
Extranjero	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	671	1.144	(422)	(462)	-	-	-	931
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	40,90%	11	-	-	(6)	-	-	-	5
					TOTAL	**2.747**	**2.452**	**(2.020)**	**(1.223)**	**-**	**-**	**640**	**2.596**

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 2019 y 31 de diciembre de 2018 de los estados financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

	31 de diciembre de 2019									
Inversiones con influencia significativa	**% Parti-cipación 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.	33,33%	4.831	1.323	932	1.562	3.085	(4.155)	(1.070)	(1.585)	(2.655)

	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

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

No existen compromisos y contingencias significativas o restricciones a la disposición de fondos, en compañìas asociadas y negocios conjuntos.

Nota 16 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 2019 y 2018:

Activos intangibles	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$
Activos Intangibles bruto	**10.206.344**	**10.257.585**
Servidumbre y Derechos de Agua	47.752	61.445
Concesiones	9.787.352	9.917.051
Costos de Desarrollo	14.494	13.928
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	46.644	28.947
Programas Informáticos	308.336	234.419
Otros Activos Intangibles Identificables	1.766	1.795

Activos Intangibles, Amortización y Deterioro	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	**(4.678.465)**	**(4.430.296)**
Servidumbre y Derechos de Agua	(16.265)	(18.210)
Concesiones	(4.505.624)	(4.279.664)
Costos de Desarrollo	(9.948)	(9.673)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(21.154)	(14.829)
Programas Informáticos	(123.906)	(106.201)
Otros Activos Intangibles Identificables	(1.568)	(1.719)

Activos intangibles	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$
Activos Intangibles netos	**5.527.879**	**5.827.289**
Servidumbre y Derechos de Agua	31.487	43.235
Concesiones Neto (1) (*)	5.281.728	5.637.387
Costos de Desarrollo	4.546	4.255
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	25.490	14.118
Programas Informáticos	184.430	128.218
Otros Activos Intangibles Identificables	198	76

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

Empresa titular de la concesión	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$
Enel Distribución Río S.A.	688.901	716.210
Enel Distribución Ceará S.A.	543.441	586.767
Enel Distribución Goias S.A.	1.457.864	1.500.934
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	2.591.522	2.833.476
TOTAL	**5.281.728**	**5.637.387**

(*) Ver nota 3.d.1)

La composición y movimientos de los activos intangibles durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, han sido los siguientes:

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo MUS$	Servidum-bres MUS$	Concesiones MUS$	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos MUS$	Programas Informáticos MUS$	Otros Activos Intangibles Identifica-bles, Neto MUS$	Activos Intangibles, Neto MUS$
Saldo inicial al 01/01/2019	**4.255**	**43.235**	**5.637.387**	**14.118**	**128.218**	**76**	**5.827.289**
Movimientos en activos intangibles identificables							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	13	178	601.792	1.042	83.051	-	686.076
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	38	(187)	(202.951)	(85)	(8.651)	-	(211.836)
Amortización	(387)	(1.181)	(437.962)	(3.486)	(22.429)	(62)	(465.507)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**-**	**1.804**	**-**	**(5.040)**	**3.236**	**-**	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	1.804	-	(5.040)	3.236	-	-
Disposiciones y retiros de servicio	**-**	**-**	**(15.675)**	**-**	**-**	**-**	**(15.675)**
Retiros de servicio	-	-	(15.675)	-	-	-	(15.675)
Economía Hiperinflacionaria Argentina	-	-	-	-	7.391	-	7.391
Otros incrementos (disminuciones)	627	(12.362)	(300.863)	18.941	(6.386)	184	(299.859)
Total movimientos en activos intangibles identificables	**291**	**(11.748)**	**(355.659)**	**11.372**	**56.212**	**122**	**(299.410)**
Saldo final al 31-12-2019	**4.546**	**31.487**	**5.281.728**	**25.490**	**184.430**	**198**	**5.527.879**

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo MUS$	Servidum-bres MUS$	Concesiones MUS$	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos MUS$	Programas Informáticos MUS$	Otros Activos Intangibles Identifica-bles, 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)**
Disposiciones	-	-	-	-	-	-	-
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**

Al 31 de diciembre de 2019, las principales adiciones a activos intangibles por concesiones por MUS$601.792 provienen principalmente de Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Sao Paulo S.A. y Enel Distribución Goiás 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 3.d.1). Al 31 de diciembre de 2018, las principales adiciones a activos intangibles por un total de 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 Goiás.

Las adiciones de activos intangibles por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 fueron de MUS$686.076 y MUS$593.376, respectivamente.

La amortización de activos intangibles ascendió a MUS$449.463, MUS$351.114 y MUS$240.579 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, respectivamente, la cual se presenta neta de impuestos Pis y Cofins en las subsidiarias brasileñas.

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 ascendió a MUS$7.611, MUS$14.407 y MUS$0, respectivamente (Ver Nota 32). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 9,23%, 8,95% y 0% al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, respectivamente.

Durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso en el rubro de concesiones por un monto de MUS$89.154, MUS$82.662 y MUS$68.186, 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 2019 y 2018 (Ver Nota 3.e).

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, la Sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

Nota 17 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 2019 y 2018:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial 01-01-2018 MUS$	Combinación de Negocios MUS$	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera MUS$	Economía Hi-perinflacionaria Argentina MUS$	Saldo Final 31-12-2018 MUS$	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera MUS$	Economía Hi-perinflacionaria Argentina MUS$	**Saldo Final 31-12-2019 MUS$**
Enel Distribución Rio S.A.	Enel Distribución Río S.A.	256.658	-	(37.278)	-	219.380	(8.013)	-	211.367
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	14.514	-	(1.171)	-	13.343	(152)	-	13.191
Enel Generación El Chocón S.A.	Enel Generación El Chocón S.A.	5.556	-	(17.227)	37.926	26.255	(9.741)	8.858	25.372
Enel Distribución Perú S.A.	Enel Distribución Perú	71.298	-	(2.951)	-	68.347	1.300	-	69.647
EGP Cachoeira Dourada S.A.	EGP Cachoeira Dourada S.A.	94.114	-	(13.673)	-	80.441	(2.938)	-	77.503
Enel Generación Perú S.A.	Enel Generación Perú	134.197	-	(5.554)	-	128.643	2.447	-	131.090
Emgesa S.A. E.S.P.	Emgesa S.A. E.S.P.	6.421	-	(519)	-	5.902	(67)	-	5.835
Enel Perú S.A.	Enel Distribución Perú	21	-	(1)	-	20	3	-	23
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	1.195	-	(174)	-	1.021	(37)	-	984
Enel Distribución Ceará S.A.	Enel Distribución Ceará S.A.	129.201	-	(18.772)	-	110.429	(4.033)	-	106.396
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Enel Distribución Sao Paulo	-	563.858	(12.069)	-	551.789	(20.154)	-	531.635
Total		**713.175**	**563.858**	**(109.389)**	**37.926**	**1.205.570**	**(41.385)**	**8.858**	**1.173.043**

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 2019 (Ver Nota 3.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 Goiás, 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 6.2).

Nota 18 Propiedades, Planta y Equipo

A continuación, se presentan los saldos de las propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**16.324.185**	**15.700.505**
Construcción en Curso	1.189.709	1.059.070
Terrenos	163.522	163.660
Edificios	493.914	284.496
Plantas y Equipos de Generación	6.942.941	7.318.697
Infraestructura de Red	6.743.394	6.210.147
Instalaciones Fijas y Accesorios	423.972	413.689
Activos por derechos de uso	366.733	250.746

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	**(7.304.948)**	**(7.013.678)**
Edificios	(236.767)	(147.041)
Plantas y Equipos de Generación	(3.357.348)	(3.596.514)
Infraestructura de Red	(3.374.311)	(2.984.132)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(225.586)	(218.600)
Activos por derechos de uso	(110.936)	(67.391)

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	**9.019.237**	**8.686.827**
Construcción en Curso	1.189.709	1.059.070
Terrenos	163.522	163.660
Edificios	257.147	137.455
Plantas y Equipos de Generación	3.585.593	3.722.183
Infraestructura de Red	3.369.083	3.226.015
Instalaciones Fijas y Accesorios	198.386	195.089
Activos por derechos de uso	255.797	183.355

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019 y 2018, han sido los siguientes:

	Movimientos período 2019	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$	Activos por derechos de Uso , Neto MUS$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto MUS$
	Saldo inicial al 1 de enero de 2019 antes de la aplicación NIIF 16	**1.059.070**	**163.660**	**137.455**	**3.722.183**	**3.226.015**	**195.089**	**183.355**	**8.686.827**
	Efectos primera aplicación NIIF 16	-	-	-	-	-	-	71.826	71.826
	Saldo inicial al 1 de enero de 2019 después de la aplicación de NIIF 16	**1.059.070**	**163.660**	**137.455**	**3.722.183**	**3.226.015**	**195.089**	**255.181**	**8.758.653**
Movimientos	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	775.595	414	907	3.558	-	15.418	-	795.892
Movimientos	Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(156.075)	(5.955)	(10.400)	(145.309)	(387.169)	(2.993)	139	(707.762)
Movimientos	Depreciación	-	-	(14.011)	(227.473)	(193.738)	(23.006)	(40.778)	(499.006)
Movimientos	Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	-	-	(1.307)	-	-	-	-	(1.307)
Movimientos	**Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios**	**(677.665)**	**1.865**	**18.298**	**205.682**	**430.453**	**21.367**	**-**	**-**
Movimientos	Incrementos (disminuciones) por transferencias	(677.665)	1.865	18.298	205.682	430.453	21.367	-	-
Movimientos	Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(677.665)	1.865	18.298	205.682	430.453	21.367	-	-
Movimientos	**Disposiciones y retiros de servicio**	**-**	**(855)**	**(5.180)**	**-**	**(7.416)**	**(3.428)**	**(620)**	**(17.499)**
Movimientos	Disposiciones	-	(794)	(412)	-	-	-	-	(1.206)
Movimientos	Retiros	-	(61)	(4.768)	-	(7.416)	(3.428)	(620)	(16.293)
Movimientos	Economía Hiperinflacionaria Argentina	163.990	4.731	9.150	75.860	340.626	19.821	9	614.187
Movimientos	Otros incrementos (disminución)	24.794	(338)	122.235	(48.908)	(39.688)	(23.882)	41.866	76.079
Movimientos	**Total movimientos**	**130.639**	**(138)**	**119.692**	**(136.590)**	**143.068**	**3.297**	**616**	**260.584**
	Saldo final al 31-12-2019	**1.189.709**	**163.522**	**257.147**	**3.585.593**	**3.369.083**	**198.386**	**255.797**	**9.019.237**

	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$	Activos por derechos de Uso , 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
Movimientos	Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	-	18.036	18.036
Movimientos	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)
Movimientos	Depreciación	-	-	(6.969)	(275.444)	(194.488)	(23.311)	(11.220)	(511.432)
Movimientos	Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	66.987	-	-	-	66.987
Movimientos	**Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios**	**(555.758)**	**5.203**	**7.625**	**174.583**	**274.079**	**97.063**	**(2.795)**	**-**
Movimientos	Incrementos (disminuciones) por transferencias	(555.758)	5.203	7.625	174.583	274.079	97.063	(2.795)	-
Movimientos	Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(555.758)	5.203	7.625	174.583	274.079	97.063	(2.795)	-
Movimientos	Disposiciones y retiros de servicio	(354)	(836)	(5)	(11.016)	(6.323)	(551)	(251)	(19.336)
Movimientos	Disposiciones	-	(820)	(5)	-	-	(59)	-	(884)
Movimientos	Retiros	(354)	(16)	-	(11.016)	(6.323)	(492)	(251)	(18.452)
Movimientos	Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	(5.825)	-	-	-	(5.825)
Movimientos	Economía Hiperinflacionaria Argentina	221.193	22.045	37.959	260.229	1.246.868	8.194	-	1.796.488
Movimientos	Otros incrementos (disminución)	17.849	(4)	81	(6.339)	24.962	15.290	1.490	53.329
Movimientos	**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**

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$795.892 y MUS$823.067 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, 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 2019 por MUS$221.257 (al 31 de diciembre 2018 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$283.241), mientras que en los nego-

cios 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$551.787 al 31 de diciembre de 2019 (MUS$538.025 al 31 de diciembre 2018).

La depreciación de propiedad, planta y equipo ascendió a MUS$498.867, MUS$511.326 y MUS$407.535 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019, 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 2019, 2018 y 2017 ascendió a MUS$8.092, MUS$4.922 y MUS$8.054, respectivamente (Ver Nota 32). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 7,49%, 7,25% y 9,44% al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, 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 2019, 2018 y 2017 ascendió a MUS$92.411, MUS$95.335 y MUS$105.000, respectivamente.

c) Activos por derecho de uso

El detalle de los activos por derecho de uso al 31 de diciembre de 2019, corresponden a los siguientes:

Movimientos período 2019	Terrenos MUS$	Edificios, Neto MUS$	Otras Plantas y Equipos, Neto MUS$	Activos por derechos de Uso , Neto MUS$
Saldo inicial al 1 de enero de 2019 antes de la aplicación NIIF 16	**-**	**1.424**	**181.931**	**183.355**
Efectos primera aplicación NIIF 16	3.448	50.840	17.538	71.826
Saldo inicial al 1 de enero de 2019 después de la aplicación de NIIF 16	**3.448**	**52.264**	**199.469**	**255.181**
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(90)	(1.328)	1.557	139
Depreciación	(618)	(13.049)	(27.111)	(40.778)
Otros incrementos (disminución)	283	28.971	12.001	41.255
Total movimientos	**(425)**	**14.594**	**(13.553)**	**616**
Saldo final al 31-12-2019	**3.023**	**66.858**	**185.916**	**255.797**

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, los principales pasivos por arrendamiento son los siguientes:

- Contrato de arrendamiento 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 se suscribió para financiar la Unidad de "Reserva fría de generación". El contrato calificó como pasivo financiero al 31 de diciembre de 2018 y 31 de diciembre de 2019, por la aplicación de NIC 17 y NIIF 16, respectivamente.

- Con fecha 21 de julio de 2016, se firmó un contrato de arrendamiento 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 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). Este contrato calificó como pasivo financiero al 31 de diciembre de 2018 y 31 de diciembre de 2019, por la aplicación de NIC 17 y NIIF 16, respectivamente.

- Contrato de arrendamiento 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 se suscribió para financiar la nueva turbina TG-6 para la Central Térmica Malacas (TG6). Este contrato calificó como pasivo financiero al 31 de diciembre de 2018 y 2019, por la aplicación de NIC 17 y NIIF 16, respectivamente.

- Adicionalmente, como consecuencia de la aplicación de NIIF 16 (ver Notas 2.2.a.i. y 3.f), el Grupo reconoció al 1 de enero derechos de uso relacionados con las propiedades, plantas y equipos por un monto de MUS$71.826.

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

	31-12-2019			31-12-2018		
	Bruto MUS$	**Interés MUS$**	**Valor presente MUS$**	Bruto MUS$	Interés MUS$	Valor presente MUS$
Hasta un año	88.846	7.203	81.643	39.300	3.633	35.667
Más de un año y no más de dos años	49.186	6.478	42.708	56.641	5.031	51.610
Más de dos años y no más de tres años	31.187	4.946	26.241	22.813	2.026	20.787
Más de tres años y no más de cuatro años	17.065	3.392	13.673	11.518	1.895	9.623
Más de cuatro años y no más de cinco años	10.055	2.128	7.927	3.727	1.143	2.584
Más de cinco años	20.318	2.243	18.075	2.662	960	1.702
Total	**216.657**	**26.390**	**190.267**	**136.661**	**14.688**	**121.973**

d) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

El estado de resultados consolidados por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019 incluye gastos de MUS$4.040, que se relacionan con los pagos por arrendamientos de corto plazo, MUS$226 relacionados con arrendamientos de activos subyacentes de bajo valor y MUS$6.075 relacionados con arrendamientos variables, que se exceptúan de la aplicación de NIIF 16 (ver Notas 2.2.a.i. y 3.f). Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el monto reconocido en resultados fue de MUS$27.885 y MUS$26.448, respectivamente, proveniente de contratos de arrendamiento de activos calificados como arrendamientos operativos, de acuerdo a NIC 17.

Al 31 de diciembre de 2019 los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	31-12-2019 MUS$
Hasta un año	866
Más de un año y no más de dos años	-
Más de dos años y no más de tres años	-
Más de tres años y no más de cuatro años	-
Más de cuatro años y no más de cinco años	-
Más de cinco años	-
Total	**866**

e) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de diciembre de 2019, compromisos de adquisición de bienes de activo fijo por MUS$986.935 (MUS$440.385 al 31 de diciembre de 2018).

ii) Al 31 de diciembre de 2019, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de MUS$114.699 (MUS$7.692 al 31 de diciembre de 2018). (Ver Nota 34.1).

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$1.123.050), 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$561.525). 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 3.e), fue reversado en su totalidad.

v) En Enel Generación Costanera, producto de la aplicación de NIC 29 – Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias (ver Nota 7), 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 MARS 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 MARS 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 19 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 2019, 2018 y 2017:

	Saldo al		
(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(675.267)	(698.216)	(647.937)
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)	7.426	20.104	30.041
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	23.419	7.692	24.030
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	-	(267)	485
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	**(644.422)**	**(670.687)**	**(593.381)**
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	415.945	228.505	28.259
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	(7.437)	4.662	54.967
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	(432)	(412)	(8.979)
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	**408.076**	**232.755**	**74.247**
Gasto por impuestos a las ganancias	**(236.346)**	**(437.932)**	**(519.134)**

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 2019, 2018 y 2017:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	31-12-2019 MUS$	Tasa	31-12-2018 MUS$	Tasa	31-12-2017 MUS$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		**2.406.109**		**2.104.990**		**1.645.648**
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	**(27,00%)**	**(649.649)**	**(27,00%)**	**(568.345)**	**(25,50%)**	**(419.637)**
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(5,23%)	(125.912)	(6,64%)	(139.772)	(10,93%)	(179.788)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	26,33%	633.557	19,16%	403.399	8,39%	138.031
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(4,57%)	(109.892)	(6,90%)	(145.156)	(7,76%)	(127.758)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(0,31%)	(7.437)	0,22%	4.662	3,34%	54.967
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	0,98%	23.419	0,38%	7.692	1,46%	24.030
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	(0,02%)	(432)	(0,02%)	(412)	(0,55%)	(8.979)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	**17,18%**	**413.303**	**6,20%**	**130.413**	**(6,05%)**	**(99.497)**
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias	**(9,82%)**	**(236.346)**	**(20,80%)**	**(437.932)**	**(31,55%)**	**(519.134)**

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 2019 y 2018:

	31 de diciembre de 2019		31 de diciembre de 2018	
Activos/(Pasivos) por Impuestos Diferidos	**Activos MUS$**	**Pasivos MUS$**	Activos MUS$	Pasivos MUS$
Depreciaciones	25.659	(508.172)	12.514	(362.295)
Amortizaciones	6.158	(22.213)	7.206	(24.400)
Obligaciones por beneficios post-empleo	552.760	(154)	374.105	(154)
Revaluaciones de instrumentos financieros	1.211	(11.626)	3.290	(8.364)
Pérdidas fiscales	281.080	-	258.589	-
Provisiones	**636.653**	**(237.040)**	**803.708**	**(210.459)**
Provisión Contingencias Civiles	241.520	-	256.544	-
Provisión Contingencias Trabajadores	36.878	-	32.360	-
Provisión cuentas incobrables	122.104	-	235.875	-
Provisión cuentas de Recursos Humanos	16.339	-	14.730	-
Activos financieros IFRIC 12	-	(207.425)	-	(196.683)
Otras Provisiones	219.812	(29.615)	264.199	(13.776)
Otros Impuestos Diferidos	**194.989**	**(474.925)**	**271.041**	**(1.237.814)**
Amortización PPA - (Enel Distribución Goiás y Sao Paulo)	-	(105.236)	-	(682.399)
Corrección Monetaria - Argentina	-	(285.210)	-	(265.047)
Otros Impuestos Diferidos	194.989	(84.479)	271.041	(290.368)
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos antes de compensación	**1.698.510**	**(1.254.130)**	**1.730.453**	**(1.843.486)**
Compensación de activos/(pasivos) por impuestos diferidos	(610.276)	610.276	(1.297.416)	1.297.416
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos después de compensación	**1.088.234**	**(643.854)**	**433.037**	**(546.070)**

El origen y movimientos de los activos y pasivos por impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	Saldo neto al 1 de enero de 2019 MUS$	Movimientos: Reconocidos en ganancias o pérdidas MUS$	Reconocidos en resultados integrales MUS$	Diferencia de conversión de moneda extranjera MUS$	Otros incrementos (decrementos) MUS$	**Saldo neto al 31 de diciembre de 2019 MUS$**
Depreciaciones	(349.781)	(38.520)	-	82.756	(176.968)	(482.513)
Amortizaciones	(17.194)	119	-	(308)	1.328	(16.055)
Obligaciones por beneficios post-empleo	373.951	(1.962)	195.098	(17.182)	2.701	552.606
Revaluaciones de instrumentos financieros	(5.074)	1.339	(1.320)	(162)	(5.198)	(10.415)
Pérdidas fiscales	258.589	1.481	-	(10.630)	31.640	281.080
Provisiones	**593.249**	**(112.506)**	**-**	**(30.273)**	**(50.857)**	**399.613**
Provisión Contingencias Civiles	256.544	(46.541)	-	(11.377)	42.894	241.520
Provisión Contingencias Trabajadores	32.360	146	-	116	4.256	36.878
Provisión cuentas incobrables	235.875	7.096	-	(9.042)	(111.825)	122.104
Provisión cuentas de Recursos Humanos	14.730	680	-	(223)	1.152	16.339
Activos financieros IFRIC 12	(196.683)	(36.402)	-	12.177	13.483	(207.425)
Otras Provisiones	250.423	(37.485)	-	(21.924)	(817)	190.197
Otros Impuestos Diferidos	**(966.773)**	**558.125**	**-**	**37.743**	**90.969**	**(279.936)**
Amortización PPA - (Enel Distribución Goiás y Sao Paulo)	(682.399)	563.517	-	13.646	-	(105.236)
Corrección Monetaria - Argentina	(265.047)	370	-	629	(21.162)	(285.210)
Otros Impuestos Diferidos	(19.327)	(5.762)	-	23.468	112.131	110.510
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	**(113.033)**	**408.076**	**193.778**	**61.944**	**(106.385)**	**444.380**

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, IFRS 15 Y NIC 29 MUS$	Movimientos: 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$	**Saldo neto al 31 de diciembre de 2018 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 - (Enel Distribución Goias)	(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)**

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 2019, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de MUS$ 37.442 (MUS$ 26.244 al 31 de diciembre de 2018) (Ver nota 3.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 2019 asciende a MUS $3.427.371 (MUS$2.553.012 al 31 de diciembre de 2018). Por otra parte, tampoco se han registrado activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles relacionadas con inversiones en subsidiarias y en determinados negocios conjuntos para las cuales no se espera que reviertan en un futuro previsible o no se disponga de ganancias fiscales para su utilización. Al 31 de diciembre de 2019, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a MUS$ 2.362.974 (MUS$ 2.487.133 al 31 diciembre de 2018).

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 periodos 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	2016 - 2018
Argentina	2014 - 2018
Brasil	2014 - 2018
Colombia	2016 - 2018
Perú	2015 - 2018

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 2019, 2018 y 2017:

	31 de diciembre de 2019			31 de diciembre de 2018			31 de diciembre de 2017		
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 MUS$**	Importe antes de Impuestos MUS$	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	(598)	-	(598)	(458)	-	(458)	(829)	-	(829)
Cobertura de Flujos de efectivo	5.906	(2.165)	3.741	(2.727)	1.354	(1.373)	12.735	(5.088)	7.647
Diferencias de cambio por conversión	(765.005)	-	(765.005)	(1.575.134)	-	(1.575.134)	(95.501)	-	(95.501)
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	(576.143)	195.098	(381.045)	(177.527)	59.684	(117.843)	(4.941)	3.694	(1.247)
Impuesto a las Ganancias Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	**(1.335.840)**	**192.933**	**(1.142.907)**	**(1.755.846)**	**61.038**	**(1.694.808)**	**(88.536)**	**(1.394)**	**(89.930)**

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 2019, 2018 y 2017, es la siguiente:

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	**31 de diciembre de 2019 MUS$**	31 de diciembre de 2018 MUS$	31 de diciembre de 2017 MUS$
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales	193.778	60.144	821
Impuestos corrientes sobre movimientos de reservas coberturas (hedge de ingresos y derivados)	(845)	894	(1.292)
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas en planes de beneficios definidos	-	-	(896)
Otros impuestos diferidos	-	-	(27)
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	**192.933**	**61.038**	**(1.394)**

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 abono neto a resultados fue de MUS$ 4.662.

e) En Argentina, el 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.541 de "Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de Emergencia Pública" y el Decreto N° 58/2019 que la promulgó. Asimismo, el 28 de diciembre de 2019 se publicó el Decreto N° 99/2019 con las regulaciones para la implementación de la ley.

Las principales medidas relevantes para la Sociedad contenidas en la ley y su reglamentación son las siguientes:

La Ley N° 27.430 había dispuesto para los periodos fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2020, que la alícuota corporativa de impuesto a las ganancias se reduciría del 30% al 25% y que el impuesto adicional a los dividendos o utilidades que se distribuyan a personas humanas de Argentina y del exterior y personas jurídicas del exterior se incrementaría del 7% al 13%. La reforma suspende ese cambio de tasas y mantiene las originales del 30% y 7%, respectivamente, hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2022 inclusive.

La Ley N° 27.468 había dispuesto para los tres primeros ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2019, que el ajuste por inflación positivo o negativo que pudiera corresponder debía distribuirse un tercio en el ejercicio fiscal en que se determinara el ajuste, y los dos tercios restantes, en partes iguales, en los dos periodos fiscales inmediatos siguientes. La reforma modificó esa distribución y establece que el ajuste positivo o negativo correspondiente al primer y segundo ejercicio fiscal iniciados a partir del 1° de enero de 2019, deberá imputarse un sexto al ejercicio fiscal en que se determine el ajuste y los cinco sextos restantes en los cinco periodos fiscales inmediatos siguientes; en tanto que para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2021 se podrá deducir el 100% del ajuste en el año en el cual este se determina.

Las subsidiarias argentinas producto de este incremento en las tasas, reconocieron el 31 de diciembre de 2019 las variaciones de sus activos y pasivos por impuestos diferidos. El cargo neto a resultados fue de MUS$ 7.437.

f) Con fecha 6 de noviembre de 2019, luego de la aprobación de una junta extraordinaria de accionistas, Enel Distribución Sao Paulo fusionó los activos y pasivos de su controladora Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. ("Enel Sudeste"). Dentro de los activos de la fusión, se incluyen montos relacionados con los intangibles de la concesión, como así mismo, el reconocimiento del pasivo por impuesto diferido sobre los intangibles de la concesión antes señalada (ver nota 6.2). Una vez efectuada la fusión, se procedió a reversar las obligaciones por impuestos diferidos, ya que durante dicho proceso se extinguieron las diferencias entre las bases fiscales y contables que surgieron en el momento de la adquisición de Enel Distribución Sao Paulo y que serán futuramente amortizadas en el plazo de la concesión. De acuerdo a lo mencionado anteriormente, la compañía procedió a reconocer una utilidad de MUS$ 553.225 en el presente ejercicio.

Nota 20 Otros Pasivos Financieros

El saldo de otros pasivos financieros al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

Otros pasivos financieros	31 de diciembre de 2019		31 de diciembre de 2018	
	Corriente MUS$	**No corriente MUS$**	Corriente MUS$	No corriente MUS$
Préstamos que devengan intereses	1.478.831	4.889.422	1.642.504	4.621.855
Instrumentos derivados de cobertura (*)	9.500	1.036	5.595	13
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	1.720	-	-	-
Total	**1.490.051**	**4.890.458**	**1.648.099**	**4.621.868**

(*) Ver Nota 22.2.a
(**) Ver Nota 22.2.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 2019 y 2018, es el siguiente:

Clases de Préstamos que Devengan Intereses	31 de diciembre de 2019		31 de diciembre de 2018	
	Corriente MUS$	**No corriente MUS$**	Corriente MUS$	No corriente MUS$
Préstamos bancarios garantizados	258.976	585.107	358.314	551.948
Préstamos bancarios no garantizados	447.954	37.173	683.339	302.308
Obligaciones con el público no garantizadas	264.634	3.357.885	441.946	2.626.127
Obligaciones con el público garantizadas	395.987	696.529	67.805	922.721
Pasivos por arrendamientos	81.643	108.624	35.667	86.306
Otros préstamos	29.637	104.104	55.433	132.445
Total	**1.478.831**	**4.889.422**	**1.642.504**	**4.621.855**

El desglose por monedas y vencimientos de los préstamos bancarios al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

- Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

					Corriente			No Corriente					
					Vencimiento			Vencimiento					
Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Uno a Tres Meses MUS$	Tres a Doce Meses MUS$	**Total Corriente al 31-12-2019 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 31-12-2019 MUS$**
Chile	US$	4,99%	2,67%	Sin Garantía	-	351.820	351.820	-	-	-	-	-	-
Chile	CLP	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1	-	1	-	-	-	-	-	-
Peru	PEN	4,16%	4,10%	Sin Garantía	-	-	-	22.614	-	-	-	-	22.614
Brasil	US$	4,44%	4,16%	Con Garantía	7.281	151.859	159.140	318.251	148.012	-	2.786	-	469.049
Brasil	BRL	6,70%	6,60%	Con Garantía	7.458	92.378	99.836	27.916	26.338	15.975	10.576	35.253	116.058
Brasil	US$	4,66%	4,65%	Sin Garantía	495	60.534	61.029	-	-	-	-	-	-
Brasil	BRL	6,53%	6,52%	Sin Garantía	876	-	876	-	-	-	-	-	-
Colombia	COP	5,73%	5,61%	Sin Garantía	1.396	32.832	34.228	7.524	3.575	1.038	1.038	1.384	14.559
	Total				**17.507**	**689.423**	**706.930**	**376.305**	**177.925**	**17.013**	**14.400**	**36.637**	**622.280**

					Corriente			No Corriente					
					Vencimiento			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$	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$	4,99%	3,36%	Sin Garantía	-	352.387	352.387	-	-	-	-	-	-
Chile	CLP	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1	-	1	-	-	-	-	-	-
Perú	US$	3,52%	3,40%	Sin Garantía	424	-	424	-	-	-	-	-	-
Perú	PEN	3,78%	3,75%	Sin Garantía	35	25.857	25.892	-	22.192	-	-	-	22.192
Brasil	US$	4,36%	4,35%	Con Garantía	7.818	303.104	310.922	271.452	203.283	-	-	-	474.735
Brasil	BRL	8,36%	8,20%	Con Garantía	34.829	3.229	38.058	8.145	11.471	11.677	7.728	1.239	40.260
Brasil	US$	5,36%	5,35%	Sin Garantía	76.156	-	76.156	-	-	-	-	2.776	2.776
Brasil	BRL	8,84%	8,79%	Sin Garantía	41.402	89.825	131.227	83.115	74.681	41.167	11.582	36.462	247.007
Colombia	COP	6,37%	6,27%	Con Garantía	-	9.334	9.334	4.619	9.238	9.238	9.238	4.620	36.953
Colombia	COP	6,21%	6,06%	Sin Garantía	66.549	30.703	97.252	28.604	1.729	-	-	-	30.333
	Total				**227.214**	**814.439**	**1.041.653**	**395.935**	**322.594**	**62.082**	**28.548**	**45.097**	**854.256**

- 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 2019 asciende a MUS$1.309.690 (MUS$1.856.032 al 31 de diciembre de 2018). En ambos ejercicios los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (ver Nota 3.h).

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Amortización	Garantía
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU BBA INTERNATIONAL PLC	Reino Unido	US$	4,40%	4,39%	Al Vencimiento	Si
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	CITIBANK TRADE 51301 (II)	E.E.U.U.	US$	3,59%	3,58%	Al Vencimiento	Si
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNP PARIBAS 4131	E.E.U.U.	US$	8,74%	7,14%	Al Vencimiento	Si
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2012 FINAME	Brasil	BRL	3,01%	3,00%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2012-A	Brasil	BRL	9,11%	8,93%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2012-B	Brasil	BRL	10,13%	9,93%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2012-F	Brasil	BRL	6,27%	6,13%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	SCOTIABANK 4131	Brasil	US$	3,21%	3,20%	Trimestral	Si
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,18%	5,09%	Semestral	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá	Colombia	COP	5,47%	5,36%	Mensual	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,13%	5,03%	Trimestral	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,18%	5,08%	Trimestral	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,21%	5,11%	Trimestral	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,13%	5,03%	Trimestral	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,18%	5,08%	Trimestral	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,21%	5,11%	Trimestral	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,86%	5,74%	Trimestral	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,78%	5,66%	Trimestral	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,83%	5,71%	Trimestral	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Agrario	Colombia	COP	6,23%	6,09%	Trimestral	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	MUFG BANK LTD	Japón	COP	9,11%	8,82%	Al Vencimiento	No
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 12 A	Brasil	BRL	9,11%	8,93%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 12 B	Brasil	BRL	10,13%	9,93%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 12 F	Brasil	BRL	6,27%	6,13%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 12 FINAME	Brasil	BRL	3,01%	3,00%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BANCO DO BRASIL (BOND D)	Brasil	US$	3,73%	3,72%	Al Vencimiento	Si
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BANCO DO BRASIL (BOND P)	Brasil	US$	6,39%	6,38%	Al Vencimiento	Si
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Nº 16.2018.204.23875	Brasil	BRL	6,59%	6,58%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Nº 16.2018.204.23875	Brasil	BRL	6,59%	6,58%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNP 4131	Brasil	BRL	4,42%	4,41%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú	Perú	PEN	4,16%	4,10%	Al Vencimiento	No
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES -FINAME CAPITAL DE GIRO	Brasil	BRL	9,89%	9,88%	Trimestral	Si
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	CITIBANK 4131 CELG I	E.E.U.U.	US$	4,16%	4,15%	Al Vencimiento	Si
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	SCOTIABANK 4131 CELG	E.E.U.U.	US$	3,06%	1,95%	Trimestral	Si
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	SCOTIABANK 4131 CELG II	E.E.U.U.	US$	3,37%	3,36%	Trimestral	Si
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	BNP 4131	FRANCIA	US$	3,78%	3,77%	Al Vencimiento	Si
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BNP Paribas NY	E.E.U.U.	US$	4,99%	2,67%	Al Vencimiento	No
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Citibank N.A	E.E.U.U.	US$	4,99%	2,67%	Al Vencimiento	No
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Credit Agricole CIB	E.E.U.U.	US$	4,99%	2,67%	Al Vencimiento	No
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	JPMorgan Chase Bank	E.E.U.U.	US$	4,99%	2,67%	Al Vencimiento	No
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Sumitomo Mitsui Banking	E.E.U.U.	US$	4,99%	2,67%	Al Vencimiento	No
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Societe Generale	E.E.U.U.	US$	4,99%	2,67%	Al Vencimiento	No
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BBVA New York Branch	E.E.U.U.	US$	4,99%	2,67%	Al Vencimiento	No
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97036000-k	Linea sobregiro (banco santander)	Chile	CLP	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	No
Extranjero	Enel Generación Fortaleza	Brasil	Extranjero	Banco Citibank	E.E.U.U.	US$	4,66%	4,65%	Al Vencimiento	No
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FINEP - 1º Protocolo	Brasil	BRL	4,00%	4,00%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FINEP - 2º Protocolo	Brasil	BRL	5,24%	5,00%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	6ª Nota Promissória	Brasil	BRL	6,53%	6,52%	Mensual	No
Totales										

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Amortización	Garantía
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Chile	US$	5,03%	5,02%	Al Vencimiento	No
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	CITIBANK TRADE 53543 (III)	E.E.U.U.	US$	1,91%	1,90%	Al Vencimiento	Si
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU BBA INTERNATIONAL PLC	Reino Unido	US$	4,81%	4,80%	Al Vencimiento	Si
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	CITIBANK TRADE 51301 (II)	E.E.U.U.	US$	3,77%	3,76%	Al Vencimiento	Si
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2011 FINAME	Brasil	BRL	8,84%	8,70%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2012 FINAME	Brasil	BRL	3,04%	3,00%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2012-A	Brasil	BRL	9,69%	9,45%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2012-B	Brasil	BRL	10,71%	10,45%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2012-F	Brasil	BRL	6,82%	6,65%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2014 FINAME	Brasil	BRL	9,51%	9,50%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2014-A	Brasil	BRL	9,99%	9,75%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 2014-B	Brasil	BRL	9,88%	9,87%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES A1- ITAÚ (IPCA)	Brasil	BRL	13,22%	13,21%	Trimestral	Si
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES B1- ITAÚ (TJLP)	Brasil	BRL	10,91%	10,80%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES C1- ITAÚ (TJLP)	Brasil	BRL	10,93%	10,80%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES A2- BRADESCO (IPCA)	Brasil	BRL	12,69%	12,68%	Trimestral	Si
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES B2- BRADESCO (TJLP)	Brasil	BRL	10,91%	10,80%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES C2- BRADESCO (TJLP)	Brasil	BRL	10,93%	10,80%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES A3- SANTANDER (IPCA)	Brasil	BRL	12,69%	12,68%	Trimestral	Si
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES B3- SANTANDER (TJLP)	Brasil	BRL	10,91%	10,80%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES C3- SANTANDER (TJLP)	Brasil	BRL	10,92%	10,80%	Mensual	Si
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	THE BANK OF TOKYO	Japón	COP	8,49%	8,32%	Al Vencimiento	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	THE BANK OF TOKYO	Japón	COP	9,01%	8,82%	Al Vencimiento	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota S.A.	Colombia	COP	6,90%	6,69%	Mensual	No

31 de diciembre de 2019								
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$
1.586	-	1.586	75.769	-	-	-	-	75.769
8	-	8	97.075	-	-	-	-	97.075
3.411	-	3.411	-	99.436	-	-	-	99.436
522	1.539	2.061	2.053	2.053	855	-	-	4.961
1.524	1.514	3.038	-	-	-	-	-	-
1.525	1.514	3.039	-	-	-	-	-	-
33	98	131	-	-	-	-	-	-
620	53.436	54.056	-	-	-	-	-	-
-	5.108	5.108	5.074	2.537	-	-	-	7.611
20	-	20	692	1.038	1.038	1.038	1.384	5.190
75	-	75	-	-	-	-	-	-
64	-	64	-	-	-	-	-	-
35	-	35	-	-	-	-	-	-
126	123	249	-	-	-	-	-	-
81	80	161	-	-	-	-	-	-
77	77	154	-	-	-	-	-	-
189	562	751	167	-	-	-	-	167
97	272	369	158	-	-	-	-	158
144	417	561	242	-	-	-	-	242
488	1.400	1.888	1.191	-	-	-	-	1.191
-	24.793	24.793	-	-	-	-	-	-
843	837	1.680	-	-	-	-	-	-
843	837	1.680	-	-	-	-	-	-
16	47	63	-	-	-	-	-	-
261	768	1.029	1.024	1.024	512	-	-	2.560
7	-	7	-	-	-	1.145	-	1.145
21	-	21	-	-	-	1.641	-	1.641
313	3.709	4.022	5.564	5.564	5.564	5.564	18.545	40.801
282	3.342	3.624	5.012	5.012	5.012	5.012	16.708	36.756
76	71.338	71.414	-	-	-	-	-	-
-	-	-	22.614	-	-	-	-	22.614
245	4.703	4.948	8.062	8.062	4.032	-	-	20.156
812	-	812	145.407	-	-	-	-	145.407
391	-	391	-	48.576	-	-	-	48.576
123	48.028	48.151	-	-	-	-	-	-
302	50.395	50.697	-	-	-	-	-	-
-	105.546	105.546	-	-	-	-	-	-
-	35.182	35.182	-	-	-	-	-	-
-	35.182	35.182	-	-	-	-	-	-
-	35.182	35.182	-	-	-	-	-	-
-	70.364	70.364	-	-	-	-	-	-
-	35.182	35.182	-	-	-	-	-	-
-	35.182	35.182	-	-	-	-	-	-
1	-	1	-	-	-	-	-	-
495	60.534	61.029	-	-	-	-	-	-
253	-	253	-	-	-	-	-	-
722	2.132	2.854	6.201	4.623	-	-	-	10.824
876	-	876	-	-	-	-	-	-
17.507	**689.423**	**706.930**	**376.305**	**177.925**	**17.013**	**14.400**	**36.637**	**622.280**

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$
76.126	-	76.126	-	-	-	-	-	-
31	37.119	37.150	-	-	-	-	-	-
1.583	-	1.583	-	75.601	-	-	-	75.601
31	-	31	-	97.220	-	-	-	97.220
675	1.962	2.637	2.616	1.309	-	-	-	3.925
543	1.598	2.141	2.130	2.130	2.130	887	-	7.277
1.598	4.700	6.298	3.134	-	-	-	-	3.134
1.601	4.700	6.301	3.134	-	-	-	-	3.134
34	101	135	135	-	-	-	-	135
319	893	1.212	1.191	1.191	1.191	1.191	-	4.764
1.989	5.731	7.720	7.642	7.642	-	-	-	15.284
2.407	7.126	9.533	9.501	9.501	-	-	-	19.002
3.180	8.546	11.726	8.546	8.546	8.546	-	-	25.638
1.510	4.295	5.805	5.727	5.727	3.819	-	-	15.273
347	987	1.334	1.316	1.316	877	-	-	3.509
1.959	5.472	7.431	5.472	5.472	5.472	-	-	16.416
966	2.749	3.715	3.665	3.665	2.443	-	-	9.773
222	632	854	842	842	561	-	-	2.245
1.408	3.933	5.341	3.933	3.933	3.933	-	-	11.799
694	1.976	2.670	2.634	2.634	1.756	-	-	7.024
160	454	614	605	605	405	-	-	1.615
63.094	-	63.094	-	-	-	-	-	-
244	24.943	25.187	24.942	-	-	-	-	24.942
753	-	753	-	-	-	-	-	-

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Amortización	Garantía
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco AV Villas	Colombia	COP	6,49%	6,30%	Trimestral	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	COP	6,55%	6,36%	Trimestral	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	COP	6,60%	6,40%	Trimestral	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,15%	5,03%	Trimestral	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,24%	5,12%	Trimestral	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,28%	5,16%	Trimestral	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,15%	5,03%	Trimestral	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,24%	5,12%	Trimestral	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,32%	5,20%	Trimestral	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,98%	5,82%	Trimestral	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,81%	5,66%	Trimestral	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco BBVA COLOMBIA S.A.	Colombia	COP	5,90%	5,75%	Trimestral	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Agrario	Colombia	COP	6,30%	6,13%	Trimestral	No
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US$	3,52%	3,40%	Trimestral	No
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Itaú CCB	Brasil	BRL	10,01%	10,00%	Anual	No
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BANCO DO BRASIL (BB AGRO)	Brasil	BRL	7,00%	6,93%	Anual	No
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	10,01%	10,00%	Mensual	No
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Itaú (Nota Promissória)	Brasil	BRL	6,80%	6,79%	Al Vencimiento	No
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 12 A	Brasil	BRL	9,69%	9,45%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 12 B	Brasil	BRL	10,71%	10,45%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 12 F	Brasil	BRL	6,82%	6,65%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 12 FINAME	Brasil	BRL	3,04%	3,00%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 14 A	Brasil	BRL	9,99%	9,75%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 14 B	Brasil	BRL	9,88%	9,87%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES CAPEX 14 FINAME	Brasil	BRL	9,51%	9,50%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BANCO DO BRASIL (BOND D)	Brasil	US$	3,76%	3,75%	Al Vencimiento	Si
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BANCO DO BRASIL (BOND P)	Brasil	US$	7,05%	7,04%	Al Vencimiento	Si
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Nº 16.2018.204.23875	Brasil	BRL	6,34%	6,33%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Nº 16.2018.204.23875	Brasil	BRL	6,34%	6,33%	Mensual	Si
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	COP	6,37%	6,27%	Semestral	Si
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	BNP Paribas	E.E.U.U.	US$	3,63%	3,63%	Al Vencimiento	Si
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Peru	Perú	PEN	4,16%	4,10%	Al Vencimiento	No
Extranjero	Enel Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	PEN	3,40%	3,40%	Al Vencimiento	No
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ITAÚ 4131 CELG - CE 0720L401	Reino Unido	US$	4,63%	4,62%	Al Vencimiento	Si
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ITAÚ 4131 CELG - CE 0820L401	Reino Unido	US$	4,60%	4,59%	Al Vencimiento	Si
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ITAÚ 4131 CELG - CE 0221L401	Reino Unido	US$	5,46%	5,45%	Al Vencimiento	Si
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ITAÚ 4131 CELG - CE 0718L401	Reino Unido	US$	5,77%	5,76%	Al Vencimiento	Si
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES -FINAME CAPITAL DE GIRO	Brasil	BRL	10,06%	9,61%	Trimestral	Si
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	CITIBANK 4131	E.E.U.U.	BRL	7,41%	7,40%	Al Vencimiento	Si
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BNP Paribas NY	E.E.U.U.	US$	4,99%	3,36%	Al Vencimiento	No
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Citibank N.A	E.E.U.U.	US$	4,99%	3,36%	Al Vencimiento	No
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Credit Agricole CIB	E.E.U.U.	US$	4,99%	3,36%	Al Vencimiento	No
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	JPMorgan Chase Bank	E.E.U.U.	US$	4,99%	3,36%	Al Vencimiento	No
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Sumitomo Mitsui Banking	E.E.U.U.	US$	4,99%	3,36%	Al Vencimiento	No
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Societe Generale	E.E.U.U.	US$	4,99%	3,36%	Al Vencimiento	No
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BBVA New York Branch	E.E.U.U.	US$	4,99%	3,36%	Al Vencimiento	No
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97036000-k	Linea sobregiro (banco santander)	Chile	CLP	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	No
Extranjero	Enel Generación Fortaleza	Brasil	Extranjero	Banco Citibank	E.E.U.U.	US$	4,66%	4,65%	Al Vencimiento	Si
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FINEP - 1º Protocolo	Brasil	BRL	4,00%	4,00%	Mensual	Si
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	FINEP - 2º Protocolo	Brasil	BRL	11,98%	11,80%	Mensual	Si
Totales										

b. Obligaciones con el Público No Garantizadas

El desglose por monedas, vencimientos y deudores de las Obligaciones con el Público No Garantizadas al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones con el Público No Garantizadas por monedas y vencimientos

				Corriente			No Corriente					
				Vencimiento		**Total Corriente al 31-12-2019 MU$**	Vencimiento					**Total No Corriente al 31-12-2019 MU$**
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Uno a Tres Meses MU$	Tres a Doce Meses 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$	
Chile	US$	5,30%	Sin Garantía	-	4.471	4.471	-	-	-	-	586.224	586.224
Chile	UF	5,75%	Sin Garantía	-	6.228	6.228	6.543	3.223	-	-	-	9.766
Peru	US$	6,06%	Sin Garantía	418	10.002	10.420	-	-	-	-	10.001	10.001
Peru	PEN	6,26%	Sin Garantía	3.992	41.588	45.580	30.152	34.675	48.244	45.954	218.755	377.780
Brasil	BRL	7,33%	Sin Garantía	61.962	2.064	64.026	43.503	85.696	240.094	298.609	316.363	984.265
Colombia	COP	7,71%	Sin Garantía	33.128	100.781	133.909	307.641	264.755	232.874	134.501	450.078	1.389.849
	Total			**99.500**	**165.134**	**264.634**	**387.839**	**388.349**	**521.212**	**479.064**	**1.581.421**	**3.357.885**

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$
384	-	384	-	-	-	-	-	-
200	385	585	-	-	-	-	-	-
386	1.132	1.518	-	-	-	-	-	-
79	225	304	67	-	-	-	-	67
66	193	259	57	-	-	-	-	57
35	105	140	31	-	-	-	-	31
134	379	513	220	-	-	-	-	220
85	248	333	144	-	-	-	-	144
80	237	317	138	-	-	-	-	138
206	605	811	655	164	-	-	-	819
108	293	401	310	155	-	-	-	465
158	449	607	476	238	-	-	-	714
537	1.509	2.046	1.564	1.172	-	-	-	2.736
424	-	424	-	-	-	-	-	-
13.146	-	13.146	-	-	-	-	-	-
173	19.351	19.524	-	-	-	-	-	-
1.374	-	1.374	-	-	-	-	-	-
2.041	-	2.041	-	-	-	-	-	-
883	2.598	3.481	1.732	-	-	-	-	1.732
885	2.598	3.483	1.732	-	-	-	-	1.732
16	48	64	65	-	-	-	-	65
271	797	1.068	1.064	1.063	1.063	532	-	3.722
1.186	3.419	4.605	4.558	4.558	-	-	-	9.116
1.412	4.182	5.594	5.574	5.574	-	-	-	11.148
149	418	567	557	557	557	557	-	2.228
9	-	9	-	-	-	-	1.141	1.141
21	-	21	-	-	-	-	1.635	1.635
137	300	437	3.009	4.513	4.513	4.513	19.554	36.102
118	259	377	2.601	3.903	3.902	3.902	16.908	31.216
-	9.334	9.334	4.619	9.238	9.238	9.238	4.619	36.952
1.249	265.985	267.234	-	-	-	-	-	-
35	-	35	-	22.192	-	-	-	22.192
-	25.857	25.857	-	-	-	-	-	-
1.522	-	1.522	75.601	-	-	-	-	75.601
1.391	-	1.391	95.108	-	-	-	-	95.108
542	-	542	-	30.462	-	-	-	30.462
909	-	909	40.345	-	-	-	-	40.345
167	-	167	4.965	8.368	8.368	4.184	-	25.885
33.561	-	33.561	-	-	-	-	-	-
-	105.000	105.000	-	-	-	-	-	-
-	35.000	35.000	-	-	-	-	-	-
-	37.387	37.387	-	-	-	-	-	-
-	35.000	35.000	-	-	-	-	-	-
-	70.000	70.000	-	-	-	-	-	-
-	35.000	35.000	-	-	-	-	-	-
-	35.000	35.000	-	-	-	-	-	-
1	-	1	-	-	-	-	-	-
560	-	560	60.398	-	-	-	-	60.398
397	1.180	1.577	262	-	-	-	-	262
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**

				Corriente			No Corriente					
				Vencimiento			Vencimiento					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Uno a Tres Meses MU$	Tres a Doce Meses MU$	Total 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$	Total No Corriente al 31-12-2018 MU$
Chile	US$	5,30%	Sin Garantía	-	4.471	4.471	-	-	-	-	584.411	584.411
Chile	UF	5,75%	Sin Garantía	-	6.197	6.197	6.493	6.866	3.242	-	-	16.601
Perú	US$	6,64%	Sin Garantía	8.865	-	8.865	9.998	-	-	-	9.998	19.996
Perú	PEN	6,34%	Sin Garantía	11.201	58.856	70.057	38.466	29.589	34.028	47.343	194.670	344.096
Brasil	BRL	7,91%	Sin Garantía	39.767	45.425	85.192	45.523	91.691	45.152	31.142	87.900	301.408
Colombia	COP	7,44%	Sin Garantía	204.979	62.185	267.164	101.922	310.944	267.761	149.309	529.679	1.359.615
	Total			**264.812**	**177.134**	**441.946**	**202.402**	**439.090**	**350.183**	**227.794**	**1.406.658**	**2.626.127**

- 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	COP	8,83%	8,55%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B7-14	Colombia	COP	7,50%	7,30%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E4-16	Colombia	COP	7,70%	7,49%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E5-17	Colombia	COP	7,39%	7,39%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E7-17	Colombia	COP	6,46%	6,31%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E7-18	Colombia	COP	6,74%	6,58%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B12-18	Colombia	COP	7,57%	7,36%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B5-18	Colombia	COP	6,77%	6,60%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E4-19	Colombia	COP	6,30%	6,16%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B10-19	Colombia	COP	7,53%	7,33%	No
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 5ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (CEAR15)	Brasil	BRL	7,26%	7,25%	No
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 5ª EMISSÃO - 2 SÉRIE (CEAR25)	Brasil	BRL	10,99%	10,50%	No
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 6ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (CEAR16)	Brasil	BRL	6,95%	6,95%	No
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 6ª EMISSÃO - 2 SÉRIE (CEAR26)	Brasil	BRL	10,02%	9,10%	No
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 7ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (COCE17)	Brasil	BRL	6,48%	6,47%	No
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 7ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (COCE27)	Brasil	BRL	8,22%	7,36%	No
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO CONTINENTAL Terc Prog 8va Emision Serie A	Perú	US$	6,44%	6,34%	No
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO CONTINENTAL Terc Prog 1ra Emision Serie A	Perú	PEN	6,41%	6,31%	No
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO SCOTIABANK Cuarto Prog 5ta Emision Serie A	Perú	US$	5,86%	5,78%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bonos 4ta Programa - 5ta misión Serie A	Perú	PEN	7,58%	7,44%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bonos 4ta Programa - 9na emisión Serie A	Perú	PEN	6,38%	6,28%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bonos 4ta Programa - 11ra emisión Serie A	Perú	PEN	6,15%	6,06%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bonos 4ta Programa - 13ra emisión Serie A	Perú	PEN	5,64%	5,56%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bonos 4ta Programa - 15va emision Serie A	Perú	PEN	5,06%	5,00%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bonos 4ta Programa - 12va emision Serie A	Perú	PEN	5,19%	5,13%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bonos 5to Programa - 1ra emision Serie A	Perú	PEN	6,86%	6,75%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bonos 5to Programa - 5ta emision Serie A	Perú	PEN	7,41%	7,28%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bonos 5to Programa - 1ra emision Serie B	Perú	PEN	6,61%	6,50%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bonos 5to Programa - 8va emision Serie A	Perú	PEN	7,51%	7,38%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bonos 5to Programa - 9na emision Serie A	Perú	PEN	6,90%	6,78%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bonos 5to Programa - 10ma emision Serie A	Perú	PEN	6,44%	6,34%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bonos 5to Programa - 2da emision Serie A	Perú	PEN	6,44%	6,34%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bonos 5to Programa - 19na emision Serie A	Perú	PEN	8,29%	8,12%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bonos 5to Programa - 20da emision Serie A	Perú	PEN	6,19%	6,09%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bonos 5to Programa - 21ma emision Serie A	Perú	PEN	6,09%	6,00%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bonos 6to Programa - 1 emision Serie A	Perú	PEN	5,80%	5,72%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bonos 6to Programa - 2 emision Serie A	Perú	PEN	5,45%	5,38%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bonos 6to Programa - 3 emision Serie A	Perú	PEN	5,99%	5,91%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Bonos 6to Programa - 4 emision Serie A	Perú	PEN	5,13%	5,06%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B15-09	Colombia	COP	10,16%	9,80%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B12-09	Colombia	COP	10,17%	9,81%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos exterior	Colombia	COP	9,11%	8,75%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos quimbo	Colombia	COP	9,11%	8,75%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	COP	7,50%	7,29%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	COP	7,62%	7,41%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	COP	8,94%	8,65%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	COP	8,15%	7,91%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	COP	7,82%	7,60%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	COP	7,39%	7,20%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-14	Colombia	COP	7,39%	7,20%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B7-16	Colombia	COP	8,71%	8,44%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos E6-16	Colombia	COP	7,59%	7,38%	No
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos Serie Única U.S. $ 600 millones	E.E.U.U.	US$	7,76%	6,60%	No
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Bonos UF 269	Chile	UF	7,02%	5,75%	No
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US$	4,21%	4,00%	No
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	DEBENTURES 10 EMISSION (AMPL10)	Brasil	BRL	6,42%	6,42%	No
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 24ª EMISSÃO 1ª SÉRIE	Brasil	BRL	6,80%	6,79%	No
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 24ª EMISSÃO 2ª SÉRIE	Brasil	BRL	6,82%	6,27%	No
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	6ª Nota Promissória	Brasil	BRL	6,17%	6,17%	No
Total									

31 de diciembre de 2019								
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$
648	-	648	-	-	-	-	58.860	58.860
79	-	79	56.321	-	-	-	-	56.321
96	27.398	27.494	-	-	-	-	-	-
4.959	-	4.959	-	82.198	-	-	-	82.198
253	-	253	-	-	-	60.887	-	60.887
900	-	900	-	-	-	-	60.887	60.887
805	-	805	-	-	-	-	48.710	48.710
751	-	751	-	-	59.365	-	-	59.365
360	-	360	-	-	85.242	-	-	85.242
306	-	306	-	-	-	-	60.887	60.887
177	-	177	43.503	42.915	-	-	-	86.418
98	-	98	-	-	21.525	18.447	-	39.972
21	-	21	-	-	9.944	-	-	9.944
179	-	179	-	-	-	36.218	33.388	69.606
1.400	-	1.400	-	42.781	43.142	-	-	85.923
2.752	-	2.752	-	-	-	76.539	-	76.539
273	-	273	-	-	-	-	10.001	10.001
-	12	12	-	7.538	-	-	-	7.538
145	10.002	10.147	-	-	-	-	-	-
269	9.046	9.315	-	-	-	-	-	-
-	162	162	-	12.061	-	-	-	12.061
-	127	127	-	-	-	-	15.076	15.076
295	-	295	-	15.076	-	-	-	15.076
-	89	89	-	-	-	-	12.061	12.061
333	-	333	-	-	-	-	15.076	15.076
359	15.075	15.434	-	-	-	-	-	-
275	-	275	-	-	-	-	10.704	10.704
-	15.185	15.185	-	-	-	-	-	-
-	148	148	-	-	-	-	18.091	18.091
-	449	449	30.152	-	-	-	-	30.152
-	57	57	-	-	18.091	-	-	18.091
434	-	434	-	-	-	24.122	-	24.122
491	-	491	-	-	-	-	21.108	21.108
888	-	888	-	-	30.153	-	-	30.153
-	284	284	-	-	-	21.832	-	21.832
-	225	225	-	-	-	-	30.152	30.152
-	446	446	-	-	-	-	30.152	30.152
-	283	283	-	-	-	-	39.198	39.198
648	-	648	-	-	-	-	27.137	27.137
231	-	231	-	-	-	16.897	-	16.897
667	-	667	27.271	-	-	-	-	27.271
2.333	-	2.333	27.152	-	-	-	-	27.152
16.766	-	16.766	196.897	-	-	-	-	196.897
347	-	347	-	91.293	-	-	-	91.293
235	-	235	-	-	-	-	60.844	60.844
556	-	556	-	-	-	-	110.458	110.458
493	-	493	-	-	-	-	49.432	49.432
543	-	543	-	-	-	56.717	-	56.717
362	39.897	40.259	-	-	-	-	-	-
304	33.486	33.790	-	-	-	-	-	-
1.042	-	1.042	-	-	88.267	-	-	88.267
92	-	92	-	91.264	-	-	-	91.264
-	5	5	-	-	-	-	858	858
-	6.228	6.228	6.543	3.223	-	-	-	9.766
-	4.466	4.466	-	-	-	-	585.366	585.366
3.923	-	3.923	-	-	165.483	82.762	-	248.245
-	1.120	1.120	-	-	-	84.643	86.760	171.403
-	944	944	-	-	-	-	196.215	196.215
53.412	-	53.412	-	-	-	-	-	-
99.500	**165.134**	**264.634**	**387.839**	**388.349**	**521.212**	**479.064**	**1.581.421**	**3.357.885**

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	COP	8,23%	7,99%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B7-14	Colombia	COP	6,92%	6,74%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E4-16	Colombia	COP	7,70%	7,49%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E2-17	Colombia	COP	7,04%	6,86%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E5-17	Colombia	COP	7,39%	7,39%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E7-17	Colombia	COP	6,46%	6,31%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E7-18	Colombia	COP	6,74%	6,58%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B12-18	Colombia	COP	6,98%	6,80%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B5-18	Colombia	COP	6,18%	6,04%	No
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 5ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (CEAR15)	Brasil	BRL	7,34%	7,33%	No
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 5ª EMISSÃO - 2 SÉRIE (CEAR25)	Brasil	BRL	10,31%	10,30%	No
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	NOTA PROMISSÓRIA 10 EMISSÃO	Brasil	BRL	6,80%	6,79%	No
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 6ª EMISSÃO - 1 SÉRIE (CEAR16)	Brasil	BRL	7,50%	7,49%	No
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 6ª EMISSÃO - 2 SÉRIE (CEAR26)	Brasil	BRL	11,10%	10,51%	No
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO CONTINENTAL Terc Prog 1ra Emision Serie A	Perú	PEN	6,41%	6,31%	No
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO CONTINENTAL Terc Prog 3ra Emision Serie A	Perú	PEN	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 Terc Prog 8va Emision Serie A	Perú	US$	7,93%	7,78%	No
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO SCOTIABANK Cuarto Prog 5ta Emision Serie A	Perú	US$	5,87%	5,78%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	PEN	6,86%	6,75%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	PEN	5,80%	5,72%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Macrofondo	Perú	PEN	7,15%	7,03%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	PEN	6,61%	6,50%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	PEN	6,15%	6,06%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Macrofondo	Perú	PEN	5,64%	5,56%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	PEN	5,06%	5,00%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	PEN	5,19%	5,13%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Interseguro	Perú	PEN	6,38%	6,28%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	PEN	7,41%	7,28%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Prima AFP	Perú	PEN	7,58%	7,44%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	PEN	7,51%	7,38%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	PEN	6,90%	6,78%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	PEN	6,44%	6,34%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	PEN	5,93%	5,84%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	PEN	6,44%	6,34%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	PEN	6,22%	6,12%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	PEN	5,45%	5,38%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	PEN	8,29%	8,12%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	PEN	6,19%	6,09%	No
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental S.A.	Perú	PEN	6,09%	6,00%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B10-09	Colombia	COP	9,24%	8,94%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B12-09	Colombia	COP	9,57%	9,24%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B15-09	Colombia	COP	9,56%	9,24%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-13	Colombia	COP	7,66%	7,45%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-14	Colombia	COP	6,80%	6,64%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos exterior	Colombia	COP	9,11%	8,75%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos quimbo	Colombia	COP	9,11%	8,75%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	COP	6,91%	6,73%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	COP	7,23%	7,04%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	COP	8,43%	8,18%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	COP	7,03%	6,85%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	COP	7,56%	7,35%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	COP	7,66%	7,45%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	COP	6,80%	6,64%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B3-16	Colombia	COP	6,87%	6,70%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B7-16	Colombia	COP	8,11%	7,88%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos E6-16	Colombia	COP	7,59%	7,38%	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	Bonos UF 269	Chile	UF	7,02%	5,75%	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	DEBÊNTURES - 14ª EMISSÃO	Brasil	BRL	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
-	4.466	4.466	-	-	-	-	583.553	583.553
-	6.197	6.197	6.493	6.866	3.242	-	-	16.601
-	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**

c. Obligaciones con el Público Garantizadas

El desglose por monedas, vencimientos y deudores de las Obligaciones con el Público Garantizadas al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones con el Público Garantizadas por monedas y vencimientos

				Corriente			No Corriente					
				Vencimiento			Vencimiento					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Uno a Tres Meses MUS$	Tres a Doce Meses MUS$	**Total Corriente al 31-12-2019 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 31-12-2019 MUS$**
Brasil	BRL	7,31%	Con Garantía	11.275	384.712	395.987	194.043	192.045	192.727	19.628	98.086	696.529
	Total			**11.275**	**384.712**	**395.987**	**194.043**	**192.045**	**192.727**	**19.628**	**98.086**	**696.529**

- 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	DEBENTURES 9 EMISSION (AMPL19)	Brasil	BRL	6,80%	6,78%	Sí
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	3ª Nota Promissoria ITAÚ	Brasil	BRL	6,69%	6,68%	Sí
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 1ª EMISSÃO (EGVG11) - 1ª Série	Brasil	BRL	9,17%	8,17%	Sí
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES 1ª EMISSÃO (EGVG21) - 2ª Série	Brasil	BRL	9,17%	8,17%	Sí
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO 1ª SÉRIE	Brasil	BRL	6,45%	6,43%	Sí
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO 2ª SÉRIE	Brasil	BRL	6,62%	6,60%	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.	Brasil	Extranjero	Bonos 1ª Serie 19	Brasil	BRL	7,39%	7,38%	Sí
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjero	ITAU - Nota Promissória 1º Emissão	Brasil	BRL	6,97%	6,96%	Sí
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO 1ª SÉRIE	Brasil	BRL	7,11%	7,01%	Sí
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO 2ª SÉRIE	Brasil	BRL	7,22%	7,19%	Sí
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO 3ª SÉRIE	Brasil	BRL	8,24%	8,02%	Sí
Total									

- 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 2019 asciende a MUS$4.877.583 (MUS$4.151.256 al 31 de diciembre de 2018). Para ambos ejercicios, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver nota 3 h). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 3 g.4).

				Corriente			No Corriente					
				Vencimiento			Vencimiento					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	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$
Brasil	BRL	7,31%	Con Garantía	16.266	51.539	67.805	154.273	180.705	178.330	255.098	154.315	922.721
	Total			**16.266**	**51.539**	**67.805**	**154.273**	**180.705**	**178.330**	**255.098**	**154.315**	**922.721**

31 de diciembre de 2019								
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$**	**Total No Corriente MUS$**
226	148.960	149.186	-	-	-	-	-	-
1.516	216.039	217.555	-	-	-	-	-	-
713	12.980	13.693	12.987	12.988	12.988	12.989	64.866	116.818
288	6.733	7.021	6.638	6.639	6.639	6.639	33.220	59.775
2.812	-	2.812	174.418	-	-	-	-	174.418
5.720	-	5.720	-	172.418	173.100	-	-	345.518
11.275	**384.712**	**395.987**	**194.043**	**192.045**	**192.727**	**19.628**	**98.086**	**696.529**

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**

- Individualización de Pasivos por Arrendamientos

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Activos objetos del contrato de arrendamiento	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal
Extranjero	Codensa	Colombia	INVERSIONES Y CONSTRUCCIONES 79 SAS (Pagador Alterno: Fidubogotá GE)	Colombia	COP	7,44%
Extranjero	Codensa	Colombia	INVERSIONES Y CONSTRUCCIONES 79 SAS (Pagador Alterno: Fidubogotá GE)	Colombia	COP	7,44%
Extranjero	Codensa	Colombia	ANA MARIA RESTREPO PEREA (33,33%)	Colombia	COP	7,44%
Extranjero	Codensa	Colombia	MARIA VICTORIA RESTREPO DE MARTINEZ (33,33%)	Colombia	COP	7,44%
Extranjero	Codensa	Colombia	LONDONO DE ARENAS MARIA DEL PILAR (25%)	Colombia	COP	7,44%
Extranjero	Codensa	Colombia	MARTINEZ ISAACS ROBERTO EDUARDO (8,34%)	Colombia	COP	7,44%
Extranjero	Codensa	Colombia	PATRIMONIOS AUTONOMOS FIDUCIARIA BOGOTA	Colombia	COP	7,39%
Extranjero	Codensa	Colombia	CASTRO OCHOA LUIS ANTONIO	Colombia	COP	7,71%
Extranjero	Codensa	Colombia	SITUANDO LTDA	Colombia	COP	7,56%
Extranjero	Codensa	Colombia	JULIO ALBERTO FLECHAS VEGA	Colombia	COP	7,44%
Extranjero	Codensa	Colombia	PAEZ RUIZ Y ASOCIADOS LTDA	Colombia	COP	7,60%
Extranjero	Codensa	Colombia	ACCI S.A.S	Colombia	COP	7,99%
Extranjero	Codensa	Colombia	SITUANDO LTDA	Colombia	COP	7,40%
Extranjero	Codensa	Colombia	CONSTRUCCIONES E INVERSIONES AMC S.A.	Colombia	COP	7,80%
Extranjero	Codensa	Colombia	CANALES ANDRADE Y CIA SAS	Colombia	COP	7,57%
Extranjero	Codensa	Colombia	MERCURIO CENTRO COMERCIAL	Colombia	COP	7,57%
Extranjero	Codensa	Colombia	PATRIMONIOS AUTONOMOS FIDUCIARIA BOGOTA	Colombia	COP	7,93%
Extranjero	Codensa	Colombia	MUNOZ HERMANOS FYN Y COMPANIA SAS	Colombia	COP	7,87%
Extranjero	Codensa	Colombia	MUNOZ HERMANOS FYN Y COMPANIA SAS	Colombia	COP	7,87%
Extranjero	Codensa	Colombia	CALDWELL MANAGEMENT SAS	Colombia	COP	7,56%
Extranjero	Codensa	Colombia	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	Colombia	COP	7,88%
Extranjero	Codensa	Colombia	MINISTERIO DEFENSA NAL EJERCITO NAC	Colombia	COP	7,72%
Extranjero	Codensa	Colombia	NEARDENTAL S.A.S	Colombia	COP	7,40%
Extranjero	Codensa	Colombia	Americas Business Process Services S.A	Colombia	COP	7,59%
Extranjero	Codensa	Colombia	Americas Business Process Services S.A	Colombia	COP	7,59%
Extranjero	Codensa	Colombia	TRANSPORTES ESPECIALES FSG	Colombia	COP	7,10%
Extranjero	Codensa	Colombia	Equirent S.A.	Colombia	COP	9,52%
Extranjero	Codensa	Colombia	Mareauto Colombia SAS	Colombia	COP	12,09%
Extranjero	Codensa	Colombia	Transportes Especiales Aliados S.A.S	Colombia	COP	12,50%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	BANCO INTERBANK	Perú	PEN	5,97%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	BANCO INTERBANK	Perú	PEN	5,32%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	PEN	4,23%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	BuildingInmuebles Panamericana S.A.	Perú	PEN	4,95%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	BuildingMZ-Inmobiliaria & Desarrolladora S.A.	Perú	PEN	4,46%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	PEN	4,19%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	PEN	4,19%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	FM EDIFICACIONES	Perú	PEN	4,83%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	PEN	4,51%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	BANCO DE CREDITO DEL PERU	Perú	US$	5,68%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	BANCO DE CREDITO DEL PERU	Perú	PEN	5,58%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	SCOTIABANK PERU	Perú	US$	3,70%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	BANCO DE CREDITO DEL PERU	Perú	US$	3,63%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	RENTING SAC	Perú	PEN	7,57%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	BBVA CONTINENTAL	Perú	US$	2,84%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Equirent S.A.	Colombia	COP	11,02%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Mareauto Colombia S.A.S	Colombia	COP	11,02%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Jairo Alberto Baquero Prada	Colombia	COP	7,00%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Patrimonios Autonomos Fiduciaria Bogota	Colombia	COP	8,00%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Caldwell Management Sas	Colombia	COP	8,00%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Gestión Inmobiliaria MIC S.A.S	Colombia	COP	7,00%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Compañía Naviera del Guavio Ltda.	Colombia	COP	7,00%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Transportes Especiales FSG	Colombia	COP	7,00%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	AVIS Mareauto Colombia S.A.S	Colombia	COP	13,00%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	AVIS Mareauto Colombia S.A.S	Colombia	COP	13,00%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Neardental S.A.S	Colombia	COP	7,00%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	CASTELLO BRANCO OFFICE PARK - FUNDO DE INVESTIMENTO IMOBILIÁRIO (50%) / CSHG REAL ESTATE - FUNDO DE INVESTIMENTO IMOBILIÁRIO (50%)	Brasil	BRL	10,55%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	MICHEL ESPER SAAD JUNIOR / SELMA MICHEL SAAD / DORA SAAD	Brasil	BRL	10,32%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	SIFONT - COMÉRCIO DE PRODUTOS ADESIVOS LTDA - PPE / DAISAN CONSULTORIA E NEGÓCIOS IMOBILIÁRIOS LTDA	Brasil	BRL	10,10%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	GABRIEL CHUCAIR / SANDRA REGINA MARQUES PEREIRA CHUCAIR / EDUARDO CHUCAIR / MAURÍCIO CHUCAIR	Brasil	BRL	9,35%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	JOAQUIM VICENTE MARTINS / MARIA FERNANDA DOS SANTOS MARTINS	Brasil	BRL	4,01%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	DINARTEK ADMINISTRAÇÃO E PARTICIPAÇÃO	Brasil	BRL	7,11%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	LUIZ ROBERTO GIL CONSULTORIA	Brasil	BRL	9,35%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	RECOLOR MERCANTIL LTDA	Brasil	BRL	9,89%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	FADL IBRAHIM MADJOUB / WADAD ABDUL MANDJOUB	Brasil	BRL	4,01%

31 de diciembre de 2019								
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$
118	356	474	-	-	-	-	-	-
35	105	140	-	-	-	-	-	-
19	56	75	2	-	-	-	-	2
19	56	75	2	-	-	-	-	2
14	42	56	2	-	-	-	-	2
5	14	19	1	-	-	-	-	1
102	171	273	-	-	-	-	-	-
15	60	75	62	49	-	-	-	111
35	114	149	84	-	-	-	-	84
7	21	28	-	-	-	-	-	-
14	50	64	52	-	-	-	-	52
40	190	230	151	163	176	53	-	543
31	62	93	-	-	-	-	-	-
12	50	62	48	52	14	-	-	114
25	83	108	68	-	-	-	-	68
1	4	5	3	-	-	-	-	3
112	510	622	431	465	502	-	-	1.398
6	27	33	24	44	-	-	-	68
6	26	32	23	42	-	-	-	65
52	175	227	142	-	-	-	-	142
15	170	185	25	27	29	32	860	973
12	91	103	49	39	-	-	-	88
9	14	23	-	-	-	-	-	-
9	30	39	28	-	-	-	-	28
23	77	100	74	-	-	-	-	74
6	17	23	23	3	-	-	-	26
11	19	30	-	-	-	-	-	-
223	672	895	92	-	-	-	-	92
69	220	289	214	-	-	-	-	214
642	1.953	2.595	2.691	2.857	-	-	-	5.548
103	308	411	431	339	116	-	-	886
-	4.932	4.932	6.801	7.085	3.650	-	-	17.536
51	156	207	217	228	240	252	87	1.024
10	29	39	10	-	-	-	-	10
16	26	42	-	-	-	-	-	-
7	4	11	-	-	-	-	-	-
4	11	15	16	16	10	-	-	42
31	87	118	129	97	-	-	-	226
1.981	18.315	20.296	-	-	-	-	-	-
687	6.354	7.041	-	-	-	-	-	-
2.427	7.181	9.608	9.574	2.394	-	-	-	11.968
607	1.840	2.447	1.252	-	-	-	-	1.252
9	26	35	21	-	-	-	-	21
1	-	1	556	568	-	-	-	1.124
5	10	15	-	-	-	-	-	-
19	44	63	15	-	-	-	-	15
10	22	32	25	-	-	-	-	25
52	162	214	230	249	268	118	-	865
53	154	207	163	-	-	-	-	163
3	8	11	2	-	-	-	-	2
57	19	76	-	-	-	-	-	-
198	614	812	870	75	-	-	-	945
5	15	20	23	2	-	-	-	25
3	3	6	-	-	-	-	-	-
12	9	21	-	-	-	-	-	-
777	1.216	1.993	1.768	1.955	2.162	2.390	5.819	14.094
81	154	235	224	247	133	-	-	604
25	42	67	62	68	75	82	115	402
50	104	154	-	-	-	-	-	-
26	-	26	-	-	-	-	-	-
21	45	66	64	-	-	-	-	64
9	17	26	-	-	-	-	-	-
22	40	62	58	31	-	-	-	89
10	-	10	-	-	-	-	-	-

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Activos objetos del contrato de arrendamiento	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	ROGERIO PEREIRA DA SILVA / SIMONE DA SILVA	Brasil	BRL	4,01%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	CONSTRUTORA AVILA DE AZEVEDO EIRELI	Brasil	BRL	9,89%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	FABIO HIROYUKI OGAWA / MÔNICA HITOMI KONDO	Brasil	BRL	9,34%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	FRANCISCO PERINE	Brasil	BRL	9,35%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	SERGIO PEREIRA LEITE	Brasil	BRL	9,34%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	JOSÉ CARLOS RIBEIRO / ANA CLÁUDIA LAPORTE RIBEIRO	Brasil	BRL	9,35%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	M.O. INCORPORAÇÕES & PARTICIPAÇÕES LTDA.	Brasil	BRL	9,89%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	EMILIANA RIBEIRO / SUZANA APARECIDA RIBEIRO / VICTOR JESUS RIBEIRO / JOSEPH AUGUSTO RIBEIRO	Brasil	BRL	9,34%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	LOURIVAL ASSUNÇÃO DE ABREU	Brasil	BRL	9,89%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	DHL LOGISTICS LTDA	Brasil	BRL	10,32%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	JSL LOCAÇÕES LTDA	Brasil	BRL	8,97%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	CSC COMPUTER SCIENCES BRASIL S.A.	Brasil	BRL	8,97%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	DIRCE GONÇALVES GOMES	Brasil	BRL	11,25%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	FRANCISCO FREXOSO SALAZAR	Brasil	BRL	11,25%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	DARCIO ANTONIO LEARDINI / RITA DE CASSIA PONTIERI LEARDINI / VINICIUS LEARDINI / PATRICIA LEARDINI SOUZA / MURILO LEARDINI	Brasil	BRL	11,25%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	JOSÉ HENRIQUE DOS SANTOS SOUSA / JOSÉ ANTUNES GOMES DE SOUSA	Brasil	BRL	8,43%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	MARIA ANGELA RODRIGUES LODO MOTA	Brasil	BRL	11,25%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	HONÓRIO PEREIRA DOMINGUES	Brasil	BRL	11,25%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	EDNEIA DE SOUZA SOARES	Brasil	BRL	8,43%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	MADALENA OLIVEIRA DA SILVA / RENAN OLIVEIRA SILVA / SULIVAN OLIVEIRA SILVA	Brasil	BRL	11,25%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	ADAQUIR PRISCO	Brasil	BRL	11,25%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	NEWTON PEREIRA DA SILVA	Brasil	BRL	8,43%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	DALMAS PARTICIPAÇÕES LTDA.	Brasil	BRL	11,25%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	ACG PROJETOS & DECORAÇÕES LTDA	Brasil	BRL	11,25%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	ADA MARIA VASONE / OLGA MARIA VASONE DE CASTRO CONDE / PATRICIA MARIA VASONE SPINGOLA / ARMANDO VASONE FILHO	Brasil	BRL	8,43%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	FUNDAÇÃO PADRE ANCHIETA - CENTRO PAULISTA DE RÁDIO TV EDUCATIVAS	Brasil	BRL	10,32%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	RUJO CONSTRUÇÕES E EMPREENDIMENTOS IMOBILIÁRIOS LTDA	Brasil	BRL	11,25%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	TIVIT TERCEIRIZAÇÃO DE PROCESSOS, SERVIÇOS E TECNOLOGIA S.A.	Brasil	BRL	8,93%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	9,35%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	9,89%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	ARVAL BRASIL LTDA.	Brasil	BRL	4,65%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	JSL S.A.	Brasil	BRL	9,45%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	JSL S.A.	Brasil	BRL	9,45%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	JSL S.A.	Brasil	BRL	4,65%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	JSL S.A.	Brasil	BRL	9,45%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	MAESTRO LOCADORA DE VEÍCULOS S.A.	Brasil	BRL	7,28%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	VAMOS LOCAÇÃO DE CAMINHÕES, MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS LTDA	Brasil	BRL	7,28%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	DHL LOGISTICS LTDA	Brasil	BRL	13,39%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	AGASUS S.A.	Brasil	BRL	6,57%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	BBVA	Perú	US$	3,38%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,12%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,12%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,31%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,11%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,11%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	ELIAS MARCELO LAOS HUAMAN	Perú	US$	2,23%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	FM EDIFICACIONES	Perú	US$	4,83%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	RENTING S.A.C.	Perú	PEN	5,45%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US$	4,51%
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,04%
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	6,30%
Extranjero	ENEL BRASIL S.A.	Brasil	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,04%
Extranjero	ENEL BRASIL S.A.	Brasil	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	6,30%
Extranjero	ENEL BRASIL S.A.	Brasil	EL CORTE INGLES	España	EUR	0,10%
Extranjero	ENEL BRASIL S.A.	Brasil	COLUNA IMOBILIÁRIA LTDA	Brasil	BRL	9,35%
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	6,30%
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	PAULO ANDRADE DE SOUZA PINTO FILHO	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	BM LOGÍSTICA S.A.	Brasil	BRL	5,94%
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	VINICOLA DO VALE DO SÃO FRANCISCO	Brasil	BRL	13,11%
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	PMINAS BRASIL CONSTRUÇÃO CIVIL E SE	Brasil	BRL	8,97%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	INTER EMPRENDIMENTOS IMOBILIARIOS L	Brasil	BRL	7,11%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	VALDERLI LIMA CARDOSO	Brasil	BRL	4,77%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	GABRIELA DA SILVA BRAGA	Brasil	BRL	5,57%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	MAIANA DE FÁTIMA BEZERRA PINHEIRO	Brasil	BRL	6,04%

31 de diciembre de 2019								
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$
5	-	5	-	-	-	-	-	-
3	7	10	10	6	-	-	-	16
2	5	7	4	-	-	-	-	4
2	3	5	-	-	-	-	-	-
4	9	13	7	-	-	-	-	7
2	2	4	-	-	-	-	-	-
1	3	4	4	3	-	-	-	7
3	6	9	5	-	-	-	-	5
2	5	7	7	5	-	-	-	12
104	214	318	311	343	313	-	-	967
13	9	22	-	-	-	-	-	-
157	432	589	-	-	-	-	-	-
11	18	29	26	29	32	20	-	107
6	11	17	17	19	21	13	-	70
6	12	18	18	20	22	12	-	72
1	3	4	4	5	5	2	-	16
1	2	3	3	3	3	2	-	11
1	2	3	3	3	4	2	-	12
1	2	3	3	4	4	1	-	12
1	2	3	3	4	4	2	-	13
2	4	6	5	6	6	3	-	20
2	5	7	7	8	8	3	-	26
5	9	14	13	14	16	10	-	53
4	7	11	10	11	12	9	-	42
10	20	30	29	31	34	3	-	97
71	137	208	199	220	200	-	-	619
13	20	33	30	33	37	20	-	120
1.216	2.728	3.944	630	-	-	-	-	630
33	157	190	-	-	-	-	-	-
98	338	436	489	308	-	-	-	797
647	-	647	-	-	-	-	-	-
1.310	1.423	2.733	2.054	2.248	2.461	2.693	6.173	15.629
408	458	866	660	723	791	866	1.716	4.756
33	31	64	-	-	-	-	-	-
52	55	107	79	87	95	104	260	625
383	497	880	705	756	399	-	-	1.860
421	757	1.178	1.073	1.151	402	-	-	2.626
78	390	468	372	422	254	-	-	1.048
353	1.475	1.828	1.540	671	-	-	-	2.211
-	1.269	1.269	3.873	-	-	-	-	3.873
10	18	28	-	-	-	-	-	-
3	9	12	6	-	-	-	-	6
2	4	6	-	-	-	-	-	-
2	1	3	-	-	-	-	-	-
4	8	12	-	-	-	-	-	-
6	19	25	22	-	-	-	-	22
3	10	13	5	5	3	-	-	13
2	7	9	7	-	-	-	-	7
8	23	31	34	25	-	-	-	59
1	3	4	-	-	-	-	-	-
12	8	20	11	7	-	-	-	18
10	23	33	-	-	-	-	-	-
79	55	134	77	47	-	-	-	124
5	-	5	-	-	-	-	-	-
87	6	93	-	-	-	-	-	-
10	22	32	31	19	-	-	-	50
13	30	43	-	-	-	-	-	-
13	29	42	17	-	-	-	-	17
23	-	23	-	-	-	-	178	178
26	-	26	-	-	-	-	-	-
9	13	22	18	8	-	-	-	26
2	1	3	-	-	-	-	-	-
6	1	7	-	-	-	-	-	-
10	15	25	7	-	-	-	-	7

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Activos objetos del contrato de arrendamiento	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	SJ ADMINISTRAÇÃO DE IMÓVEIS	Brasil	BRL	4,01%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	VALTER FURTADO ADVOGADOS ASSOCIADOS	Brasil	BRL	4,01%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	CARLOS NILBERTO LIMA VENANCIO	Brasil	BRL	7,11%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	EXPEDITO FILHO XIMENES CARNEIRO	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	6,30%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	UNIMÓVEIS	Brasil	BRL	9,34%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	ELUÍSIO SOARES DA SILVA	Brasil	BRL	7,11%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	FUNTELC - FUND. TELEDUCAÇÃO - CE	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	TELEVISAO VERDES MARES LTDA	Brasil	BRL	4,01%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	LOK MOTORS	Brasil	BRL	8,97%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	FRANCISCO FELIPE DE SOUSA	Brasil	BRL	8,01%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	F OLIVEIRA CORRETOR	Brasil	BRL	8,36%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	FRANCISCO DE ASSIS ROCHA RODRIGUES	Brasil	BRL	8,43%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	MADELINE CORDEIRO CAVALCANTE	Brasil	BRL	12,71%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	MARIA OTACIANA NOGUEIRA CASTRO	Brasil	BRL	8,01%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	MARIA DAS GRACAS TIMBO D MARTINS	Brasil	BRL	9,56%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	FRANCISCO CANUTO LINS	Brasil	BRL	12,51%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	PRIME PLUS LOCACAO VEICULOS E TRANS	Brasil	BRL	8,97%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	LUIZA MARTINS CAVALCANTI	Brasil	BRL	6,30%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	S.M. ALVES MOURA-ME	Brasil	BRL	6,30%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	BERTRANS BERTOTTI TRANSPORTES DE CARGAS SECAS	Brasil	BRL	9,89%
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	6,30%
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	ELETROSUL CENTRAIS ELETRICAS S.A.	Brasil	BRL	5,81%
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	ELETROSUL CENTRAIS ELETRICAS S.A.	Brasil	BRL	6,50%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	VINÍCIUS ANJOS DE SOUZA	Brasil	BRL	10,55%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	MAURÍCIO MANHÃE DE LIMA	Brasil	BRL	7,11%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	MOACYR JOSÉ DA CRUZ	Brasil	BRL	5,34%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	LEIDIMAR BELIENY DE CASTRO ANDRADE	Brasil	BRL	5,57%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	JOSÉ CLAUDIO MACHADO	Brasil	BRL	9,89%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	OLIVER DA SILVA BARRETO	Brasil	BRL	5,57%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	MOACYR JOSÉ DA CRUZ	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	MAURO JOSÉ RODRIGUES FELGA	Brasil	BRL	10,55%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,04%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	6,30%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	MARILENE DAFLON JAPOR TORRES	Brasil	BRL	9,89%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	FUNDO DE INVESTIMENTO IMOBILIÁRIO PATRIMONIAL III	Brasil	BRL	8,54%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	LIGIA RIBEIRO GARCIA DE REZENDE	Brasil	BRL	10,32%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	OSWALDO CARDOSO LIMA	Brasil	BRL	5,34%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	LUIZ ANTONIO SIQUEIRA GONÇALVES	Brasil	BRL	7,11%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	CONSÓRCIO GDA SERVIÇOS DE TRANSPOR	Brasil	BRL	8,97%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	JOSUÉ COUTO DE OLIVEIRA	Brasil	BRL	7,11%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	ALOYSIO DOS SANTOS ERTHAL	Brasil	BRL	7,30%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	MIGUEL GUERREIRO MARTINS	Brasil	BRL	6,30%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	LOACIR ANTONIO DE CARVALHO	Brasil	BRL	4,01%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	ANTONIO EDUARDO SARKIS	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	NITERÓI EMPRESA DE LAZER E TURISMO S/A	Brasil	BRL	12,94%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	LEONARDO CAMPOS	Brasil	BRL	10,32%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	JOÃO LOPES MEZAVILLA JUNIOR	Brasil	BRL	12,51%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	ALICE ALT BITTENCOURT	Brasil	BRL	9,89%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	FUNDAÇÃO CERJ DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	5,57%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	JOÃO COELHO DE ALENCAR	Brasil	BRL	12,51%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	ISIDRO DA SILVA FERREIRA	Brasil	BRL	10,88%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	AGNOS COMÉRCIO DE PARAF. LTDA	Brasil	BRL	9,34%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	LUSIA GOMES JESUS	Brasil	BRL	9,34%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	MARY CELMA ALVES DE ASSIS	Brasil	BRL	4,01%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	JOSÉ FERNANDES DE CASTRO	Brasil	BRL	9,34%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	EULER ANTÔNIO DE ARAÚJO	Brasil	BRL	9,35%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	ANA DA MOTA YESÃO GONÇALVES	Brasil	BRL	9,35%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	6,30%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	ITA EMPRESA DE TRANSPORTES LTDA	Brasil	BRL	8,93%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	ITA EMPRESA DE TRANSPORTES LTDA	Brasil	BRL	5,81%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	RAMES ABRAHÃO BASÍLIO	Brasil	BRL	6,08%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	ANTÔNIO FRANCISCO DE MIRANDA	Brasil	BRL	9,35%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	HEBERT CHAVES DE SOUZA	Brasil	BRL	9,35%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	ISABELLA FERNANDES/LETÍCIA FERNANDES	Brasil	BRL	6,04%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	MARA LILIAM DE OLIVEIRA	Brasil	BRL	9,35%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	SILVIO LUCIANO SAGGIN	Brasil	BRL	9,35%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	VILMA ALVES PIM	Brasil	BRL	9,35%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	ANTÔNIO SERGIO MACHADO	Brasil	BRL	9,35%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	SANT'ANA DINIZ & MOURA AGORPECUÁRIA LTDA.	Brasil	BRL	9,34%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	JOÃO FRANCISCO DOURADO	Brasil	BRL	11,25%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	NERCI BERNARDO DA COSTA	Brasil	BRL	11,25%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	FLÁVIO DE OLIVEIRA BRAGA	Brasil	BRL	8,01%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	DANÚBIA DE FREITAS QUEIROZ	Brasil	BRL	5,34%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	ADAIR DEODORO SILVA	Brasil	BRL	8,01%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	EDIVALDO GODOI DA SILVA	Brasil	BRL	7,30%
Extranjero	Enel Generación Fortaleza	Brasil	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,04%
Extranjero	Enel Generación Fortaleza	Brasil	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	6,30%
Extranjero	EDESUR	Argentina	Sociedad de Hecho entre Del Toro Leonardo y Del Toro Domingo	Argentina	ARS	0,62%
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	FUNDAÇÃO COELCE DE SEGURIDADE SOCIAL - FAELCE	Brasil	BRL	6,50%
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	FUNDAÇÃO AMPLA DE SEGURIDADE SOCIAL - BRASILETROS	Brasil	BRL	7,67%
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	COMPANIA DE LEASING TATTERSALL S A.	Chile	UF	0,01%
			Total			

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$
4	-	4	-	-	-	-	-	-
5	-	5	-	-	-	-	-	-
3	4	7	5	-	-	-	-	5
7	9	16	-	-	-	-	-	-
168	510	678	-	-	-	-	-	-
198	179	377	250	153	-	-	-	403
2	2	4	2	-	-	-	-	2
1	2	3	2	-	-	-	-	2
21	7	28	-	-	-	-	-	-
9	1	10	-	-	-	-	-	-
71	68	139	-	-	-	-	-	-
11	33	44	-	-	-	-	-	-
5	17	22	-	-	-	-	-	-
29	89	118	-	-	-	-	-	-
8	26	34	-	-	-	-	-	-
9	28	37	-	-	-	-	-	-
4	13	17	-	-	-	-	-	-
3	9	12	-	-	-	-	-	-
37	8	45	-	-	-	-	-	-
2	2	4	3	4	4	4	3	18
5	6	11	8	9	10	11	4	42
5	7	12	10	10	11	1	-	32
2	1	3	2	2	2	3	13	22
2	2	4	4	4	4	4	3	19
1	1	2	1	1	2	2	18	24
4	3	7	5	5	6	6	22	44
48	8	56	-	-	-	-	-	-
2	2	4	3	2	-	-	-	5
3	5	8	6	4	-	-	-	10
70	98	168	142	-	-	-	-	142
2	8	10	-	-	-	-	-	-
22	18	40	25	15	-	-	-	40
5	8	13	-	-	-	-	-	-
4	6	10	8	5	-	-	-	13
10	15	25	23	25	28	30	71	177
13	28	41	40	-	-	-	-	40
30	91	121	52	-	-	-	-	52
7	-	7	-	-	-	-	-	-
2	3	5	4	3	-	-	-	7
3	-	3	-	-	-	-	-	-
40	33	73	-	-	-	-	-	-
8	10	18	15	16	18	20	46	115
24	74	98	-	-	-	-	-	-
265	550	815	773	473	-	-	-	1.246
4	7	11	10	4	-	-	-	14
1.399	-	1.399	853	925	1.005	1.090	2.507	6.380
2	2	4	3	4	3	-	-	10
9	18	27	-	-	-	-	-	-
3	6	9	8	-	-	-	-	8
184	217	401	-	-	-	-	-	-
1	2	3	3	1	-	-	-	4
1	2	3	2	2	3	1	-	8
3	5	8	7	2	-	-	-	9
2	-	2	-	-	-	-	-	-
8	8	16	-	-	-	-	-	-
2	2	4	3	4	4	5	34	50
3	4	7	5	6	6	-	-	17
9	3	12	5	5	6	7	26	49
6	7	13	10	7	-	-	-	17
19	-	19	-	-	-	-	-	-
11	11	22	17	19	21	24	90	171
1	3	4	5	5	6	6	30	52
4	5	9	2	-	-	-	-	2
2	4	6	1	-	-	-	-	1
3	1	4	-	-	-	-	-	-
1	1	2	-	-	-	-	-	-
1	1	2	-	-	-	-	-	-
4	3	7	-	-	-	-	-	-
22	68	90	-	-	-	-	-	-
194	159	353	224	137	-	-	-	361
821	1.835	2.656	853	-	-	-	-	853
17	45	62	-	-	-	-	-	-
31	15	46	-	-	-	-	-	-
3	1	4	-	-	-	-	-	-
4	3	7	-	-	-	-	-	-
3	3	6	-	-	-	-	-	-
2	1	3	-	-	-	-	-	-
4	3	7	-	-	-	-	-	-
6	4	10	-	-	-	-	-	-
1	-	1	-	-	-	-	-	-
30	47	77	16	-	-	-	-	16
2	3	5	4	5	5	-	-	14
2	3	5	5	5	6	1	-	17
4	5	9	8	9	10	11	-	38
2	3	5	-	-	-	-	-	-
3	4	7	6	6	7	6	-	25
1	2	3	3	4	4	3	-	14
1	3	4	-	-	-	-	-	-
11	7	18	10	6	-	-	-	16
-	7	7	7	-	-	-	-	7
1	2	3	3	-	-	-	-	3
3	5	8	14	15	1	-	-	30
2	9	11	8	-	-	-	-	8
18.896	**62.747**	**81.643**	**42.708**	**26.241**	**13.673**	**7.927**	**18.075**	**108.624**

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Activos objetos del contrato de arrendamiento	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal
Extranjero	Codensa	Colombia	Mareauto Colombia SAS	Colombia	COP	11,78%
Extranjero	Codensa	Colombia	Equirent S.A.	Colombia	COP	9,54%
Extranjero	Codensa	Colombia	Transportes Especializados JR S.A.S.	Colombia	COP	9,48%
Extranjero	Codensa	Colombia	Transportes Especiales Aliados S.A.S	Colombia	COP	12,50%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Banco Continental	Perú	PEN	4,23%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Banco Interbank	Perú	PEN	5,97%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Banco Interbank	Perú	PEN	5,32%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Banco de Crédito	Perú	US$	5,68%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Banco de Crédito	Perú	PEN	5,58%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Banco Scotiabank	Perú	US$	3,70%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Banco de Crédito	Perú	US$	3,63%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Equirent S.A.	Colombia	COP	7,70%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Mareauto Colombia SAS	Colombia	COP	11,78%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Transportes Especializados JR S.A.S.	Colombia	COP	11,69%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	AGASUS	Brasil	BRL	30,85%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	JSL 1	Brasil	BRL	25,21%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	JSL 2	Brasil	BRL	28,64%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	JSL 3	Brasil	BRL	17,96%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	JSL 4	Brasil	BRL	28,41%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	MAESTRO	Brasil	BRL	19,50%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	DHL	Brasil	BRL	13,39%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Arval	Brasil	BRL	24,90%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Vamos	Brasil	BRL	8,39%
			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 0244/2009	Brasil	BRL	6,00%
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 0265/2009	Brasil	BRL	6,00%
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 292/2010	Brasil	BRL	6,00%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 310/2010	Brasil	BRL	6,00%
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US$	0,25%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Série A	Brasil	BRL	9,11%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Série B	Brasil	BRL	14,42%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	BRL	6,00%
Extranjero	ULL	Brasil	Extranjera	Mútuo CelgPar 41211376/2014	Brasil	BRL	6,80%
		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
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	BRL	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	COP	6,15%
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	BRL	6,00%
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	Mútuo CelgPar 41211376/2014	Brasil	BRL	6,80%
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Serié A	Brasil	BRL	9,67%
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC Serié B	Brasil	BRL	14,15%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Extranjera	ITAU - Nota Promissória 1° Emissão	Brasil	BRL	6,96%
		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$
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**

31 de diciembre de 2019								
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$**	**Total No Corriente MUS$**
81	244	325	27	-	-	-	-	27
106	319	425	319	-	-	-	-	319
89	266	355	355	207	-	-	-	562
100	301	401	402	402	335	-	-	1.139
-	7.282	7.282	2.834	3.221	6.753	8.013	19.828	40.649
3.526	7.992	11.518	11.022	11.022	5.403	-	-	27.447
2.113	3.659	5.772	5.522	5.522	2.194	-	-	13.238
178	534	712	620	620	620	310	-	2.170
748	2.099	2.847	2.058	2.260	2.475	2.705	9.055	18.553
6.941	**22.696**	**29.637**	**23.159**	**23.254**	**17.780**	**11.028**	**28.883**	**104.104**

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**

d. Deuda de cobertura.

Al 31 de diciembre de 2019, del total de la deuda denominada en dólares estadounidenses ("US$") del Grupo, MUS$29.474 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$40.867 y MUS$68.868 al 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente) (Ver Nota 3.n).

El movimiento por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019, 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:

	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	**(9.882)**	**(9.754)**	**(11.577)**
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	424	(1.181)	2.311
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	189	634	(78)
Diferencias de conversión	(184)	419	(410)
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	**(9.453)**	**(9.882)**	**(9.754)**

e. Otros aspectos.

Al 31 de diciembre de 2019, el Grupo Enel Américas tiene a su disposición líneas de crédito de largo plazo en forma incondicional por MUS$706.000 (MUS$1.000.000 al 31 de diciembre de 2018).

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		**Total Corriente al 31-12-2019 MUS$**	Vencimiento					**Total No Corriente al 31-12-2019 MUS$**
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Uno a Tres Meses MUS$	Tres a Doce Meses 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$	
Chile	US$	3,33%	2.859	350.952	353.811	-	-	-	-	-	-
Perú	PEN	4,10%	235	704	939	23.080	-	-	-	-	23.080
Colombia	COP	5,61%	2.221	34.131	36.352	8.228	3.875	1.200	1.145	1.439	15.887
Brasil	US$	4,40%	6.217	298.443	304.660	322.374	49.552	140	2.827	-	374.893
Brasil	BRL	6,56%	11.071	32.956	44.027	39.125	129.934	22.224	13.671	37.964	242.918
Total			**22.603**	**717.186**	**739.789**	**392.807**	**183.361**	**23.564**	**17.643**	**39.403**	**656.778**

			Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total	Vencimiento					Total No
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Uno a Tres Meses MUS$	Tres a Doce Meses MUS$	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$	Corriente al 31-12-2018 MUS$
Chile	US$	3,36%	2.999	351.000	353.999	-	-	-	-	-	-
Perú	US$	3,40%	422	-	422	-	-	-	-	-	-
Perú	PEN	3,75%	26.165	717	26.882	956	22.674	-	-	-	23.630
Colombia	COP	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	BRL	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**

- 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 31-12-2019 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 31-12-2019 MUS$**
Chile	US$	5,30%	6.265	18.794	25.059	25.059	25.059	25.059	25.059	646.809	747.045
Chile	UF	5,75%	340	7.080	7.420	7.247	3.555	-	-	-	10.802
Perú	US$	6,06%	305	10.768	11.073	632	632	632	632	11.948	14.476
Perú	PEN	6,31%	6.444	57.879	64.323	51.881	54.694	65.866	61.329	283.798	517.568
Colombia	COP	7,18%	28.377	182.656	211.033	394.102	338.555	283.029	173.072	535.052	1.723.810
Brasil	BRL	7,34%	88.674	487.188	575.862	349.956	374.265	503.825	360.895	463.679	2.052.620
Total			**130.405**	**764.365**	**894.770**	**828.877**	**796.760**	**878.411**	**620.987**	**1.941.286**	**5.066.321**

			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	UF	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	PEN	6,34%	12.238	74.973	87.211	59.512	47.306	50.068	61.039	258.872	476.797
Colombia	COP	7,44%	199.799	141.016	340.815	200.620	385.414	329.556	191.919	624.854	1.732.363
Brasil	BRL	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**

- 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 31-12-2019 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 31-12-2019 MUS$**
Argentina	ARS	0,62%	4	10	14	8	-	-	-	-	8
Perú	US$	3,97%	5.688	29.899	35.587	16.035	3.178	13	-	-	19.226
Perú	PEN	5,10%	1.947	14.777	16.724	11.068	10.927	4.057	264	88	26.404
Colombia	COP	8,26%	1.819	4.866	6.685	3.215	1.384	1.056	550	1.084	7.289
Brasil	BRL	8,01%	12.973	24.711	37.684	23.324	18.660	14.356	11.592	17.770	85.702
Chile	UF	0,01%	3	8	11	8	-	-	-	-	8
Total			**22.434**	**74.271**	**96.705**	**53.658**	**34.149**	**19.482**	**12.406**	**18.942**	**138.637**

			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 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	PEN	5,23%	1.944	5.748	7.692	14.398	7.223	5.492	1.671	-	28.784
Colombia	COP	9,60%	517	1.325	1.842	1.086	98	-	-	-	1.184
Brasil	BRL	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**

- Resumen de otras obligaciones por monedas y vencimiento

			Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		**Total Corriente al 31-12-2019 MUS$**	Vencimiento					**Total No Corriente al 31-12-2019 MUS$**
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Uno a Tres Meses MUS$	Tres a Doce Meses 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$	
Argentina	US$	0,25%	1.195	6.339	7.534	5.340	5.175	5.383	4.770	21.881	42.549
Brasil	BRL	7,54%	9.081	27.222	36.303	30.630	28.683	17.293	3.711	9.943	90.260
Colombia	COP	0,00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total			**10.276**	**33.561**	**43.837**	**35.970**	**33.858**	**22.676**	**8.481**	**31.824**	**132.809**

			Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2018 MUS$	Vencimiento					Total No Corriente al 31-12-2018 MUS$
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Uno a Tres Meses MUS$	Tres a Doce Meses 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$	
Argentina	US$	0,25%	2.091	12.576	14.667	2.783	10.911	4.115	4.136	20.515	42.460
Brasil	BRL	7,68%	10.293	30.195	40.488	35.824	33.141	29.992	18.085	14.742	131.784
Colombia	COP	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**

Nota 21 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:

	31-12-2019 %	31-12-2018 %
Tasa de interés fijo	39%	59%

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 filiales en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

  Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio del Grupo 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.

A 31 de Diciembre de 2019 se han liquidado en el año 5.28 GWh de compra de futuros de energía con finalidad de cobertura del portafolio de contratación.

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.

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 periodo que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

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

Al 31 de diciembre de 2019, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS$ 1.938.997 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS$ 706.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. 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.

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 periodo (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$ 361.000.

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 22 Instrumentos Financieros

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

a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

	31 de diciembre de 2019			
	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	-	3.520.826	-	-
Instrumentos derivados	232	-	-	18.276
Otros activos de carácter financiero	59.146	42.729	-	-
Total Corriente	**59.378**	**3.563.555**	**-**	**18.276**
Instrumentos de patrimonio	-	-	320	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	588.804	-	-
Instrumentos derivados	17.514	-	-	34.105
Otros activos de carácter financiero	2.652.134	345.738	-	-
Total No Corriente	**2.669.648**	**934.542**	**320**	**34.105**
Total	**2.729.026**	**4.498.097**	**320**	**52.381**

	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**

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

	31 de diciembre de 2019		
	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	-	1.478.831	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	4.218.250	-
Instrumentos derivados	2.047	-	9.173
Total Corriente	**2.047**	**5.697.081**	**9.173**
Préstamos que devengan interés	-	4.889.422	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	2.334.556	-
Instrumentos derivados	1.036	-	-
Total No Corriente	**1.036**	**7.223.978**	**-**
Total	**3.083**	**12.921.059**	**9.173**

	31 de diciembre de 2018		
	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	-	1.642.504	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	6.892.192	-
Instrumentos derivados	380	-	5.215
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
Total No Corriente	**-**	**5.552.746**	**13**
Total	**380**	**14.087.442**	**5.228**

22.2 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 2019 y 2018, 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 2019				31 de diciembre de 2018			
	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:	-	12.400	317	-	442	-	1.599	-
Cobertura flujos de caja	-	12.400	317	-	442	-	1.599	-
Cobertura de tipo de cambio:	18.508	39.219	9.183	1.036	43.982	69.729	3.996	13
Cobertura de flujos de caja	18.508	21.705	9.174	-	40.671	56.385	3.681	13
Cobertura de valor razonable	-	17.514	9	1.036	3.311	13.344	315	-
TOTAL	**18.508**	**51.619**	**9.500**	**1.036**	**44.424**	**69.729**	**5.595**	**13**

- 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 31-12-2019 MUS$**	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2018 MUS$
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	8.670	(567)
SWAP	Tasa de Interés	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	-	(592)
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	48.930	109.551
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos operacionales	2.008	153

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 31 de diciembre de 2019 y 2018, 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 2019 y 2018, ha sido la siguiente:

	31 de diciembre de 2019		31 de diciembre de 2018	
	Ingresos MUS$	**Gastos MUS$**	Ingresos MUS$	Gastos MUS$
Instrumento derivado	1.618	-	-	21.128
Partida subyacente	381	-	1.218	-
TOTAL	**1.999**	**-**	**1.218**	**21.128**

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

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, 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 2019				31 de diciembre de 2018			
	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)	1.523	1.720	-	-	23.584	-	-	-

(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".

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 2019 y 2018, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nocionales o contractuales:

	31 de diciembre de 2019						
		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:	**12.083**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Cobertura de flujos de caja	12.083	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	**47.508**	**385.662**	**315.082**	**49.619**	**-**	**-**	**750.363**
Cobertura de flujos de caja	31.039	385.662	235.691	49.619	-	-	670.972
Cobertura de valor razonable	16.469	-	79.391	-	-	-	79.391
Derivados no designados contablemente de cobertura	**(198)**	**42.015**	**-**	**-**	**-**	**-**	**42.015**
TOTAL	**59.393**	**427.677**	**315.082**	**49.619**	**-**	**-**	**792.378**

	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**

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.

22.3 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 3.g.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

		Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
Instrumentos financieros medidos a valor razonable	**31-12-2019 MUS$**	Nivel 1 MUS$	Nivel 2 MUS$	Nivel 3 MUS$
Activos Financieros :				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	52.613	-	52.613	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	17.514	-	17.514	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	1.522	-	1.522	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	320	-	320	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	2.709.757	57.693	2.652.064	-
Total	**2.781.726**	**57.693**	**2.724.033**	**-**
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	9.491	-	9.491	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	1.045	-	1.045	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	1.720	-	1.720	-
Total	**12.256**	**-**	**12.256**	**-**

		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 no designados contablemente como cobertura	16.655	-	16.655	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	23.584	-	23.584	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	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	-
Total	**5.608**	**-**	**5.608**	**-**

Nota 23 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar Corrientes y no Corrientes

El detalle de acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

	Corriente		No Corriente	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$
Acreedores comerciales				
Proveedores por compra de energía	1.133.816	1.069.698	156.230	194.586
Proveedores por compra de combustibles y gas	26.936	19.296	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	960.395	908.269	4.410	12.094
Cuentas por pagar por compra de activos	17.051	109.457	10.868	15.066
Sub total	**2.138.198**	**2.106.720**	**171.508**	**221.746**
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a terceros	255.632	218.424	-	-
Cuentas por pagar con CAMMESA (1) (3)	131.866	304.259	51.430	183.843
Multas y reclamaciones (2) (3)	31.325	164.123	93.464	-
Obligaciones investigación y desarrollo	124.753	110.996	102.762	99.334
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	196.309	220.722	1.441	2.165
Cuentas por pagar al personal	158.143	196.351	997	103
PIS/COFINS sobre IVA para ser devueltos al consumidor (4)	169.405	-	1.420.320	-
Pasivo Regulatorio Filiales Brasileñas (5)	432.625	568.085	218.182	401.029
Acuerdo Enel Distribución Sao Paulo con Eletrobras (6)	85.219	-	253.108	-
Otras cuentas por pagar	196.570	226.567	22.785	24.836
Sub total	**1.781.847**	**2.009.527**	**2.164.489**	**711.310**
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**3.920.045**	**4.116.247**	**2.335.997**	**933.056**

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

(1) Al 31 de diciembre de 2019, en nuestra filial Edesur, se incluyen MUS$115.067 de cuentas por pagar por compras de energía eléctrica a CAMMESA (MUS$ 257.715 al 31 de diciembre de 2018). Adicionalmente, se incluye un total de MUS$ 68.229 (MUS$ 230.387 al 31 de diciembre de 2018) 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 2019, se incluye MUS$78.308 (MUS$ 48.555 al 31 de diciembre de 2018) como resultado de la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016.

(3) Con fecha 14 de junio de 2019, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Edesur ratificó el acuerdo alcanzado con la Secretaria de Gobierno de Energía (actuando ésta en representación del Estado Nacional argentino) en relación a Regularización de Obligaciones, según la cual se pone fin a los reclamos recíprocos pendientes originados en el periodo de transición 2006-2016. Mediante dicho acuerdo, Edesur se obligó a pagar deudas remanentes originadas en el mencionado periodo de transición y ejecutar inversiones adicionales a las establecidas en la Revisión Tarifaria Integral por un monto total de MUS$ 74.638 (aproximadamente AR$ 4.280 millones), erogaciones que serán realizadas en un plazo máximo de 5 años, destinadas a contribuir a la mejora, confiabilidad y seguridad del servicio.

A su vez, el Estado Nacional se comprometió a hacer suyas obligaciones de Edesur provenientes de deudas por mutuos, compras de energía y deudas sociales generadas en los años 2017 y 2018, y a condonaciones de sanciones con destino a la Administración Pública. El monto total comprometido bajo estos conceptos asciende MUS$ 203.433 (aproximadamente AR$ 12.183 millones), reducción de pasivos que fue registrada como otros ingresos operacionales (ver nota 27).

(4) Ver nota 10, referente a Impuestos Pis/Cofins a recuperar.

(5) ver nota 11 (i).

(6) Corresponde a un acuerdo efectuado por Enel Distribución Sao Paulo y Eletrobrás que pone término a un juicio que ambas partes mantenían desde 1986. Los montos en cuestión estaban debidamente provisionados. (ver nota 24 y 34.3.b.32).

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 31 de diciembre de 2019 y 2018, se expone en Anexo 3.

Nota 24 Provisiones

a) El desglose de las provisiones al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es el siguiente:

	Corriente		No corriente	
Provisiones	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$
Por reclamaciones legales	250.030	387.763	872.521	1.303.973
Por desmantelamiento o restauración (*)	32.325	30.245	96.984	57.475
Provisión Medio Ambiente	632	1.044	609	721
Otras provisiones	3.065	3.811	6.213	1.807
Total	**286.052**	**422.863**	**976.327**	**1.363.976**

(*) Principalmente de Emgesa, cuyo plan de restauración incluye obligaciones por 24 años desde su inicio, esto es, un proyecto piloto de 4 años y luego 20 años de ejecución del plan propuesto. En el mismo sentido, hay obligaciones permanentes derivadas de la licencia ambiental que deben cumplirse por la vida útil del proyecto.

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 2019 y 2018, 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 01/01/2019	**1.691.736**	**87.720**	**7.383**	**1.786.839**
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes (1)	(308.689)	46.020	12.631	(250.038)
Provisión Utilizada	(155.974)	(10.196)	(8.178)	(174.348)
Actualización efectos	113.879	5.933	154	119.966
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(114.476)	(168)	(1.067)	(115.711)
Transferencia P&L	(103.925)	-	(404)	(104.329)
Total Movimientos en Provisiones	**(569.185)**	**41.589**	**3.136**	**(524.460)**
Saldo final al 31-12-2019	**1.122.551**	**129.309**	**10.519**	**1.262.379**

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)
Transferencias 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**

(1) Incluye una reclasificación efectuada a Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, que se origina en un acuerdo efectuado por Enel Distribución Sao Paulo y Eletrobrás que pone término a un juicio que ambas partes mantenían desde 1986. (ver nota 23 y 34.3.b.32)

Nota 25 Obligaciones por Beneficios Post Empleo

25.1 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 3.m.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

a) Beneficios de prestación definida:

- Pensión complementaria: Otorga al beneficiario el derecho a percibir un monto mensual que complementa la pensión que obtiene de acuerdo al régimen establecido por el respectivo sistema de seguridad social.

- Plan de salud: De acuerdo a convenio Colectivo las compañías proporcionan un Plan de Salud para sus trabajadores. Este Beneficio es otorgado a los funcionarios de las compañías brasileñas (Enel Distribución Goiás, Enel Distribución Rio y Enel Distribución Ceará) y colombianas (Emgesa y Codensa).

b) Otros Beneficios

Quinquenios: Es un beneficio que tienen ciertos empleados cada 5 años y se causa a partir del segundo año, este beneficio es otorgado a los trabajadores de Emgesa y Codensa.

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 periodo mínimo de tiempo, 5 años, este beneficio es otorgado a los trabajadores de Enel Américas.

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

Premios por antigüedad Perú: Existe un convenio de otorgar a los trabajadores ("sujetos al convenio colectivo") una gratificación extraordinaria por tiempo de servicios, en la oportunidad que el trabajador cumpla con acumular un periodo 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

Planes de Educación y Energía: De acuerdo a Convenio Colectivo las compañías colombianas Emgesa y Codensa otorga a sus trabajadores beneficios de Educación y Tarifa Eléctrica.

c) Beneficios de aportación definida:

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

25.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

a) Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Cuentas contables:

	Saldo al	
	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$
Obligaciones post empleo	4.876.960	4.235.466
(-) Plan de activos (*)	(3.090.862)	(2.919.501)
Total	**1.786.098**	**1.315.965**
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	49.780	21.463
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	484	6.079
Total Obligaciones Post Empleo, neto (i)	**1.836.362**	**1.343.507**

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al	
(i) Obligaciones Post Empleo, neto	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$
Obligación Post Empleo largo plazo	1.836.362	1.343.507
Planes de Pension	1.683.668	1.214.435
Planes de Salud	123.534	101.895
Otros Planes	29.160	27.177
Total Obligaciones Post Empleo, neto	**1.836.362**	**1.343.507**

(*) 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 Goiás).

(**) En Enel Distribución Ceará S.A., ciertos planes de pensiones, presentan un superávit actuarial por un monto de MUS$49.780 al 31 de diciembre de 2019 (MUS$21.463 al 31 de diciembre de 2018), 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$484 al 31 de diciembre de 2019 (MUS$6.079 al 31 de diciembre de 2018) 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 2019, 2018 y 2017, son los siguientes:

		Saldo al	
Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	11.255	6.383	4.074
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	357.751	269.331	112.196
Ingresos por intereses activos del plan	(251.095)	(190.283)	(79.193)
Costos de Servicios Pasados	(8.643)	(850)	5.923
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	2.016	4.373	4.305
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	**111.284**	**88.954**	**47.305**
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	576.143	177.527	4.941
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	**687.427**	**266.481**	**52.246**

c) La presentación del pasivo actuarial neto al 31 de diciembre de 2019 y 2018, es la siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	MUS$
Saldo inicial al 01/01/2018	**1.063.551**
Costo del servicio corriente	6.383
Costo por intereses	269.331
Aportaciones Efectuadas por los participantes	1.781
(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
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
Traspaso del personal	88
Saldo final al 31-12-2018	**4.235.466**
Costo del servicio corriente	11.255
Costo por intereses	357.751
Aportaciones Efectuadas por los participantes	2.295
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(171.481)
Contribuciones pagadas	(372.392)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	(8.643)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	678.722
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	144.140
Traspaso del personal	(153)
Saldo final al 31-12-2019	**4.876.960**

Al 31 de diciembre de 2019, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 0,06% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (0,06% a 31 de diciembre de 2018), en un 96,86% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (96,56% a 31 de diciembre de 2018), en un 2,66% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (2,91% a 31 de diciembre 2018), en un 0,29% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (0,35% a 31 de diciembre de 2018) y el 0,13% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,12% al 31 de diciembre de 2018).

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 01/01/2018	**(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)
Contribuciones pagadas	259.822
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(2.152.468)
Saldo final al 31-12-2018	**(2.919.501)**
Ingresos por intereses	(251.095)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(268.916)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	112.309
Aportaciones del empleador	(121.088)
Aportaciones pagadas	(2.295)
Contribuciones pagadas	359.724
Saldo final al 31-12-2019	**(3.090.862)**

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

	31-12-2019		31-12-2018	
Categoría de los Activos del Plan	MUS$	%	MUS$	%
Acciones (renta variable)	321.268	10,39%	233.854	8,01%
Activos de renta fija	2.557.928	82,76%	2.418.502	82,84%
Inversiones inmobiliarias	121.194	3,92%	145.879	5,00%
Otros	90.472	2,93%	121.266	4,15%
Total	**3.090.862**	**100%**	**2.919.501**	**100%**

Los planes de beneficios de retiro y fondos de pensiones mantenidos por nuestras subsidiarias brasileñas, Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Goiás 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 Goiás) 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.

	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$
Inmuebles	28.776	30.405
Total	**28.776**	**30.405**

f) Conciliación Techo del activo:

Conciliación Techo del Activo	MUS$
Saldo inicial al 01/01/2018	**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**
Intereses de Activo no reconocidos	2.016
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	27.679
Diferencias de Conversión	(1.378)
Saldo final al 31-12-2019	**49.780**

25.3 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 2019 y 2018:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Perù	
	31-12-2019	31-12-2018	31-12-2019	31-12-2018	31-12-2019	31-12-2018	31-12-2019	31-12-2018	31-12-2019	31-12-2018
Tasas de descuento utilizadas	3,40%	4,70%	6,13% - 7,38%	7,90% - 9,15%	5,81 %- 5,85%	6,80%	49,42%	34,7% - 34,9%	4,30%	6,17%
Tasa esperada de incrementos salariales	3,80%	3,80%	5,04%	5,04% - 6,08%	4,90%	5,00%	42,30%	28,3% - 28,5%	4,00%	4,00%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y 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 y RV-M-2014
Tasa de rotación esperada	8,02%	4,75%	5,63%	6,60%	0,45%	0,46%	9,36%	1,40%	5,02%	4,25%

• Sensibilización:

Al 31 de diciembre de 2019 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$436.798 (MUS$349.448 al 31 de diciembre 2018) en caso de un alza en la tasa y un aumento de MUS$521.892 (MUS$414.404 al 31 de diciembre 2018) 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 2019, 2018 y 2017 fueron de MUS$13.419, 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 2019 ascienden a MUS$221.988.

• Duración de los compromisos:

El promedio ponderado de la duración de las obligaciones del Grupo Enel Américas corresponde a 10,42 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

Años	MUS$
1	374.810
2	360.699
3	353.483
4	347.710
5	339.759
6 a 10	1.570.617

• 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 anteriormente. 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 periodo 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 26 Patrimonio

26.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

26.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

El capital de Enel Américas al 31 de diciembre de 2019 asciende a MUS$9.783.875 representado por 76.086.311.036 acciones autorizadas, suscritas y pagadas. Al 31 de diciembre de 2018 el capital ascendía a MUS$6.763.204 y estaba 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).

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de la Compañía celebrada el 30 de abril de 2019, se aprobó aumentar el capital en MUS$ 3.000.000, mediante la emisión de 18.729.788.686 acciones de pago nominativas ordinarias de una misma serie, sin preferencia y sin valor nominal. El referido aumento tenía por finalidad posibilitar que la filial Enel Brasil pagara a Enel Finance Interna-

tional N.V., un préstamo contraído con dicha entidad, que a su vez reemplazó deudas bancarias asociadas a la adquisición de la sociedad brasileña Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de Sao Paulo S.A. (actualmente Enel Distribución Sao Paulo), así como la reestructuración de los pasivos de los fondos de pensiones de esta última.

La totalidad de las nuevas acciones de pago fueron ofrecidas preferentemente a los accionistas a prorrata de las acciones que poseían inscritas a su nombre en el Registro de Accionistas de Enel Américas, en dos periodos de suscripción preferente. Con fecha 26 de junio de 2019, el Directorio de la Sociedad acordó que el precio de suscripción de las 18.729.788.686 nuevas acciones, tanto en el primer como en el segundo periodo de suscripción preferente, fuera US$ 0,162108214203236 por acción.

Durante el primer periodo de opción preferente, realizado entre el 27 de Junio y 26 de Julio de 2019, se suscribieron y pagaron un total de 18.224.843.129 acciones, representativas de un 97,3% del total de las nuevas acciones emitidas con cargo al referido aumento de capital, por un monto total de MUS$ 2.954.397.

En el segundo periodo de opción preferente, realizado entre el 6 de agosto y 29 de agosto de 2019, se suscribieron y pagaron un total de 408.826.391 acciones, representativas de un 80,96% del total de acciones ofrecidas en dicho periodo, por un monto total de MUS$ 66.274.

Con fecha 12 de septiembre de 2019, el Directorio de la compañía acordó abstenerse de colocar las restantes 96.119.166 acciones emitidas con cargo al aumento de capital, ascendentes a un 0,51% aproximadamente del total emitido y que quedaron pendientes de suscripción y pago luego de concluido el segundo periodo de oferta preferente. De esta forma y de acuerdo a lo acordado en la Junta, una vez que se cumpla el plazo de 1 año contado desde el 30 de abril de 2019, el capital de la Sociedad quedará reducido de pleno derecho a la cantidad efectivamente pagada al vencimiento del plazo antes indicado.

Como consecuencia de lo anterior, durante el proceso de aumento de capital se suscribieron y pagaron un total de 18.633.669.520 acciones, por un monto total de MUS$ 3.020.671.

Los gastos en la emisión y colocación de acciones generados en el proceso fueron contabilizados en Otras reservas. (ver nota 26.5.c).

Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera al 1 de enero de 2017 ascienden a MUS$139.630 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 MUS$21.517 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 MUS$118.113 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.

26.1.2 Dividendos

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

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de acuerdo	Fecha de Pago	Monto Total MUS$	Dolar por Acción	Imputado al Ejercicio
94	Provisorio	24-11-2016	27-01-2017	81.873	0,00142	2016
95	Definitivo	27-04-2017	26-05-2017	206.452	0,00359	2016
96	Provisorio	29-11-2017	26-01-2018	57.583	0,00100	2017
97	Definitivo	26-04-2018	25-05-2018	296.939	0,00517	2017
98	Provisorio	26-11-2018	25-01-2019	76.900	0,00134	2018
99	Definitivo	30-04-2019	10-05-2019	403.652	0,00703	2018
100	Provisorio	25-11-2019	24-01-2020	123.254	0,00162	2019

26.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de cambios en patrimonio consolidado por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, es el siguiente:

	Saldo al		
Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(548.877)	(378.929)	(128.320)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	111.815	115.658	149.973
Enel Distribución Perú S.A.	50.466	38.887	63.180
Dock Sud S.A.	(93.738)	(63.680)	(21.517)
Enel Brasil S.A.	(1.430.604)	(1.133.980)	(529.654)
Enel Generación Costanera S.A.	(88.477)	(42.260)	(9.381)
Emgesa S.A. E.S.P.	(38.296)	(33.476)	17.908
Enel Generación El Chocón S.A.	(318.303)	(239.155)	(126.421)
Enel Perú S.A.	190.030	191.047	-
Enel Generación Perú S.A.	(94.082)	(110.613)	125.588
Enel Generación Piura S.A.	7.583	4.926	12.984
Otros	(30.672)	(14.534)	(8.335)
TOTAL	**(2.283.155)**	**(1.666.109)**	**(453.995)**

26.3 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.

26.4 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 2019, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de sus subsidiarias Enel Distribución Río, Enel Distribución Perú y Enel Generación Piura asciende a MUS$ 1.341.342, MUS$ 333.447 y MUS$ 78.013, respectivamente.

26.5 Otras Reservas

La naturaleza y el movimiento de las Otras reservas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, fueron los siguientes:

	Saldo al 01-01-2019 MUS$	Movimiento 2019 MUS$	**Saldo al 31-12-2019 MUS$**
Diferencias de cambio por conversión (a)	(1.666.109)	(617.046)	(2.283.155)
Coberturas de flujo de caja (b)	(5.094)	3.760	(1.334)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(397)	(290)	(687)
Otras reservas varias (c)	(3.209.283)	202.460	(3.006.823)
TOTAL	**(4.880.883)**	**(411.116)**	**(5.291.999)**

	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)**

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 3.c.).

b) Reservas de cobertura flujo de efectivo:

Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (Nota 3.g.5).

c) Otras reservas varias.

A continuación, se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

Otras Reservas Varias	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
Reserva por aumento de capital año 2013 (1)	(1.345.368)	(1.345.368)	(1.345.368)
Reserva por restructuración societaria ("División") (2)	716.712	716.712	716.712
Reserva operaciones subsidiarias (3)	(456.349)	(439.290)	(439.290)
Reserva transición a IFRS (4)	(1.490.605)	(1.490.605)	(1.490.604)
Reserva por fusión Enel Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas (5)	(730.748)	(730.748)	(730.748)
Reserva por OPA Endesa Américas y Derecho a Retiro (6)	(57.101)	(57.101)	(57.100)
Hiperinflación Argentina (7)	446.196	205.130	-
Reserva por aumento de capital año 2019 (8)	(20.797)	-	-
Otras reservas varias (9)	(68.763)	(68.013)	(62.524)
Total	**(3.006.823)**	**(3.209.283)**	**(3.408.922)**

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..

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 Endesa Américas y derecho a retiro: Representa la diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas como parte de la OPA sobre Endesa Américas 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) Corresponde al efecto que han reconocido nuestras filiales en Argentina por aplicación de NIC 21 sobre las cuentas patrimoniales.

8) Reserva Aumento de capital año 2019: al 31 de diciembre de 2019 la sociedad ha registrado un cargo de MUS$20.797, que corresponde a gastos de emisión y colocación de acciones, determinados según el criterio contable descrito en nota 3.t).

9) Otras reservas varias provenientes de operaciones realizadas en periodos anteriores.

26.6 Participaciones no controladoras.

El detalle de las principales participaciones no controladoras por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, es el siguiente:

	Participaciones No Controladoras					
		Patrimonio		Resultado		
Compañías	31-12-2019 %	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
Enel Distribución Río S.A.	0,27%	2.510	2.471	192	128	(111)
Enel Distribución Ceará S.A.	26,00%	214.442	204.985	26.753	26.409	35.633
Enel Distribución Sao Paulo	0,00%	-	68.083	26.366	907	-
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	51,70%	494.477	439.727	129.624	106.363	108.928
Emgesa S.A. E.S.P.	51,52%	747.014	675.574	193.449	178.045	154.744
Enel Distribución Perú S.A.	16,85%	121.098	104.792	21.651	17.601	23.249
Enel Generacion Perú S.A.	16,40%	152.227	128.863	20.091	25.177	22.647
Chinango S.A.C.	33,12%	22.604	36.158	6.318	6.836	3.810
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,91%	223.785	177.338	50.352	25.609	3.135
Enel Generacion Costanera S.A.	24,38%	40.738	34.353	14.125	22.248	4.792
Enel Generacion El Chocón S.A.	34,31%	97.763	102.131	28.142	31.031	30.138
Inversora Dock Sud S.A.	42,86%	77.378	60.390	18.723	12.027	13.984
Central Dock Sud S.A.	29,76%	76.533	59.687	18.486	11.921	13.826
Enel Generacion Piura S.A.	3,50%	5.463	4.924	778	613	613
Enel Distribución Goias	0,12%	971	1.033	(19)	313	12
Otros	-	2.896	7.383	647	449	2.071
TOTAL		**2.279.899**	**2.107.892**	**555.678**	**465.677**	**417.471**

Nota 27 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 2019, 2018 y 2017, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	Saldo al 31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
Ventas de energía	**11.798.362**	**10.929.323**	**8.559.077**
Generación	**2.091.002**	**2.122.966**	**1.895.791**
Clientes Regulados	450.145	650.064	509.051
Clientes no Regulados	1.045.965	989.311	1.017.225
Ventas de Mercado Spot	577.579	464.030	348.105
Otros Clientes	17.313	19.561	21.410
Distribución	**9.707.360**	**8.806.357**	**6.663.286**
Residenciales	5.327.961	4.485.696	2.945.036
Comerciales	2.439.084	2.238.278	1.669.289
Industriales	927.055	914.056	706.385
Otros Consumidores	1.013.260	1.168.327	1.342.576
Otras ventas	**58.752**	**48.968**	**44.194**
Ventas de gas	39.816	36.304	33.541
Ventas de productos y servicios	18.936	12.664	10.653
Otras prestaciones de servicios	**1.196.262**	**946.470**	**885.995**
Peajes y transmisión	917.431	667.544	625.993
Arriendo equipos de medida	118	130	128
Alumbrado público	2.440	4.097	4.427
Verificaciones y enganches	5.391	10.985	18.270
Servicios de ingeniería y consultoría	589	683	170
Arrendamiento de Infraestructura de Alumbrado Público	150.035	132.736	110.804
Otras prestaciones	120.258	130.295	126.203
Total Ingresos de actividades ordinarias	**13.053.376**	**11.924.761**	**9.489.266**

Otros Ingresos	Saldo al 31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
Ingresos por contratos de construcción	770.356	833.313	753.389
Ingresos por acuerdo regulatorio (1)	261.185	-	-
Otros	229.195	231.615	195.348
Total Otros Ingresos	**1.260.736**	**1.064.928**	**948.737**

(1) Ver nota 23.(3).

Incluye ajuste de la inflación por aplicación NIC 29 en Argentina (economías hiperinflacionarias), por US$57.752.

Nota 28 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de las materias primas y consumibles utilizados por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, es el siguiente:

	Saldo al		
Materias primas y consumibles utilizados	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
Compras de energía	(6.096.863)	(5.654.358)	(3.940.466)
Consumo de combustible	(277.118)	(226.843)	(229.308)
Gas	(246.044)	(184.654)	(203.773)
Petróleo	(13.101)	(37.065)	(6.431)
Carbón	(17.973)	(5.124)	(19.104)
Gastos de transporte	(1.110.921)	(944.304)	(634.118)
Costos por contratos de construcción	(770.356)	(833.313)	(753.389)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(285.765)	(289.582)	(325.507)
Total Materias primas y consumibles utilizados	**(8.541.023)**	**(7.948.400)**	**(5.882.788)**

Nota 29 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 2019, 2018 y 2017, es el siguiente:

	Saldo al		
Gastos por beneficios a los empleados	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
Sueldos y salarios	(482.009)	(476.809)	(489.118)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(16.031)	(17.269)	(20.003)
Seguridad social y otras cargas sociales	(286.459)	(266.566)	(257.185)
Otros gastos de personal	(25.254)	(79.849)	(71.678)
Total Gastos por beneficios a los empleados	**(809.753)**	**(840.493)**	**(837.984)**

Nota 30 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro de Propiedad Planta y Equipos y Activos Financieros NIIF 9

a) El detalle de los gastos por depreciación y amortización por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, es el siguiente:

	Saldo al		
	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
Depreciación	(498.867)	(511.326)	(407.535)
Amortización	(449.463)	(351.114)	(240.579)
Total	**(948.330)**	**(862.440)**	**(648.114)**

b) El detalle de los rubros referidos a deterioros por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, es el siguiente:

	Generación			Distribución			Otros			Saldo al		
(*) Información por Segmento por Reversión y (Pérdidas) por Deterioro	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
Activos y grupos mantenidos para la venta (ver nota 5)	-	-	-	3.433	(5.234)	-	-	-	-	3.433	(5.234)	-
Propiedad, planta y equipo (ver nota 18)	(1.307)	66.987	(10.242)	-	-	54.819	-	-	-	(1.307)	66.987	44.577
Total Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	**(1.307)**	**66.987**	**(10.242)**	**3.433**	**(5.234)**	**54.819**	**-**	**-**	**-**	**2.126**	**61.753**	**44.577**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar (ver nota 11)	645	(4.462)	(1.296)	(159.909)	(110.209)	(122.824)	14	-	-	(159.250)	(114.671)	(124.120)
Otros activos	-	(536)	304	(119.325)	(6.495)	(153)	(550)	(799)	(356)	(119.875)	(7.830)	(205)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	**645**	**(4.998)**	**(992)**	**(279.234)**	**(116.704)**	**(122.977)**	**(536)**	**(799)**	**(356)**	**(279.125)**	**(122.501)**	**(124.325)**

Nota 31 Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de los otros gastos por naturaleza por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, es el siguiente:

	Saldo al		
Otros gastos por naturaleza	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(518.101)	(473.787)	(394.920)
Gastos administrativos	(106.433)	(91.376)	(90.202)
Reparaciones y conservación	(253.036)	(203.381)	(237.103)
Indemnizaciones y multas	(11.535)	(11.966)	(4.507)
Tributos y tasas	(25.673)	(20.548)	(26.413)
Primas de seguros	(38.755)	(37.793)	(38.522)
Arrendamientos y cánones	(10.341)	(27.885)	(26.448)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(11.811)	(12.737)	(5.137)
Otros suministros y servicios	(155.940)	(126.511)	(99.092)
Gastos de viaje	(16.324)	(12.790)	(10.777)
Gastos de medio ambiente	(2.760)	(2.311)	(10.035)
Total	**(1.150.709)**	**(1.021.085)**	**(943.156)**

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 2019, 2018 y 2017 fueron de MUS$86, MUS$856 y MUS$137, respectivamente.

Nota 32 Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y costos financieros por ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, es el siguiente:

	Saldo al		
Ingresos financieros	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
Efectivo y otros medios equivalentes	64.794	93.774	112.735
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil) (1)	27	42	78
Ingresos financieros por concesiones IFRIC 12 (Brasil) (2)	73.345	73.911	36.648
Intereses Cobrados a Clientes en Cuentas de Energía y Facturaciones	76.122	58.604	30.389
Otros ingresos financieros (3)	235.373	131.750	113.993
Total Ingresos Financieros	**449.661**	**358.081**	**293.843**

Costos financieros	31-12-2019 MUS$	Saldo al 31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
Costos Financieros	**(1.088.631)**	**(1.071.759)**	**(869.535)**
Préstamos bancarios	(134.024)	(162.192)	(97.495)
Obligaciones con el público	(281.359)	(312.204)	(215.836)
Pasivos por arrendamientos	(11.712)	(8.170)	(5.882)
Valoración derivados financieros	(18.610)	(14.094)	(724)
Resultado por derivados de cobertura de flujo de caja	(17.935)	(18.949)	(1.212)
Resultado por derivados de cobertura a valor razonable	(675)	4.855	488
Actualizacion financiera de provisiones (4)	(119.966)	(147.194)	(175.831)
Gastos financieros activados	15.703	19.329	8.054
Obligación por beneficios post empleo (1)	(108.699)	(83.463)	(37.907)
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(11.323)	(17.883)	(8.694)
Gastos financieros empresas relacionadas (5)	(127.977)	(43.874)	-
Otros costos financieros (6)	(290.664)	(302.014)	(335.220)
Resultado por unidades de reajuste (*)	**124.477**	**270.380**	**-**
Diferencias de cambio (*)	**136.960**	**110.635**	**(6.714)**
Total Costos Financieros	**(827.194)**	**(690.744)**	**(876.249)**
Total Resultado Financiero	**(377.533)**	**(332.663)**	**(582.406)**

(1) Ver nota 25.2.

(2) Corresponde al ingreso financiero por la actualización financiera durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, 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 Goiás S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A..

(3) Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019 incluye ingreso financiero por actualización financiera de impuestos PIS/COFINS por cobrar de Enel Generación Fortaleza por MUS$14.330 (MUS$0 al 31 de diciembre de 2018 y 2017), ingresos financieros de activos regulatorios filiales brasileñas por MUS$48.228 (MUS$28.579 y MUS$1.614 al 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente), ingreso financiero por cuentas por cobrar VOSA de filiales generación argentina por MUS$80.738 (MUS$12.894 y MUS$10.404 al 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente) y otros ingresos por MUS$92.077 (MUS$90.277 y MUS$101.975 al 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente).

(4) Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019, se incluyen MUS$56.225 (MUS$61.454 y MUS$115.826 para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, 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 23). 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 Goiás, han reconocido MUS$54.002, MUS$61.187 y MUS$44.440 durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, respectivamente, por concepto de actualización financiera de reclamaciones legales.

(5) Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019 son incluidos Intereses por la deuda con Enel Finance International NV por MUS$127.976 (MUS$43.874 y MUS$0 al 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente), referentes a refinanciación compra Enel Distribución Sao Paulo (ver nota 12.d).

(6) Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019 se incluyen intereses provenientes de la deuda de CAMMESA por MUS$91.864 (MUS$111.680 y MUS$120.898 al 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente), Costos bancarios por MUS$53.458 (MUS$56.188 y MUS$106.079 al 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente), Costos financieros por venta de cartera que corresponden a operaciones de cesión de cuentas por cobrar en nuestras filiales de Perú, Colombia y Brasil, por MUS$5.950 (MUS$23.471 y MUS$35.246 al 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente), y Otros por MUS$139.392 (MUS$110.675 y MUS$53.186 al 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente).

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

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	31-12-2019 MUS$	Saldo al 31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
Resultado por Hiperinflación (1)	124.477	270.380	-
Total Resultado por Unidades de Reajuste	**124.477**	**270.380**	**-**

Diferencias de Cambio (*)	31-12-2019 MUS$	Saldo al 31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
Efectivo y equivalentes al efectivo	3.553	28.247	7.171
Otros activos financieros	57.818	143.279	117.018
Otros activos no financieros	379	5.356	4.260
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	210.587	193.532	10.015
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	-	2.473	266
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(43.692)	(144.669)	(103.890)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(45.142)	(76.575)	(30.326)
Otros pasivos no financieros	(46.543)	(41.008)	(11.228)
Total Diferencias de Cambio	**136.960**	**110.635**	**(6.714)**

1) Ver nota 7.

Nota 33 Información Por Segmento

33.1 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, EGP Proyecto I, Fortaleza, Enel Tecnología de Redes y Enel Trading Brasil S.A.; en Colombia por nuestra subsidiaria Emgesa, y en Perú por nuestras subsidiarias Enel Generación Perú, Enel Generación Piura y Chinango.

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 Goiás 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.

33.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros

Linea de Negocio	Generación		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
ACTIVOS	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$
ACTIVOS CORRIENTES	**1.401.368**	**1.637.118**	**4.513.289**	**4.219.859**	**666.597**	**527.009**	**6.581.254**	**6.383.986**
Efectivo y equivalentes al efectivo	593.058	741.159	649.538	599.445	696.401	563.681	1.938.997	1.904.285
Otros activos financieros corrientes	62.287	133.524	49.098	42.367	8.998	34.502	120.383	210.393
Otros activos no financieros, corriente	68.906	45.867	374.419	221.676	42.837	40.189	486.162	307.732
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	446.026	505.920	3.044.634	3.037.418	13.797	7.684	3.504.457	3.551.022
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	129.961	141.223	26.237	16.585	(139.829)	(143.471)	16.369	14.337
Inventarios corrientes	68.525	55.723	327.751	283.369	(37)	306	396.239	339.398
Activos por impuestos corrientes, corriente	32.605	13.702	30.286	13.174	44.430	24.118	107.321	50.994
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	11.326	5.825	-	-	11.326	5.825
ACTIVOS NO CORRIENTES	**5.481.408**	**5.782.238**	**16.610.174**	**15.020.507**	**1.103.548**	**209.625**	**23.195.130**	**21.012.370**
Otros activos financieros no corrientes	345.968	366.602	2.703.694	2.429.718	149	155	3.049.811	2.796.475
Otros activos no financieros no corrientes	67.688	21.552	2.663.918	1.114.885	4.284	4.271	2.735.890	1.140.708
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	311.858	408.367	275.915	498.083	184	58	587.957	906.508
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	54.002	3.664	68	108	(53.223)	(2.120)	847	1.652
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	104.875	379.400	1.710	372	(104.607)	(377.176)	1.978	2.596
Activos intangibles distintos de la plusvalía	67.708	52.076	5.441.246	5.761.420	18.925	13.793	5.527.879	5.827.289
Plusvalía	-	10.729	-	662.218	1.173.043	532.623	1.173.043	1.205.570
Propiedades, planta y equipo	4.498.513	4.513.951	4.507.627	4.167.112	13.097	5.764	9.019.237	8.686.827
Propiedad de inversión	-	-	10.254	11.708	-	-	10.254	11.708
Activos por impuestos diferidos	30.796	25.897	1.005.742	374.883	51.696	32.257	1.088.234	433.037
TOTAL ACTIVOS	**6.882.776**	**7.419.356**	**21.123.463**	**19.240.366**	**1.770.145**	**736.634**	**29.776.384**	**27.396.356**

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		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$
PASIVOS CORRIENTES	**1.222.704**	**1.682.438**	**5.027.059**	**5.064.636**	**486.169**	**2.903.682**	**6.735.932**	**9.650.756**
Otros pasivos financieros corrientes	240.865	557.288	886.221	701.883	362.965	388.928	1.490.051	1.648.099
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	580.450	748.149	3.102.559	3.175.386	237.036	192.712	3.920.045	4.116.247
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	122.443	112.196	518.068	586.817	(146.000)	2.297.655	494.511	2.996.668
Otras provisiones corrientes	80.023	74.524	205.464	347.174	565	1.165	286.052	422.863
Pasivos por impuestos corrientes	144.418	150.391	70.073	42.357	6.236	176	220.727	192.924
Otros pasivos no financieros corrientes	54.505	39.890	240.883	207.184	25.367	23.046	320.755	270.120
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	3.791	3.835	-	-	3.791	3.835
PASIVOS NO CORRIENTES	**1.690.280**	**1.671.572**	**8.548.777**	**6.625.127**	**555.209**	**617.001**	**10.794.266**	**8.913.700**
Otros pasivos financieros no corrientes	1.071.781	1.117.237	3.222.311	2.903.618	596.366	601.013	4.890.458	4.621.868
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	4.178	44.893	2.320.943	877.703	10.876	10.460	2.335.997	933.056
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	15.258	5.253	34.662	-	(49.920)	(5.253)	-	-
Otras provisiones no corrientes	101.159	61.377	874.836	1.302.189	332	410	976.327	1.363.976
Pasivo por impuestos diferidos	382.097	317.075	267.181	221.237	(5.424)	7.758	643.854	546.070
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	33.720	32.073	1.799.663	1.308.821	2.979	2.613	1.836.362	1.343.507
Otros pasivos no financieros no corrientes	82.087	93.664	29.181	11.559	-	-	111.268	105.223
PATRIMONIO NETO	**3.969.792**	**4.065.346**	**7.547.627**	**7.550.603**	**728.767**	**(2.784.049)**	**12.246.186**	**8.831.900**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**3.969.792**	**4.065.346**	**7.547.627**	**7.550.603**	**728.767**	**(2.784.049)**	**9.966.287**	**6.724.008**
Capital emitido y pagado	1.968.025	1.501.469	3.558.565	3.599.197	4.257.285	1.662.538	9.783.875	6.763.204
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.190.915	1.384.478	318.239	(507.273)	3.965.257	3.964.482	5.474.411	4.841.687
Primas de emisión	38.888	39.202	58.011	58.677	(96.899)	(97.879)	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	(12.704)	-	12.704	-	-
Otras reservas	771.964	1.140.197	3.612.812	4.412.706	(7.396.876)	(8.325.894)	(5.291.999)	(4.880.883)
Participaciones no controladoras	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2.279.899**	**2.107.892**
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**6.882.776**	**7.419.356**	**21.123.463**	**19.240.366**	**1.770.145**	**736.634**	**29.776.384**	**27.396.356**

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	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
INGRESOS	**3.057.056**	**3.036.418**	**3.019.687**	**12.116.249**	**10.739.115**	**8.253.117**
Ingresos de actividades ordinarias	3.007.419	2.961.895	2.926.508	10.905.824	9.748.895	7.394.378
Ventas de energía	2.885.369	2.814.879	2.635.813	9.734.017	8.806.468	6.663.893
Otras ventas	48.946	44.810	40.489	9.805	4.158	3.705
Otras prestaciones de servicios	73.104	102.206	250.206	1.162.002	938.269	726.780
Otros ingresos	49.637	74.523	93.179	1.210.425	990.220	858.739
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**(1.218.451)**	**(1.280.555)**	**(1.259.326)**	**(8.175.432)**	**(7.456.629)**	**(5.456.305)**
Compras de energía	(578.373)	(757.914)	(651.208)	(6.323.836)	(5.637.926)	(4.081.867)
Consumo de combustible	(277.116)	(226.843)	(229.308)	-	-	-
Gastos de transporte	(260.281)	(187.111)	(256.279)	(903.489)	(811.849)	(427.099)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(102.681)	(108.687)	(122.531)	(948.107)	(1.006.854)	(947.339)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**1.838.605**	**1.755.863**	**1.760.361**	**3.940.817**	**3.282.486**	**2.796.812**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	10.023	9.467	8.852	171.479	168.530	164.334
Gastos por beneficios a los empleados	(114.226)	(122.858)	(148.095)	(671.025)	(694.262)	(663.005)
Otros gastos, por naturaleza	(136.526)	(140.031)	(155.034)	(937.650)	(816.247)	(740.660)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**1.597.876**	**1.502.441**	**1.466.084**	**2.503.621**	**1.940.507**	**1.557.481**
Gasto por depreciación y amortización	(261.958)	(295.719)	(238.355)	(683.668)	(567.471)	(410.224)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(1.307)	66.987	(10.242)	3.433	(5.234)	54.819
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	645	(4.998)	(992)	(279.234)	(116.704)	(122.977)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**1.335.256**	**1.268.711**	**1.216.495**	**1.544.152**	**1.251.098**	**1.079.099**
RESULTADO FINANCIERO	**4.788**	**70.220**	**(94.751)**	**(261.637)**	**(216.603)**	**(507.181)**
Ingresos financieros	**153.668**	**116.829**	**79.906**	**285.720**	**223.121**	**187.234**
Efectivo y otros medios equivalentes	99.237	84.253	63.188	26.372	27.301	31.585
Otros ingresos financieros	54.431	32.576	16.718	259.348	195.820	155.649
Costos financieros	**(178.978)**	**(203.183)**	**(204.080)**	**(745.402)**	**(690.462)**	**(686.078)**
Préstamos bancarios	(12.603)	(18.221)	(13.912)	(92.211)	(101.105)	(83.583)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(80.638)	(98.979)	(108.597)	(175.496)	(135.140)	(81.263)
Otros	(85.737)	(85.983)	(81.571)	(477.695)	(454.217)	(521.232)
Resultados por Unidades de Reajuste	(83.759)	8.815	-	206.845	260.137	-
Diferencias de cambio	**113.857**	**147.759**	**29.423**	**(8.800)**	**(9.399)**	**(8.337)**
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	790	2.171	1.705	20	(160)	-
Otras ganancias (pérdidas)	1.287	135	2.813	12.909	546	2.532
Resultado de Otras Inversiones	1.042	51	113	6	-	72
Resultados en Ventas de Activos	245	84	2.700	12.903	546	2.460
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**1.342.121**	**1.341.237**	**1.126.262**	**1.295.444**	**1.034.881**	**574.450**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(419.338)	(449.235)	(359.599)	160.650	(24.007)	(130.254)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**922.783**	**892.002**	**766.663**	**1.456.094**	**1.010.874**	**444.196**
GANANCIA (PÉRDIDA)	**922.783**	**892.002**	**766.663**	**1.456.094**	**1.010.874**	**444.196**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	922.783	892.002	766.663	1.456.094	1.010.874	444.196
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**

Línea de Negocio		Generación			Distribución	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	1.052.312	1.197.918	1.095.110	1.603.242	771.791	784.223
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(84.523)	(103.167)	(886.371)	(1.471.137)	(1.022.549)	(1.122.436)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(1.039.947)	(865.538)	(329.243)	(64.693)	367.923	361.865

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.

Holdings, Eliminaciones y otros			Totales		
31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
(859.193)	**(785.844)**	**(834.801)**	**14.314.112**	**12.989.689**	**10.438.003**
(859.867)	(786.029)	(831.620)	13.053.376	11.924.761	9.489.266
(821.024)	(692.024)	(740.629)	11.798.362	10.929.323	8.559.077
1	-	-	58.752	48.968	44.194
(38.844)	(94.005)	(90.991)	1.196.262	946.470	885.995
674	185	(3.181)	1.260.736	1.064.928	948.737
852.860	**788.784**	**832.843**	**(8.541.023)**	**(7.948.400)**	**(5.882.788)**
805.346	741.482	792.609	(6.096.863)	(5.654.358)	(3.940.466)
(1)	-	-	(277.117)	(226.843)	(229.308)
52.849	54.656	49.260	(1.110.921)	(944.304)	(634.118)
(5.334)	(7.354)	(9.026)	(1.056.122)	(1.122.895)	(1.078.896)
(6.333)	**2.940**	**(1.958)**	**5.773.089**	**5.041.289**	**4.555.215**
63	-	-	181.565	177.997	173.186
(24.502)	(23.373)	(26.884)	(809.753)	(840.493)	(837.984)
(76.533)	(64.807)	(47.462)	(1.150.709)	(1.021.085)	(943.156)
(107.305)	**(85.240)**	**(76.304)**	**3.994.192**	**3.357.708**	**2.947.261**
(2.704)	750	465	(948.330)	(862.440)	(648.114)
-	-	-	2.126	61.753	44.577
(536)	(799)	(356)	(279.125)	(122.501)	(124.325)
(110.545)	**(85.289)**	**(76.195)**	**2.768.863**	**2.434.520**	**2.219.399**
(120.684)	**(186.280)**	**19.526**	**(377.533)**	**(332.663)**	**(582.406)**
10.273	**18.131**	**26.703**	**449.661**	**358.081**	**293.843**
19.923	21.626	28.366	145.532	133.180	123.139
(9.650)	(3.495)	(1.663)	304.129	224.901	170.704
(164.251)	**(178.114)**	**20.623**	**(1.088.631)**	**(1.071.759)**	**(869.535)**
(29.210)	(42.866)	-	(134.024)	(162.192)	(97.495)
(25.225)	(78.085)	(25.976)	(281.359)	(312.204)	(215.836)
(109.816)	(57.163)	46.599	(673.248)	(597.363)	(556.204)
1.391	1.428	-	124.477	270.380	-
31.903	**(27.725)**	**(27.800)**	**136.960**	**110.635**	**(6.714)**
(227)	441	1.605	583	2.452	3.310
-	-	-	14.196	681	5.345
-	-	-	1.048	51	185
-	-	-	13.148	630	5.160
(231.456)	**(271.128)**	**(55.064)**	**2.406.109**	**2.104.990**	**1.645.648**
22.342	35.310	(29.281)	(236.346)	(437.932)	(519.134)
(209.114)	**(235.818)**	**(84.345)**	**2.169.763**	**1.667.058**	**1.126.514**
(209.114)	**(235.818)**	**(84.345)**	**2.169.763**	**1.667.058**	**1.126.514**
(209.114)	(235.818)	(84.345)	2.169.763	1.667.058	1.126.514
-	**-**	**-**	**1.614.085**	**1.201.381**	**709.043**
-	**-**	**-**	**555.678**	**465.677**	**417.471**

Holdings, Eliminaciones y otros			Totales		
31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
(128.043)	(125.144)	(9.284)	2.527.511	1.844.565	1.870.049
(44.138)	(1.943.473)	(470.334)	(1.599.798)	(3.069.189)	(2.479.141)
281.736	2.364.681	(621.142)	(822.904)	1.867.066	(588.520)

33.3 Países

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil	
ACTIVOS	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$
ACTIVOS CORRIENTES	**709.462**	**526.410**	**626.439**	**644.916**	**4.304.036**	**4.198.462**
Efectivo y equivalentes al efectivo	634.221	441.045	130.856	182.829	699.524	633.692
Otros activos financieros corrientes	1.637	7.467	-	-	115.002	178.492
Otros activos no financieros, corriente	3.811	5.544	47.708	26.228	376.857	220.719
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	839	956	386.317	389.563	2.691.586	2.801.407
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	59.808	71.184	12.368	16.513	109.394	106.693
Inventarios corrientes	-	-	31.075	29.623	236.485	209.125
Activos por impuestos corrientes, corriente	9.146	214	18.115	160	75.188	48.334
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	**10.105.798**	**7.491.715**	**2.622.717**	**2.585.687**	**13.482.703**	**11.585.461**
Otros activos financieros no corrientes	-	-	3.209	14	3.046.431	2.795.863
Otros activos no financieros no corrientes	3.125	3.414	3.354	927	2.690.639	1.127.643
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	126	58	308.730	409.285	236.555	457.162
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	375.000	375.000	68	108	17.039	7.768
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	9.726.059	7.113.243	357.963	292.079	-	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	30.519	22.170	5.306.273	5.653.825
Plusvalía	-	-	4.665	4.827	638.031	662.218
Propiedades, planta y equipo	19	-	1.888.319	1.856.267	476.609	436.248
Propiedad de inversión	-	-	-	-	10.254	11.708
Activos por impuestos diferidos	1.469	-	25.890	10	1.060.872	433.026
TOTAL ACTIVOS	**10.815.260**	**8.018.125**	**3.249.156**	**3.230.603**	**17.786.739**	**15.783.923**

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	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$
PASIVOS CORRIENTES	**508.799**	**461.314**	**746.901**	**1.094.163**	**3.918.889**	**6.524.191**
Otros pasivos financieros corrientes	362.531	363.057	7.289	14.322	839.483	748.859
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	62.072	43.723	438.227	716.892	2.569.032	2.461.540
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	83.446	53.178	119.403	114.938	134.906	2.912.524
Otras provisiones corrientes	561	1.164	44.825	131.593	144.977	194.942
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	92.080	89.622	6.741	15.965
Otros pasivos no financieros corrientes	189	192	45.077	26.796	223.750	190.361
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	**598.977**	**612.001**	**616.239**	**592.984**	**7.528.770**	**5.554.977**
Otros pasivos financieros no corrientes	595.998	601.014	40.656	40.229	2.389.194	2.093.405
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	152.240	195.385	2.171.886	727.211
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	16.228	6.230	387.076	240.611
Otras provisiones no corrientes	-	-	23.710	23.144	848.183	1.279.877
Pasivo por impuestos diferidos	-	8.374	311.503	244.255	26.428	11.188
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	2.979	2.613	14.178	14.599	1.683.453	1.198.014
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	57.724	69.142	22.550	4.671
PATRIMONIO NETO	**9.707.484**	**6.944.810**	**1.886.016**	**1.543.456**	**6.339.080**	**3.704.755**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	9.707.484	6.944.810	1.886.016	1.543.456	6.339.080	3.704.755
Capital emitido y pagado	9.783.875	6.763.204	936.444	997.714	4.123.929	1.730.839
Ganancias (pérdidas) acumuladas	3.186.021	3.423.217	238.459	13.202	597.534	532.531
Primas de emisión	-	-	-	-	742.877	771.039
Otras reservas	(3.262.412)	-3.241.611	711.113	532.540	874.740	670.346
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**10.815.260**	**8.018.125**	**3.249.156**	**3.230.603**	**17.786.739**	**15.783.923**

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	
31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$
560.017	**710.105**	**551.843**	**488.825**	**(170.543)**	**(184.732)**	**6.581.254**	**6.383.986**
186.762	394.484	287.634	252.235	-	-	1.938.997	1.904.285
3.512	24.434	232	-	-	-	120.383	210.393
12.941	8.850	44.845	46.391	-	-	486.162	307.732
260.132	217.987	164.630	140.653	953	456	3.504.457	3.551.022
2.072	1.403	4.223	3.732	(171.496)	(185.188)	16.369	14.337
83.152	57.118	45.527	43.532	-	-	396.239	339.398
120	4	4.752	2.282	-	-	107.321	50.994
11.326	5.825	-	-	-	-	11.326	5.825
4.371.244	**4.200.842**	**2.561.433**	**3.828.620**	**(9.948.765)**	**(8.679.955)**	**23.195.130**	**21.012.370**
171	598	-	-	-	-	3.049.811	2.796.475
21.844	8.753	16.760	-	168	(29)	2.735.890	1.140.708
42.546	40.003	-	-	-	-	587.957	906.508
-	-	-	-	(391.260)	(381.224)	847	1.652
141	137	-	1.428.462	(10.082.185)	(8.831.325)	1.978	2.596
125.795	95.095	65.292	56.199	-	-	5.527.879	5.827.289
5.835	5.902	-	-	524.512	532.623	1.173.043	1.205.570
4.174.912	4.050.353	2.479.378	2.343.959	-	-	9.019.237	8.686.827
-	-	-	-	-	-	10.254	11.708
-	1	3	-	-	-	1.088.234	433.037
4.931.261	**4.910.947**	**3.113.276**	**4.317.445**	**(10.119.308)**	**(8.864.687)**	**29.776.384**	**27.396.356**

Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$
876.231	**1.116.652**	**482.477**	**490.066**	**202.635**	**(35.630)**	**6.735.932**	**9.650.756**
175.545	390.762	105.203	131.099	-	-	1.490.051	1.648.099
460.442	535.183	235.240	222.164	155.032	136.745	3.920.045	4.116.247
62.468	53.265	46.685	35.138	47.603	(172.375)	494.511	2.996.668
38.297	35.841	57.392	59.323	-	-	286.052	422.863
108.167	73.902	13.739	13.435	-	-	220.727	192.924
27.521	23.864	24.218	28.907	-	-	320.755	270.120
3.791	3.835	-	-	-	-	3.791	3.835
1.648.410	**1.630.556**	**805.168**	**770.023**	**(403.298)**	**(246.841)**	**10.794.266**	**8.913.700**
1.410.597	1.428.551	454.013	458.669	-	-	4.890.458	4.621.868
997	-	10.868	10.460	6	-	2.335.997	933.056
-	-	-	-	(403.304)	(246.841)	-	-
49.659	40.340	54.775	20.615	-	-	976.327	1.363.976
51.332	32.622	254.591	249.631	-	-	643.854	546.070
129.507	123.151	6.245	5.130	-	-	1.836.362	1.343.507
6.318	5.892	24.676	25.518	-	-	111.268	105.223
2.406.620	**2.163.739**	**1.825.631**	**3.057.356**	**(9.918.645)**	**(8.582.216)**	**12.246.186**	**8.831.900**
2.406.620	2.163.739	1.825.631	3.057.356	(9.918.645)	(8.582.216)	9.966.287	6.724.008
203.580	205.915	1.618.125	2.658.595	(6.882.078)	(5.593.063)	9.783.875	6.763.204
854.096	639.936	434.988	522.144	163.313	(289.343)	5.474.411	4.841.687
92.490	93.552	1.758	6.052	(837.125)	(870.643)	-	-
1.256.454	1.224.336	-229.240	-129.435	(2.362.755)	(1.829.167)	(5.291.999)	(4.880.883)
-	-	-	-	-	-	2.279.899	2.107.892
4.931.261	**4.910.947**	**3.113.276**	**4.317.445**	**(10.119.308)**	**(8.864.687)**	**29.776.384**	**27.396.356**

País	Chile (Holdings y Otros)			Argentina			Brasil		
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
INGRESOS	**902**	**1.335**	**4**	**1.782.532**	**1.516.392**	**1.520.474**	**8.608.890**	**7.489.756**	**5.132.814**
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	-	1.481.493	1.488.830	1.482.423	7.685.111	6.520.243	4.285.949
Ventas de energía	-	-	-	1.435.040	1.443.845	1.426.617	6.805.945	5.865.566	3.841.034
Otras ventas	-	-	-	2.771	191	194	3.755	2.225	1.855
Otras prestaciones de servicios	-	-	-	43.682	44.794	55.612	875.411	652.452	443.060
Otros ingresos	902	1.335	4	301.039	27.562	38.051	923.779	969.513	846.865
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**-**	**-**	**-**	**(903.365)**	**(769.333)**	**(712.345)**	**(5.906.736)**	**(5.366.693)**	**(3.502.183)**
Compras de energía	-	-	-	(715.723)	(656.647)	(619.314)	(4.311.902)	(3.855.878)	(2.359.632)
Consumo de combustible	-	-	-	(100.579)	(21.095)	(4.074)	(58.506)	(18.151)	(70.470)
Gastos de transporte	-	-	-	(25.949)	(37.414)	(15.926)	(739.219)	(631.737)	(279.332)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	-	(61.114)	(54.177)	(73.031)	(797.109)	(860.927)	(792.749)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**902**	**1.335**	**4**	**879.167**	**747.059**	**808.129**	**2.702.154**	**2.123.063**	**1.630.631**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	-	48.095	54.308	75.737	89.871	83.214	69.089
Gastos por beneficios a los empleados	(7.695)	(6.732)	(8.070)	(200.284)	(265.521)	(370.729)	(434.266)	(402.618)	(306.267)
Otros gastos, por naturaleza	(23.211)	(27.113)	(21.316)	(175.437)	(139.867)	(185.752)	(713.637)	(603.682)	(486.694)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**(30.004)**	**(32.510)**	**(29.382)**	**551.541**	**395.979**	**327.385**	**1.644.122**	**1.199.977**	**906.759**
Gasto por depreciación y amortización	-	-	-	(143.179)	(173.774)	(78.353)	(488.163)	(375.937)	(270.611)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	-	66.987	54.819	-	-	-
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	-	-	-	(42.541)	(56.654)	(39.214)	(225.557)	(55.843)	(76.255)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**(30.004)**	**(32.510)**	**(29.382)**	**365.821**	**232.538**	**264.637**	**930.402**	**768.197**	**559.893**
RESULTADO FINANCIERO	**(31.514)**	**(19.825)**	**(3.438)**	**160.817**	**257.912**	**(145.441)**	**(374.162)**	**(430.868)**	**(225.126)**
Ingresos financieros	**37.675**	**47.281**	**29.595**	**122.200**	**107.807**	**87.760**	**291.262**	**215.449**	**179.316**
Efectivo y otros medios equivalentes	16.018	7.245	8.207	90.691	75.692	61.757	25.405	33.259	32.537
Otros ingresos financieros	21.657	40.036	21.388	31.509	32.115	26.003	265.857	182.190	146.779
Costos financieros	**(50.740)**	**(61.869)**	**(38.662)**	**(189.401)**	**(226.859)**	**(265.443)**	**(679.377)**	**(614.811)**	**(361.158)**
Préstamos bancarios	(11.379)	(8.084)	-	(4.019)	(177)	(136)	(106.312)	(131.557)	(65.154)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(25.225)	(25.736)	(25.977)	-	-	-	(112.770)	(124.722)	(35.259)
Otros	(14.136)	(28.049)	(12.685)	(185.382)	(226.682)	(265.307)	(460.295)	(358.532)	(260.745)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	124.477	270.380	-	-	-	-
Diferencias de cambio	**(18.449)**	**(5.237)**	**5.629**	**103.541**	**106.584**	**32.242**	**13.953**	**(31.506)**	**(43.284)**
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	(227)	441	1.605	810	2.011	1.705	-	-	-
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	-	1.080	74	230	2.144	386	954
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	1.041	51	168	1	-	-
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	39	23	62	2.143	386	954
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**(61.745)**	**(51.894)**	**(31.215)**	**528.528**	**492.535**	**121.131**	**558.384**	**337.715**	**335.721**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	9.598	(7.137)	(28.109)	(132.137)	(203.661)	27.183	313.730	217.748	(66.666)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**(52.147)**	**(59.031)**	**(59.324)**	**396.391**	**288.874**	**148.314**	**872.114**	**555.463**	**269.055**
GANANCIA (PÉRDIDA)	**(52.147)**	**(59.031)**	**(59.324)**	**396.391**	**288.874**	**148.314**	**872.114**	**555.463**	**269.055**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	(52.147)	(59.031)	(59.324)	396.391	288.874	148.314	872.114	555.463	269.055
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	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(49.135)	(34.496)	23.174	241.095	157.539	209.757	999.122	299.827	371.425
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(2.220.047)	348.295	(982.614)	(175.679)	(98.752)	(122.760)	(855.965)	(2.434.755)	(1.809.287)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	2.475.888	(52.458)	(319.794)	(47.566)	(23.844)	(17.354)	(66.875)	2.389.830	1.608.280

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.

Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
2.538.922	**2.671.192**	**2.384.407**	**1.382.940**	**1.311.262**	**1.400.304**	**(74)**	**(248)**	**-**	**14.314.112**	**12.989.689**	**10.438.003**
2.513.971	2.642.886	2.366.028	1.372.801	1.272.802	1.354.866	-	-	-	13.053.376	11.924.761	9.489.266
2.250.753	2.388.426	2.128.847	1.306.624	1.231.486	1.162.579	-	-	-	11.798.362	10.929.323	8.559.077
28.737	23.232	20.466	23.489	23.320	21.679	-	-	-	58.752	48.968	44.194
234.481	231.228	216.715	42.688	17.996	170.608	-	-	-	1.196.262	946.470	885.995
24.951	28.306	18.379	10.139	38.460	45.438	(74)	(248,00)	-	1.260.736	1.064.928	948.737
(1.054.749)	**(1.208.848)**	**(950.865)**	**(676.173)**	**(603.957)**	**(717.395)**	**-**	**431**	**-**	**(8.541.023)**	**(7.948.400)**	**(5.882.788)**
(596.652)	(721.047)	(529.504)	(473.129)	(422.384)	(434.666)	543	1.598	2.650	(6.096.863)	(5.654.358)	(3.940.466)
(49.225)	(53.414)	(30.789)	(68.807)	(134.183)	(123.975)	-	-	-	(277.117)	(226.843)	(229.308)
(261.082)	(268.498)	(244.492)	(84.128)	(5.488)	(91.718)	(543)	(1.167)	(2.650)	(1.110.921)	(944.304)	(634.118)
(147.790)	(165.889)	(146.080)	(50.109)	(41.902)	(67.036)	-	-	-	(1.056.122)	(1.122.895)	(1.078.896)
1.484.173	**1.462.344**	**1.433.542**	**706.767**	**707.305**	**682.909**	**(74)**	**183**	**-**	**5.773.089**	**5.041.289**	**4.555.215**
32.179	29.408	19.386	11.420	11.067	8.974	-	-	-	181.565	177.997	173.186
(102.834)	(99.856)	(89.244)	(64.674)	(65.766)	(63.674)	-	-	-	(809.753)	(840.493)	(837.984)
(146.478)	(161.656)	(160.646)	(92.020)	(88.585)	(88.768)	74	(182)	20	(1.150.709)	(1.021.085)	(943.156)
1.267.040	**1.230.240**	**1.203.038**	**561.493**	**564.021**	**539.441**	**-**	**1**	**20**	**3.994.192**	**3.357.708**	**2.947.261**
(195.488)	(193.432)	(177.419)	(121.500)	(119.297)	(121.731)	-	-	-	(948.330)	(862.440)	(648.114)
3.433	(5.234)	-	(1.307)	-	(10.242)	-	-	-	2.126	61.753	44.577
(6.609)	(9.440)	(2.962)	(4.418)	(564)	(5.894)	-	-	-	(279.125)	(122.501)	(124.325)
1.068.376	**1.022.134**	**1.022.657**	**434.268**	**444.160**	**401.574**	**-**	**1,00**	**20,00**	**2.768.863**	**2.434.520**	**2.219.399**
(140.101)	**(159.753)**	**(174.979)**	**(30.553)**	**(18.583)**	**(33.422)**	**37.980**	**38.454**	**-**	**(377.533)**	**(332.663)**	**(582.406)**
11.548	**19.748**	**19.371**	**8.632**	**8.583**	**9.138**	**(21.656)**	**(40.787)**	**(31.337)**	**449.661**	**358.081**	**293.843**
8.573	12.533	13.297	4.845	4.451	7.341	-	-	-	145.532	133.180	123.139
2.975	7.215	6.074	3.787	4.132	1.797	(21.656)	(40.787)	(31.337)	304.129	224.901	170.704
(151.500)	**(177.537)**	**(193.550)**	**(39.268)**	**(31.469)**	**(42.059)**	**21.655**	**40.786**	**31.337**	**(1.088.631)**	**(1.071.759)**	**(869.535)**
(10.896)	(19.659)	(25.090)	(1.418)	(2.715)	(7.115)	-	-	-	(134.024)	(162.192)	(97.495)
(116.309)	(133.916)	(138.469)	(27.055)	(27.830)	(16.131)	-	-	-	(281.359)	(312.204)	(215.836)
(24.295)	(23.962)	(29.991)	(10.795)	(924)	(18.813)	21.655	40.786	31.337	(673.248)	(597.363)	(556.204)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	124.477	270.380	-
(149)	**(1.964)**	**(800)**	**83**	**4.303**	**(501)**	**37.981**	**38.455**	**-**	**136.960**	**110.635**	**(6.714)**
-	-	-	-	-	-	-	-	-	583	2.452	3.310
308	190	474	10.664	31	3.687	-	-	-	14.196	681	5.345
6	-	-	-	-	17	-	-	-	1.048	51	185
302	190	474	10.664	31	3.670	-	-	-	13.148	630	5.160
928.583	**862.571**	**848.152**	**414.379**	**425.608**	**371.839**	**37.980**	**38.455**	**20**	**2.406.109**	**2.104.990**	**1.645.648**
(302.350)	(310.823)	(336.689)	(125.187)	(134.059)	(114.853)	-	-	-	(236.346)	(437.932)	(519.134)
626.233	**551.748**	**511.463**	**289.192**	**291.549**	**256.986**	**37.980**	**38.455**	**20**	**2.169.763**	**1.667.058**	**1.126.514**
626.233	**551.748**	**511.463**	**289.192**	**291.549**	**256.986**	**37.980**	**38.455**	**20**	**2.169.763**	**1.667.058**	**1.126.514**
626.233	551.748	511.463	289.192	291.549	256.986	37.980	38.455	20	2.169.763	1.667.058	1.126.514
-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1.614.085**	**1.201.381**	**709.043**
-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**555.678**	**465.677**	**417.471**

Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
865.922	1.030.940	898.396	454.719	390.044	334.592	15.788	711	32.705	2.527.511	1.844.565	1.870.049
(386.559)	(378.451)	(390.586)	(208.685)	(89.786)	(1.085.017)	2.247.137	(415.740)	1.911.123	(1.599.798)	(3.069.189)	(2.479.141)
(705.497)	(601.744)	(575.395)	(215.929)	(259.879)	659.599	(2.262.925)	415.161	(1.943.856)	(822.904)	1.867.066	(588.520)

33.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países

a) Generación y Transmisión

Línea de Negocio	Generación y Transmisión					
País	Argentina		Brasil		Colombia	
ACTIVOS	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$
ACTIVOS CORRIENTES	**329.778**	**334.670**	**489.030**	**647.181**	**251.413**	**339.038**
Efectivo y equivalentes al efectivo	91.497	155.473	179.541	165.998	86.361	197.708
Otros activos financieros corrientes	-	-	58.849	109.137	3.206	24.387
Otros activos no financieros, corriente	28.264	18.603	30.114	18.911	2.858	2.104
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	161.872	138.194	113.029	225.977	78.136	52.982
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	16.139	17.731	96.370	114.531	55.821	41.668
Inventarios corrientes	13.944	4.509	391	405	25.031	20.185
Activos por impuestos corrientes, corriente	18.062	160	10.736	12.222	-	4
ACTIVOS NO CORRIENTES	**838.459**	**1.188.893**	**791.639**	**833.154**	**2.524.074**	**2.515.463**
Otros activos financieros no corrientes	3.200	-	342.599	366.010	169	592
Otros activos no financieros no corrientes	3.265	769	37.866	16.759	9.797	4.053
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	308.084	404.821	25	26	3.749	3.520
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	34.662	-	1.758	2.521	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	572	277.022	45.123	46.834	2.579	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía	154	263	8.655	5.484	32.433	24.570
Plusvalía	-	4.827	-	-	-	5.902
Propiedades, planta y equipo	462.759	501.181	350.580	369.634	2.475.347	2.476.825
Activos por impuestos diferidos	25.763	10	5.033	25.886	-	1
TOTAL ACTIVOS	**1.168.237**	**1.523.563**	**1.280.669**	**1.480.335**	**2.775.487**	**2.854.501**

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	Argentina		Brasil		Colombia	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$
PASIVOS CORRIENTES	**338.950**	**385.283**	**344.845**	**642.003**	**387.805**	**511.097**
Otros pasivos financieros corrientes	7.282	14.322	82.099	268.907	100.218	234.532
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	109.347	168.070	229.009	332.055	142.993	157.577
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	118.028	114.209	17.809	15.935	41.035	33.850
Otras provisiones corrientes	-	-	-	-	31.215	25.516
Pasivos por impuestos corrientes	73.629	74.814	6.076	14.941	63.076	52.340
Otros pasivos no financieros corrientes	30.664	13.868	9.852	10.165	9.268	7.282
PASIVOS NO CORRIENTES	**221.136**	**245.332**	**205.761**	**82.461**	**943.881**	**1.032.101**
Otros pasivos financieros no corrientes	40.650	40.229	176.714	60.398	818.533	936.776
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	3.034	44.393	505	500	639	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	16.228	6.230	11.331	15.668	-	-
Otras provisiones no corrientes	-	-	2.053	3.831	44.831	37.412
Pasivo por impuestos diferidos	101.043	83.005	13.171	-	51.223	30.926
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	3.172	3.508	-	-	28.655	26.987
Otros pasivos no financieros no corrientes	57.009	67.967	1.987	2.064	-	-
PATRIMONIO NETO	**608.151**	**892.948**	**730.063**	**755.871**	**1.443.801**	**1.311.303**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**608.151**	**892.948**	**730.063**	**755.871**	**1.443.801**	**1.311.303**
Capital emitido y pagado	569.466	111.092	268.415	275.319	199.473	201.762
Ganancias (pérdidas) acumuladas	4.884	258.124	335.962	289.470	565.626	446.982
Primas de emisión	-	-	-	-	34.479	34.875
Otras reservas	33.801	523.732	125.686	191.082	644.223	627.684
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**1.168.237**	**1.523.563**	**1.280.669**	**1.480.335**	**2.775.487**	**2.854.501**

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					
Perú		Eliminaciones		Totales	
31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$
433.281	**412.115**	**(102.134)**	**(95.886)**	**1.401.368**	**1.637.118**
235.659	221.980	-	-	593.058	741.159
232	-	-	-	62.287	133.524
7.670	6.249	-	-	68.906	45.867
92.989	88.382	-	385	446.026	505.920
63.765	63.564	(102.134)	(96.271)	129.961	141.223
29.159	30.624	-	-	68.525	55.723
3.807	1.316	-	-	32.605	13.702
1.328.046	**1.245.705**	**(810)**	**(977)**	**5.481.408**	**5.782.238**
-	-	-	-	345.968	366.602
16.760	-	-	(29)	67.688	21.552
-	-	-	-	311.858	408.367
18.392	2.091	(810)	(948)	54.002	3.664
56.601	55.544	-	-	104.875	379.400
26.466	21.759	-	-	67.708	52.076
-	-	-	-	-	10.729
1.209.827	1.166.311	-	-	4.498.513	4.513.951
-	-	-	-	30.796	25.897
1.761.327	**1.657.820**	**(102.944)**	**(96.863)**	**6.882.776**	**7.419.356**

Generación y Transmisión					
Perú		Eliminaciones		Totales	
31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$
241.747	**224.273**	**(90.643)**	**(80.218)**	**1.222.704**	**1.682.438**
51.266	39.527	-	-	240.865	557.288
99.101	90.356	-	91	580.450	748.149
36.214	28.511	(90.643)	(80.309)	122.443	112.196
48.808	49.008	-	-	80.023	74.524
1.637	8.296	-	-	144.418	150.391
4.721	8.575	-	-	54.505	39.890
331.803	**328.323**	**(12.301)**	**(16.645)**	**1.690.280**	**1.671.572**
35.884	79.834	-	-	1.071.781	1.117.237
-	-	-	-	4.178	44.893
-	-	(12.301)	(16.645)	15.258	5.253
54.275	20.134	-	-	101.159	61.377
216.660	203.144	-	-	382.097	317.075
1.893	1.578	-	-	33.720	32.073
23.091	23.633	-	-	82.087	93.664
1.187.777	**1.105.224**	**-**	**-**	**3.969.792**	**4.065.346**
1.187.777	**1.105.224**	**-**	**-**	**3.969.792**	**4.065.346**
930.671	913.296	-	-	1.968.025	1.501.469
284.443	389.902	-	-	1.190.915	1.384.478
4.409	4.327	-	-	38.888	39.202
(31.746)	(202.301)	-	-	771.964	1.140.197
1.761.327	**1.657.820**	**(102.944)**	**(96.863)**	**6.882.776**	**7.419.356**

Línea de Negocio	Generación y Transmisión								
País	Argentina			Brasil			Colombia		
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
INGRESOS	**436.376**	**327.613**	**299.771**	**777.501**	**853.595**	**829.715**	**1.246.988**	**1.259.471**	**1.159.788**
Ingresos de actividades ordinarias	415.055	314.689	288.760	761.534	841.722	796.792	1.240.405	1.242.506	1.151.492
Ventas de energía	413.343	313.502	288.568	691.904	759.653	709.105	1.213.754	1.220.266	1.132.015
Otras ventas	-	21	-	-	-	-	26.479	22.095	19.300
Otras prestaciones de servicios	1.712	1.166	192	69.630	82.069	87.687	172	145	177
Otros ingresos	21.321	12.924	11.011	15.967	11.873	32.923	6.583	16.965	8.296
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**(129.661)**	**(40.070)**	**(25.389)**	**(418.618)**	**(574.420)**	**(490.159)**	**(465.768)**	**(478.264)**	**(396.302)**
Compras de energía	(877)	(1.343)	(1.374)	(328.984)	(525.539)	(393.265)	(209.204)	(191.690)	(165.039)
Consumo de combustible	(100.579)	(21.095)	(4.074)	(58.505)	(18.151)	(70.470)	(49.225)	(53.414)	(30.789)
Gastos de transporte	(8.959)	(6.937)	(7.389)	(28.107)	(30.474)	(26.226)	(138.544)	(143.045)	(128.296)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(19.246)	(10.695)	(12.552)	(3.022)	(256)	(198)	(68.795)	(90.115)	(72.178)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**306.715**	**287.543**	**274.382**	**358.883**	**279.175**	**339.556**	**781.220**	**781.207**	**763.486**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	4.785	5.011	6.300	653	553	903	3.008	2.468	910
Gastos por beneficios a los empleados	(38.147)	(45.672)	(73.209)	(16.422)	(16.364)	(18.426)	(31.806)	(30.726)	(27.270)
Otros gastos, por naturaleza	(28.259)	(28.977)	(36.680)	(22.191)	(19.683)	(20.404)	(42.102)	(45.800)	(55.117)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**245.094**	**217.905**	**170.793**	**320.923**	**243.681**	**301.629**	**710.320**	**707.149**	**682.009**
Gasto por depreciación y amortización	(89.645)	(121.545)	(55.942)	(32.785)	(32.681)	(38.863)	(73.761)	(73.252)	(71.196)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	66.987	-	-	-	-	-	-	-
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(40)	(7.671)	(28)	32	(260)	(725)	663	(822)	145
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**155.409**	**155.676**	**114.823**	**288.170**	**210.740**	**262.041**	**637.222**	**633.075**	**610.958**
RESULTADO FINANCIERO	**73.292**	**116.452**	**26.873**	**19.427**	**18.757**	**7.262**	**(81.785)**	**(101.982)**	**(119.198)**
Ingresos financieros	**98.572**	**69.536**	**49.282**	**41.484**	**32.044**	**24.201**	**6.239**	**8.361**	**9.160**
Efectivo y otros medios equivalentes	82.760	65.748	39.533	7.644	7.712	12.022	4.696	7.025	7.361
Otros ingresos financieros	15.812	3.788	9.749	33.840	24.332	12.179	1.543	1.336	1.799
Costos financieros	**(47.784)**	**(52.457)**	**(51.507)**	**(31.209)**	**(35.648)**	**(19.284)**	**(87.896)**	**(110.076)**	**(128.201)**
Préstamos bancarios	(62)	(43)	(89)	(9.925)	(11.321)	(3.075)	(2.522)	(6.638)	(9.755)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	(2.415)	(201)	-	(76.258)	(95.921)	(106.116)
Otros	(47.722)	(52.414)	(51.418)	(18.869)	(24.126)	(16.209)	(9.116)	(7.517)	(12.330)
Resultados por Unidades de Reajuste	(83.759)	8.815	-	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	**106.263**	**90.558**	**29.098**	**9.152**	**22.361**	**2.345**	**(128)**	**(267)**	**(157)**
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	790	2.171	1.705	-	-	-	-	-	-
Otras ganancias (pérdidas)	**1.042**	**74**	**101**	**-**	**-**	**-**	**235**	**24**	**330**
Resultado de Otras Inversiones	1.042	51	96	-	-	-	-	-	-
Resultados en Ventas de Activos	-	23	5	-	-	-	235	24	330
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**230.533**	**274.373**	**143.502**	**307.597**	**229.497**	**269.303**	**555.672**	**531.117**	**492.090**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(48.085)	(99.141)	(8.618)	(116.746)	(78.870)	(90.718)	(180.207)	(185.554)	(191.743)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**182.448**	**175.232**	**134.884**	**190.851**	**150.627**	**178.585**	**375.465**	**345.563**	**300.347**
GANANCIA (PÉRDIDA)	**182.448**	**175.232**	**134.884**	**190.851**	**150.627**	**178.585**	**375.465**	**345.563**	**300.347**

País	Argentina			Brasil			Colombia		
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	128.806	110.238	140.035	206.616	206.457	247.841	509.622	626.538	511.544
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	6.478	(16.483)	(20.172)	34.463	(67.384)	(454.441)	(85.078)	(109.801)	(127.976)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(115.161)	(23.726)	(17.305)	(221.809)	(90.783)	264.451	(545.075)	(494.832)	(413.466)

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								
Perú			Eliminaciones			Totales		
31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
596.240	**595.983**	**730.413**	**(49)**	**(244)**	**-**	**3.057.056**	**3.036.418**	**3.019.687**
590.425	562.978	689.464	-	-	-	3.007.419	2.961.895	2.926.508
566.368	521.458	506.125	-	-	-	2.885.369	2.814.879	2.635.813
22.467	22.694	21.189	-	-	-	48.946	44.810	40.489
1.590	18.826	162.150	-	-	-	73.104	102.206	250.206
5.815	33.005	40.949	(49)	(244)	-	49.637	74.523	93.179
(204.404)	**(188.230)**	**(347.476)**	**-**	**429**	**-**	**(1.218.451)**	**(1.280.555)**	**(1.259.326)**
(39.851)	(40.938)	(94.180)	543	1.596	2.650	(578.373)	(757.914)	(651.208)
(68.807)	(134.183)	(123.975)	-	-	-	(277.116)	(226.843)	(229.308)
(84.128)	(5.488)	(91.718)	(543)	(1.167)	(2.650)	(260.281)	(187.111)	(256.279)
(11.618)	(7.621)	(37.603)	-	-	-	(102.681)	(108.687)	(122.531)
391.836	**407.753**	**382.937**	**(49)**	**185**	**-**	**1.838.605**	**1.755.863**	**1.760.361**
1.577	1.435	739	-	-	-	10.023	9.467	8.852
(27.851)	(30.096)	(29.190)	-	-	-	(114.226)	(122.858)	(148.095)
(44.023)	(45.395)	(42.833)	49	(176)	-	(136.526)	(140.031)	(155.034)
321.539	**333.697**	**311.653**	**-**	**9**	**-**	**1.597.876**	**1.502.441**	**1.466.084**
(65.767)	(68.241)	(72.354)	-	-	-	(261.958)	(295.719)	(238.355)
(1.307)	-	(10.242)	-	-	-	(1.307)	66.987	(10.242)
(10)	3.755	(384)	-	-	-	645	(4.998)	(992)
254.455	**269.211**	**228.673**	**-**	**9**	**-**	**1.335.256**	**1.268.711**	**1.216.495**
(6.146)	**8.420**	**(9.688)**	**-**	**28.573**	**-**	**4.788**	**70.220**	**(94.751)**
7.373	**6.888**	**6.143**	**-**	**-**	**(8.880)**	**153.668**	**116.829**	**79.906**
4.137	3.768	4.272	-	-	-	99.237	84.253	63.188
3.236	3.120	1.871	-	-	(8.880)	54.431	32.576	16.718
(12.089)	**(5.002)**	**(13.968)**	**-**	**-**	**8.880**	**(178.978)**	**(203.183)**	**(204.080)**
(94)	(219)	(993)	-	-	-	(12.603)	(18.221)	(13.912)
(1.965)	(2.857)	(2.481)	-	-	-	(80.638)	(98.979)	(108.597)
(10.030)	(1.926)	(10.494)	-	-	8.880	(85.737)	(85.983)	(81.571)
-	-	-	-	-	-	(83.759)	8.815	-
(1.430)	**6.534**	**(1.863)**	**-**	**28.573**	**-**	**113.857**	**147.759**	**29.423**
-	-	-	-	-	-	790	2.171	1.705
10	**37**	**2.382**	**-**	**-**	**-**	**1.287**	**135**	**2.813**
-	-	17	-	-	-	1.042	51	113
10	37	2.365	-	-	-	245	84	2.700
248.319	**277.668**	**221.367**	**-**	**28.582**	**-**	**1.342.121**	**1.341.237**	**1.126.262**
(74.300)	(85.670)	(68.520)	-	-	-	(419.338)	(449.235)	(359.599)
174.019	**191.998**	**152.847**	**-**	**28.582**	**-**	**922.783**	**892.002**	**766.663**
174.019	**191.998**	**152.847**	**-**	**28.582**	**-**	**922.783**	**892.002**	**766.663**

Perú			Eliminaciones			Totales		
31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
207.268	254.685	195.690	-	-	-	1.052.312	1.197.918	1.095.110
(40.386)	90.501	(283.782)	-	-	-	(84.523)	(103.167)	(886.371)
(157.902)	(256.197)	(162.923)	-	-	-	(1.039.947)	(865.538)	(329.243)

b) Distribución

Línea de Negocio	Distribución					
País	Argentina		Brasil		Colombia	
ACTIVOS	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$
ACTIVOS CORRIENTES	**284.127**	**312.128**	**3.711.977**	**3.379.172**	**363.837**	**416.279**
Efectivo y equivalentes al efectivo	24.452	27.356	475.746	345.537	97.623	196.776
Otros activos financieros corrientes	-	-	48.792	42.320	306	47
Otros activos no financieros, corriente	18.982	7.590	341.073	198.877	10.072	6.746
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	222.959	251.369	2.568.600	2.568.773	181.485	165.005
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	602	699	11.350	2.077	4.904	4.947
Inventarios corrientes	17.132	25.114	236.130	208.414	58.121	36.933
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	30.286	13.174	-	-
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	11.326	5.825
ACTIVOS NO CORRIENTES	**1.456.918**	**1.381.972**	**12.004.828**	**10.742.727**	**1.842.861**	**1.685.379**
Otros activos financieros no corrientes	9	14	2.703.683	2.429.698	2	6
Otros activos no financieros no corrientes	84	158	2.651.786	1.110.027	12.048	4.700
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	646	4.464	236.472	457.136	38.797	36.483
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	68	108	-	-	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	186	235	-	-	1.524	137
Activos intangibles distintos de la plusvalía	30.365	21.907	5.281.728	5.637.387	93.220	70.525
Plusvalía	-	-	-	662.218	-	-
Propiedades, planta y equipo	1.425.560	1.355.086	115.163	59.670	1.697.270	1.573.528
Propiedad de inversión	-	-	10.254	11.708	-	-
Activos por impuestos diferidos	-	-	1.005.742	374.883	-	-
TOTAL ACTIVOS	**1.741.045**	**1.694.100**	**15.716.805**	**14.121.899**	**2.206.698**	**2.101.658**

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	Distribución					
País	Argentina		Brasil		Colombia	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$
PASIVOS CORRIENTES	**509.222**	**710.708**	**3.699.914**	**3.434.286**	**545.688**	**650.767**
Otros pasivos financieros corrientes	7	-	756.949	479.938	75.327	156.230
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	328.700	548.694	2.321.877	2.117.898	316.584	377.606
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	109.013	2.686	286.621	483.142	79.684	64.627
Otras provisiones corrientes	44.825	131.593	144.973	194.941	7.082	10.325
Pasivos por impuestos corrientes	12.264	14.808	665	1.024	45.041	21.562
Otros pasivos no financieros corrientes	14.413	12.927	188.829	157.343	18.179	16.582
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	3.791	3.835
PASIVOS NO CORRIENTES	**429.766**	**347.653**	**6.946.561**	**5.247.163**	**704.526**	**598.455**
Otros pasivos financieros no corrientes	7	-	2.212.111	2.033.008	592.064	491.775
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	149.205	150.992	2.171.380	726.711	358	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	34.662	-	-	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	23.710	23.144	845.798	1.275.636	4.828	2.928
Pasivo por impuestos diferidos	210.460	161.250	13.257	11.188	107	1.696
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	11.006	11.091	1.683.454	1.198.014	100.851	96.164
Otros pasivos no financieros no corrientes	716	1.176	20.561	2.606	6.318	5.892
PATRIMONIO NETO	**802.057**	**635.739**	**5.070.330**	**5.440.450**	**956.484**	**852.436**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**802.057**	**635.739**	**5.070.330**	**5.440.450**	**956.484**	**852.436**
Capital emitido y pagado	544.855	563.803	2.849.227	2.873.858	4.106	4.153
Ganancias (pérdidas) acumuladas	223.667	69.177	(673.567)	(1.184.278)	282.082	192.954
Primas de emisión	-	-	-	-	58.011	58.677
Acciones propias en cartera	-	-	-	(12.704)	-	-
Otras reservas	33.535	2.759	2.894.670	3.763.574	612.285	596.652
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**1.741.045**	**1.694.100**	**15.716.805**	**14.121.899**	**2.206.698**	**2.101.658**

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					
Perú		Eliminaciones		Totales	
31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	
153.383	**112.287**	**(35)**	**(7)**	**4.513.289**	**4.219.859**
51.717	29.776	-	-	649.538	599.445
-	-	-	-	49.098	42.367
4.292	8.463	-	-	374.419	221.676
71.574	52.271	16	-	3.044.634	3.037.418
9.432	8.869	(51)	(7)	26.237	16.585
16.368	12.908	-	-	327.751	283.369
-	-	-	-	30.286	13.174
-	-	-	-	11.326	5.825
1.305.567	**1.210.429**	**-**	**-**	**16.610.174**	**15.020.507**
-	-	-	-	2.703.694	2.429.718
-	-	-	-	2.663.918	1.114.885
-	-	-	-	275.915	498.083
-	-	-	-	68	108
-	-	-	-	1.710	372
35.933	31.601	-	-	5.441.246	5.761.420
-	-	-	-	-	662.218
1.269.634	1.178.828	-	-	4.507.627	4.167.112
-	-	-	-	10.254	11.708
-	-	-	-	1.005.742	374.883
1.458.950	**1.322.716**	**(35)**	**(7)**	**21.123.463**	**19.240.366**

Distribución					
Perú		Eliminaciones		Totales	
31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$
272.270	**268.882**	**(35)**	**(7)**	**5.027.059**	**5.064.636**
53.938	65.715	-	-	886.221	701.883
135.398	131.188	-	-	3.102.559	3.175.386
42.785	36.369	(35)	(7)	518.068	586.817
8.584	10.315	-	-	205.464	347.174
12.103	4.963	-	-	70.073	42.357
19.462	20.332	-	-	240.883	207.184
-	-	-	-	3.791	3.835
467.924	**431.856**	**-**	**-**	**8.548.777**	**6.625.127**
418.129	378.835	-	-	3.222.311	2.903.618
-	-	-	-	2.320.943	877.703
-	-	-	-	34.662	-
500	481	-	-	874.836	1.302.189
43.357	47.103	-	-	267.181	221.237
4.352	3.552	-	-	1.799.663	1.308.821
1.586	1.885	-	-	29.181	11.559
718.756	**621.978**	**-**	**-**	**7.547.627**	**7.550.603**
718.756	**621.978**	**-**	**-**	**7.547.627**	**7.550.603**
160.377	157.383	-	-	3.558.565	3.599.197
486.057	414.874	-	-	318.239	(507.273)
-	-	-	-	58.011	58.677
-	-	-	-	-	(12.704)
72.322	49.721	-	-	3.612.812	4.412.706
1.458.950	**1.322.716**	**(35)**	**(7)**	**21.123.463**	**19.240.366**

Línea de Negocio	Distribución								
País	Argentina			Brasil			Colombia		
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
INGRESOS	**1.346.888**	**1.189.950**	**1.223.343**	**8.153.719**	**6.922.417**	**4.612.551**	**1.665.317**	**1.713.801**	**1.537.957**
Ingresos de actividades ordinarias	1.066.437	1.174.151	1.193.683	7.246.928	5.965.107	3.798.613	1.646.864	1.702.390	1.527.674
Ventas de energía	1.021.696	1.130.353	1.138.069	6.441.861	5.396.919	3.447.388	1.366.632	1.422.918	1.264.632
Otras ventas	2.771	170	194	3.755	2.225	1.855	2.257	1.137	1.166
Otras prestaciones de servicios	41.970	43.628	55.420	801.312	565.963	349.370	277.975	278.335	261.876
Otros ingresos	280.451	15.799	29.660	906.791	957.310	813.938	18.453	11.411	10.283
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**(773.693)**	**(729.223)**	**(686.912)**	**(5.820.384)**	**(5.084.253)**	**(3.323.143)**	**(962.174)**	**(1.032.452)**	**(867.491)**
Compras de energía	(714.844)	(655.312)	(617.960)	(4.310.694)	(3.621.322)	(2.281.798)	(717.608)	(784.872)	(632.783)
Gastos de transporte	(16.990)	(30.477)	(8.537)	(720.945)	(609.880)	(258.156)	(165.554)	(171.492)	(160.406)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(41.859)	(43.434)	(60.415)	(788.745)	(853.051)	(783.189)	(79.012)	(76.088)	(74.302)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**573.195**	**460.727**	**536.431**	**2.333.335**	**1.838.164**	**1.289.408**	**703.143**	**681.349**	**670.466**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	43.311	49.297	69.437	89.154	82.661	68.186	29.171	26.940	18.476
Gastos por beneficios a los empleados	(162.137)	(219.849)	(297.520)	(401.264)	(369.620)	(269.029)	(71.028)	(69.130)	(61.974)
Otros gastos, por naturaleza	(147.303)	(110.973)	(150.619)	(638.654)	(545.006)	(439.809)	(104.774)	(116.190)	(106.038)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**307.066**	**179.202**	**157.729**	**1.382.571**	**1.006.199**	**648.756**	**556.512**	**522.969**	**520.930**
Gasto por depreciación y amortización	(53.534)	(52.229)	(22.411)	(451.835)	(343.158)	(231.358)	(121.669)	(120.115)	(106.158)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	54.819	-	-	-	3.433	(5.234)	-
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(42.501)	(48.983)	(39.186)	(225.053)	(54.784)	(75.174)	(7.272)	(8.618)	(3.107)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**211.031**	**77.990**	**150.951**	**705.683**	**608.257**	**342.224**	**431.004**	**389.002**	**411.665**
RESULTADO FINANCIERO	**54.470**	**127.247**	**(176.791)**	**(234.772)**	**(263.904)**	**(250.354)**	**(58.397)**	**(57.795)**	**(55.757)**
Ingresos financieros	**22.964**	**33.729**	**34.724**	**252.649**	**173.459**	**137.208**	**5.668**	**11.463**	**10.271**
Efectivo y otros medios equivalentes	1.908	5.917	18.799	19.928	15.225	3.869	3.859	5.498	5.935
Otros ingresos financieros	21.056	27.812	15.925	232.721	158.234	133.339	1.809	5.965	4.336
Costos financieros	**(168.782)**	**(174.402)**	**(213.931)**	**(484.231)**	**(421.956)**	**(377.095)**	**(64.047)**	**(67.561)**	**(65.385)**
Préstamos bancarios	(3.957)	(133)	(47)	(78.675)	(86.228)	(62.079)	(8.375)	(13.022)	(15.335)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	(110.355)	(72.172)	(35.259)	(40.051)	(37.995)	(32.353)
Otros	(164.825)	(174.269)	(213.884)	(295.201)	(263.556)	(279.757)	(15.621)	(16.544)	(17.697)
Resultados por Unidades de Reajuste	206.845	260.137	-	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	**(6.557)**	**7.783**	**2.416**	**(3.190)**	**(15.407)**	**(10.467)**	**(18)**	**(1.697)**	**(643)**
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	20	(160)	-	-	-	-	-	-	-
Otras ganancias (pérdidas)	39	-	128	2.143	386	954	73	166	145
Resultado de Otras Inversiones	-	-	72	-	-	-	6	-	-
Resultados en Ventas de Activos	39	-	56	2.143	386	954	67	166	145
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**265.560**	**205.077**	**(25.712)**	**473.054**	**344.739**	**92.824**	**372.680**	**331.373**	**356.053**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(76.548)	(101.101)	36.981	414.913	251.360	23.851	(122.066)	(125.242)	(144.932)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**189.012**	**103.976**	**11.269**	**887.967**	**596.099**	**116.675**	**250.614**	**206.131**	**211.121**
GANANCIA (PÉRDIDA)	**189.012**	**103.976**	**11.269**	**887.967**	**596.099**	**116.675**	**250.614**	**206.131**	**211.121**

País	Argentina			Brasil			Colombia		
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	116.487	47.301	69.724	877.694	154.589	186.215	357.362	404.403	386.853
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(184.578)	(82.268)	(102.586)	(818.838)	(533.164)	(667.942)	(303.833)	(296.082)	(262.574)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	75.332	(118)	(48)	84.704	551.548	576.686	(158.135)	(79.475)	(161.966)

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								
Perú			Eliminaciones			Totales		
31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
950.349	**912.950**	**879.266**	**(24)**	**(3)**	**-**	**12.116.249**	**10.739.115**	**8.253.117**
945.595	907.247	874.408	-	-	-	10.905.824	9.748.895	7.394.378
903.828	856.278	813.804	-	-	-	9.734.017	8.806.468	6.663.893
1.022	626	490	-	-	-	9.805	4.158	3.705
40.745	50.343	60.114	-	-	-	1.162.002	938.269	726.780
4.754	5.703	4.858	(24)	(3)	-	1.210.425	990.220	858.739
(619.181)	**(610.701)**	**(578.759)**	**-**	**-**	**-**	**(8.175.432)**	**(7.456.629)**	**(5.456.305)**
(580.690)	(576.420)	(549.326)	-	-	-	(6.323.836)	(5.637.926)	(4.081.867)
-	-	-	-	-	-	(903.489)	(811.849)	(427.099)
(38.491)	(34.281)	(29.433)	-	-	-	(948.107)	(1.006.854)	(947.339)
331.168	**302.249**	**300.507**	**(24)**	**(3)**	**-**	**3.940.817**	**3.282.486**	**2.796.812**
9.843	9.632	8.235	-	-	-	171.479	168.530	164.334
(36.596)	(35.663)	(34.482)	-	-	-	(671.025)	(694.262)	(663.005)
(46.943)	(44.081)	(44.194)	24	3	-	(937.650)	(816.247)	(740.660)
257.472	**232.137**	**230.066**	**-**	**-**	**-**	**2.503.621**	**1.940.507**	**1.557.481**
(56.630)	(51.969)	(50.297)	-	-	-	(683.668)	(567.471)	(410.224)
-	-	-	-	-	-	3.433	(5.234)	54.819
(4.408)	(4.319)	(5.510)	-	-	-	(279.234)	(116.704)	(122.977)
196.434	**175.849**	**174.259**	**-**	**-**	**-**	**1.544.152**	**1.251.098**	**1.079.099**
(22.938)	**(22.151)**	**(24.279)**	**-**	**-**	**-**	**(261.637)**	**(216.603)**	**(507.181)**
4.439	**4.470**	**5.031**	**-**	**-**	**-**	**285.720**	**223.121**	**187.234**
677	661	2.982	-	-	-	26.372	27.301	31.585
3.762	3.809	2.049	-	-	-	259.348	195.820	155.649
(28.342)	**(26.543)**	**(29.667)**	**-**	**-**	**-**	**(745.402)**	**(690.462)**	**(686.078)**
(1.204)	(1.722)	(6.122)	-	-	-	(92.211)	(101.105)	(83.583)
(25.090)	(24.973)	(13.651)	-	-	-	(175.496)	(135.140)	(81.263)
(2.048)	152	(9.894)	-	-	-	(477.695)	(454.217)	(521.232)
-	-	-	-	-	-	206.845	260.137	-
965	**(78)**	**357**	**-**	**-**	**-**	**(8.800)**	**(9.399)**	**(8.337)**
-	-	-	-	-	-	20	(160)	-
10.654	(6)	1.305	-	-	-	12.909	546	2.532
-	-	-	-	-	-	6	-	72
10.654	(6)	1.305	-	-	-	12.903	546	2.460
184.150	**153.692**	**151.285**	**-**	**-**	**-**	**1.295.444**	**1.034.881**	**574.450**
(55.649)	(49.024)	(46.154)	**-**	-	-	160.650	(24.007)	(130.254)
128.501	**104.668**	**105.131**	**-**	**-**	**-**	**1.456.094**	**1.010.874**	**444.196**
128.501	**104.668**	**105.131**	**-**	**-**	**-**	**1.456.094**	**1.010.874**	**444.196**

Perú			Eliminaciones			Totales		
31-12-2019 MUS$	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$	31-12-2017 MUS$
251.699	165.498	141.431	-	-	-	1.603.242	771.791	784.223
(163.888)	(111.035)	(89.334)	-	-	-	(1.471.137)	(1.022.549)	(1.122.436)
(66.594)	(104.032)	(52.807)	-	-	-	(64.693)	367.923	361.865

Nota 34 Garantías Comprometidas con Terceros, otros Activos y Pasivos Contingentes y Otros Compromisos

34.1 Garantías directas

	Deudor			Activos Comprometidos			Saldo pendiente al					Liberación de garantías				
Acreedor de la Garantía	Nombre	Relación	Tipo de Garantía	Tipo	Moneda	Valor Contable	Moneda	31-12-2019	31-12-2018	2019	Activos	2020	Activos	2021	Activos
Mitsubishi Corporation	Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	MUS$	32.840	MUS$	47.844	54.460	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Distribución Río	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	MUS$	4.417	MUS$	13.205	225.471	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Distribución Ceará	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	MUS$	12.220	MUS$	98.388	126.474	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Distribución Goias	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	MUS$	24.307	MUS$	77.054	101.507	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Distribución Sao Paulo	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	MUS$	51.451	MUS$	934.752	828.266	-	-	-	-	-	-
Banco Crédito del Perú	Enel Generación Piura	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	MUS$	42.384	MUS$	56.835	37.824	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Distribución Perú	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	MUS$	34.334	MUS$	33.187	-	-	-	-	-	-	-
Acreedor	Enel Generación Perú	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	MUS$	5.141	MUS$	5.180	-	-	-	-	-	-	-

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos asciende a MUS$114.699 y MUS$7.692, respectivamente (ver Nota 18.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 2019 asciende a M$306.895.060 (MUS$408.295).

Al 31 de diciembre de 2019, Enel Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de MUS$96.201.541 (MUS$108.243.549 al 31 de diciembre de 2018).

34.2 Garantías Indirectas

				Deudor		Tipo de	Saldo pendiente al		
Tipo	Nombre del Contrato	Fecha de Término	Acreedor de la Garantía	Nombre	Relación	Garantía	Moneda	31-12-2019	31-12-2018
Solidario	Bono H	Octubre 2028	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) (1)	Codeudor Solidario	MUS$	67.285	78.925
Solidario	Bono M	Diciembre 2029	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) (1)	Codeudor Solidario	MUS$	341.010	394.987
Aval	DEBÊNTURES 9ª EMISSÃO (AMPL19)	Diciembre 2020	DEBENTURES	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	MUS$	149.148	155.237
Solidario	CITIBANK 4131 III	Junio 2019	CITIBANK	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	MUS$	-	37.159
Aval	BNP PARIBAS 4131	Febrero 2022	BNP PARIBAS	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	MUS$	102.642	-
Aval	CITIBANK 4131 II	Marzo 2021	CITIBANK	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	MUS$	96.891	97.276
Aval	ITAÚ 4131	Julio 2021	ITAÚ	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	MUS$	77.203	77.203
Aval	CITI 4131 FORTALEZA	Abril 2020	CITIBANK	Enel Generación Fortaleza	Enel Brasil	Aval	MUS$	60.908	60.974
Aval	NP 1ª Emissão	Octubre 2019	ITAÚ UNIBANCO S.A.	Enel Distribución Goias (ex-CELG)	Enel Brasil	Aval	MUS$	-	54.145
Aval	CITIBANK 4131	Enero 2021	CITIBANK	Enel Distribución Goias (ex-CELG)	Enel Brasil	Aval	MUS$	145.929	-
Aval	BNDES FINAME GIRO	Mayo 2023	BNDES	Enel Distribución Goias (ex-CELG)	Enel Brasil	Aval	MUS$	25.054	26.058
Aval	SCOTIABANK 4131 CELG	Agosto 2022	SCOTIABANK	Enel Distribución Goias (ex-CELG)	Enel Brasil	Aval	MUS$	48.870	
Solidario	ITAÚ 4131 CELG- I	Julio 2020	ITAÚ BBA INTERNATIONAL PCL	Enel Distribución Goias (ex-CELG)	Enel Brasil	Aval	MUS$	-	77.143
Solidario	ITAÚ 4131 CELG- II	Agosto 2020	ITAÚ BBA INTERNATIONAL PCL	Enel Distribución Goiás (ex-CELG)	Enel Brasil	Aval	MUS$	-	96.524
Solidario	ITAÚ 4131 CELG- IV	Febrero 2021	ITAÚ BBA INTERNATIONAL PCL	Enel Distribución Goiás (ex-CELG)	Enel Brasil	Aval	MUS$	-	31.011
Solidario	ITAÚ 4131 CELG- V	Enero 2021	ITAÚ BBA INTERNATIONAL PCL	Enel Distribución Goiás (ex-CELG)	Enel Brasil	Aval	MUS$	-	41.264
Aval	BNP PARIBAS 4131	Junio 2020	BNP PARIBAS- CREDIT AGREEMENT	Enel Distribución Goias (ex-CELG)	Enel Brasil	Aval	MUS$	50.597	-
Aval	NP 3ª Emissão	Noviembre 2020	ITAÚ BBA INTERNATIONAL PLC	Enel Distribución Goias (ex-CELG)	Enel Brasil	Aval	MUS$	217.443	-
Aval	SCOTIABANK 4131 CELG II	Noviembre 2020	SCOTIABANK	Enel Distribución Goias (ex-CELG)	Enel Brasil	Aval	MUS$	48.056	-
Aval	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO - 1ª serie	Septiembre 2021	DEBENTURES	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Brasil	Aval	MUS$	177.479	185.268
Aval	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO - 2ª série	Septiembre 2023	DEBENTURES	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Brasil	Aval	MUS$	352.037	367.520
Aval	DEBÊNTURES - 23ª EMISSÃO - 3ª serié	Septiembre 2025	DEBENTURES	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Brasil	Aval	MUS$	-	237.325
Fianza	FINEP - 1º Protocolo	Febrero 2020	FINEP	Enel Distribución Sao Paulo	n.a	Fianza	MUS$	253	
Fianza	FINEP - 2º Protocolo	Abril 2024	FINEP	Enel Distribución Sao Paulo	n.a	Fianza	MUS$	15.756	
Solidario	BNP PARIBAS 4131	Noviembre 2029	BNP PARIBAS- CREDIT AGREEMENT	Volta Grande	Enel Brasil	Aval	MUS$	-	267.302
						Total		**1.976.561**	**2.285.321**

(*) 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.

34.3 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 (Año Tributario 2013). Con fecha 4 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 (actual Enel Américas) 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 Fondo de Utilidades Tributables, 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. En enero de 2019, la Tesorería General de la República notificó requerimiento de pago de impuestos a Enel Américas. La compañía solicitó se esperara la resolución de la Corte de Apelaciones sobre la suspensión del giro. El 1° marzo solicitamos se resolviera derechamente la suspensión del cobro presentada con fecha 8 de noviembre 2018. El 11 de marzo 2019, el Tribunal resolvió suspender el cobro de impuestos por el plazo máximo legal de 6 meses. Con fecha 15 de marzo, el expediente ingresó a la Corte Suprema para su examen de admisibilidad de fondo. El 19 de marzo, la compañía se hizo parte del recurso de casación. En septiembre de 2019, se solicitó la renovación de la suspensión del giro, está pendiente la resolución. Con fecha 25 de octubre 2019, la Corte Suprema accedió a la renovación de la suspensión del Cobro del Giro. En el tiempo intermedio mientras la Corte aún no fallaba la suspensión del cobro, la Tesorería General de la República trabó embargo de fondos en una cuenta corriente de Enel Américas. La Tesorería no puede disponer de dichos fondos por orden de la Corte. Cuantía MCLP$ 7.110.825 (aprox. MUS$ 9.460).

b) Juicios pendientes subsidiarias:

Colombia:

1. En demanda de Acción de Grupo, promovida contra Emgesa S.A. ESP por el ciudadano José 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 MUS$ 8.224 equivalente a MCOP 27.013.866. 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. En auto del 8 de mayo de 2019 el Juzgado dispuso que se concedía cerca de US$ 200 para gastos de la pericia sin que a la fecha la parte demandante los haya cancelado. Estamos a la espera de que pasen seis (6) meses de dicha actuación para pedir el desistimiento tácito de dicha prueba y que se continúe con la etapa de alegatos finales.

2. 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 un contador, el que fue favorable para la empresa, del cual se solicitó aclaración por parte de Emgesa, aclaración que también resultó favorable. Se culminó la etapa probatoria presentándose alegaciones finales y, a la fecha, se encuentra en Despacho para fallo de primera instancia. La cuantía involucrada en este litigio es indeterminada.

3. En demanda de Acción Popular que cursa en el Tribunal Administrativo del Huila con radicado 41001233300020140052400 contra Emgesa S.A. ESP, - Nación - Ministerio de Ambiente y Desarrollo y Ministerio de Minas y Energía, 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, y asimismo 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. Los alegatos finales se presentaron por parte de Emgesa el 15 de junio de 2018, quedando en Despacho el expediente para sentencia desde el 18 de junio de 2018. Se espera que antes de finalizar este año se dicte sentencia de primera instancia.

4. Acción de Grupo en contra de Codensa S.A. presentada por varios Conjuntos Residenciales entre ellos el Centro Médico de la Sabana, la cual se cursa ante el Juzgado Primero Administrativo de Bogotá 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 la 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 COP 337.000 millones (MUS$ 102.595).

5. 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 del 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 COP 14.433 millones (MUS$4.394). Mediante auto de 1° de junio de 2017, el Juzgado se negó a considerar el mencionado acuerdo y, en su lugar, ordenó a la UAESP que realizara la liquidación unilateral. En cumplimiento de lo ordenado, la UAEPS expidió la Resolución No. 000730 del 18 de diciembre de 2017, donde determinó que Codensa debía cancelar COP 113.082 millones (aprox. MUS$ 34.426). 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 estaba en etapa inicial de contestación de la demanda por la UAESP. Frente a este proceso, el pasado 21 de agosto de 2019 el Tribunal Administrativo de Cundinamarca al realizar la audiencia inicial considera que no hay pruebas por practicar y dicta fallo de forma negativa para CODENSA, restando cualquier valor a la transacción celebrada por las partes en el año 2014. Ante esta situación se presenta recurso de apelación el cual se surtirá ante el Consejo de Estado. 2.- La UAESP inicio el cobro ejecutivo, pero con la admisión de la demanda de nulidad el cobro está suspendido. 3. Codensa SA ESP realizó un pago por un valor de COP 24.400 millones (MUS$ 7.428) 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 (MUS$ 27.003).

6. El pasado 4 de diciembre de 2017 se notifica a Enel Américas S.A. la intención del Grupo Energía de Bogotá 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 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 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 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$ 19.368), 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$ 25.213), 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. El 8 de octubre de 2018, GEB radica la nueva demanda ante el Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Bogotá por presunto incumplimiento del AMI en relación con la falta de distribución de dividendos en 2016, 2017 y 2018 en las empresas Emgesa y Codensa, el incumplimiento de otras disposiciones del acuerdo de accionistas y solicitando además indemnización de perjuicios. La nueva reclamación económica asciende a unos MCOP 1.876.417.133 (MUS$ 571.249) más intereses. El procedimiento se encuentra en la fase probatoria.

7. Se encuentran en curso 37 solicitudes de trámite arbitral instauradas por el socio local Grupo Energía Bogotá contra Codensa (17) – Emgesa (20), donde se busca la nulidad de las Actas de la 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. v) Insuficiente información para toma de decisiones, etc. 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 la acumulación sugerida con el arbitramento contra Enel Américas. Estos trámites arbitrales se encuentran en su fase inicial. Mediante auto de fecha 21 de junio de 2019, el Tribunal de Arbitramento que primero se instaló decidió acumular los trámites en uno solo por cuanto las pretensiones son similares, se pueden llevar por el mismo procedimiento, entre las mismas partes y se valen de las mismas pruebas. No obstante, se presentó recurso contra esta decisión por el apoderado de las Compañías de CODENSA y EMGESA, dando lugar a que el 20 de agosto de 2019 se revocara el auto parcialmente y solo se acumularan los 20 arbitramentos de EMGESA, porque se aceptó que son partes diferentes a pesar de tener accionista controlante común. De esta manera, solo se llevará un arbitramento por EMGESA. Respecto a CODENSA, el pasado 25 de octubre se profirió similar decisión ordenándose su acumulación de 17 arbitramentos en un solo trámite. El arbitramento de Emgesa está en su fase de contestación de la demanda. Los de CODENSA están igualmente corriendo traslado para la contestación de las demandas.

Perú:

8. 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 periodo 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 MPEN 37.710 (MUS$ 11.369), 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 periodo 2000 y 2001: El criterio adoptado respecto al periodo 1999, fue replicado para los periodos 2000 y 2001, por lo que Enel Generación Perú S.A.A. pagó MPEN 18.786 (MUS$ 5.663).

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. En marzo de 2019 la Sala devolvió el expediente judicial al Juzgado. En junio de 2019, Enel Generación Perú S.A.A. dio informe oral y presentó alegatos.

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 periodo de 1999, mediante la cual la SUNAT procedió a reliquidar la deuda tributaria por el periodo de 2000-2001. Según SUNAT, la deuda tributaria actualizada de Enel Generación Perú S.A.A. ascendía a PEN 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 PEN 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 PEN 190 MM y no PEN 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. En octubre, se realizó el informe oral y se presentaron alegatos para mejor resolver.

Las próximas actuaciones.

Respecto de 1999: Enel Generación Perú S.A.A. 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 MPEN 75.512 (MUS$ 22.765).

9. 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 PEN 14.517 millones (MMUS$ 4.377). 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

noviembre 2019, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la Sentencia de Casación N°4739-2017-LIMA, mediante la cual la Corte Suprema declaró fundado el recurso de casación presentado por la SUNAT, y, en consecuencia, nula la sentencia de segunda instancia, y ordenó que se emita un nuevo pronunciamiento. En diciembre de 2019, se presentó escrito para mejor resolver y se realizó la vista de la causa.

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. En noviembre 2019, se realizó nuevamente un informe oral y se presentó un nuevo escrito de alegatos para mejor resolver. En diciembre 2019, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la Resolución del TF mediante la cual se emitió un pronunciamiento favorable, de manera parcial. De esta forma, el TF (i) revocó y dejó sin efecto la observación de la SUNAT vinculada con el Impuesto a las Ganancias del año 2008; (ii) revocó las Resoluciones de Impuestos y Multa, vinculadas con los pagos anticipados por los periodos de marzo a diciembre de 2008; (iii) confirmó las Resoluciones de Impuestos y Multa, vinculadas con los pagos anticipados por los periodos enero y febrero de 2008.

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 MPEN 5.274 (MUS$ 1.590), este monto incluye intereses moratorios por pagos a cuenta y multas. Se presentó una apelación ante el TF. En julio de 2019, se llevó a cabo el informe oral y Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la Resolución del TF mediante la cual se emitió un pronunciamiento desfavorable para la empresa. En octubre 2018, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó una demanda contra la Resolución del TF ante el PJ, la misma que fue admitida por el Juzgado el mismo mes. En diciembre 2019, el Juzgado tuvo por contestada la demanda por parte de SUNAT y el TF, declaró saneado el proceso, fijó los puntos controvertidos y admitió los medios probatorios. En el mismo mes, Enel Distribución Perú S.A.A. solicitó que se fije fecha para el informe oral y solicitó uso de la palabra

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 MPEN 5.085 (MUS$ 1.533) 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. En octubre 2019, se realizó el informe oral y se presentó escrito de alegatos para mejor resolver. En diciembre 2019, se presentó un escrito para mejor resolver adicional.

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 MPEN 3.126 (MUS$ 942) 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 S.A.A está a la espera de que la Sala del PJ se emita un nuevo pronunciamiento.

Para el año 2008: SUNAT tiene un plazo máximo de 3 meses calendario para impugnar la Resolución del TF.

Para el año 2009: Enel Distribución Perú S.A.A.. se encuentra a la espera de que el Juzgado del PJ fije fecha para el informe oral.

Para los años 2007, 2010 y 2011: A la espera de que se subsane lo señalado y se eleve nuevamente el expediente judicial a la Sala.
La cuantía total por estos litigios se estima en MPEN 77.317 (MUS$ 23.309).

10. 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.

11. 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 US$ 41,2 millones (PEN 136,66 millones). 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 4 de junio de 2017 y Enel Generación Perú presentó su contestación de demanda y reconvención el 4 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 2 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. El 20 de agosto de 2019, se recibió el laudo arbitral final en virtud del cual el tribunal en mayoría declaró: (i) fundada la primera pretensión principal de Electroperú, ordenando a Enel Generación Perú pagar a Electroperú la suma de US$ 41 289 000,00 más intereses legales; (ii) fundada la segunda pretensión principal de Electroperú, ordenando a Enel Generación Perú pagar a Electroperú la suma de S/ 49 228,76 más intereses legales; (iii) infundada la reconvención de Enel Generación Perú; y (iv) que Enel Generación Perú debe asumir íntegramente las costas del proceso, debiendo reembolsar a Electroperú la suma aproximada de US$ 589 000,00. El 11 de setiembre de 2019, Enel Generación Perú presentó al tribunal arbitral un recurso solicitando (i) la exclusión del laudo de las pretensiones de Electroperú no contenidas en su demanda arbitral y (ii) la interpretación del laudo para subsanar vicios de motivación y valoración de las pruebas. Con fecha 9 de octubre de 2019, el tribunal arbitral emitió su decisión sobre el mencionado recurso rechazándolo íntegramente. Con fecha 6 de noviembre de 2019, Enel Generación Perú interpuso un recurso de anulación del laudo arbitral ante el Poder Judicial. A la fecha, el recurso de anulación se encuentra pendiente de ser admitido por la Segunda Sala Comercial de la Corte Superior de Justicia de Lima y puesto en conocimiento de Electroperú.

Brasil:

Enel Distribución Ceará (Companhia Energética do Ceará S.A. o "Coelce")

12. El Ministerio Público ha presentado una Acción Civil Pública en contra Enel Distribución Ceará, Enel Generación Fortaleza y ANEEL afirmando 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, el precio de la energía contratada sería muy elevado, con excesivo coste en la tarifa de los consumidores finales, b) la revisión tarifaria hecha conducida por ANEEL desde 2002 es equivocada, pues ha considerados datos imprecisos en el proceso. Se requiere la exclusión de 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 instancia, pero el proceso de revisión arancelario fue considerado equivocado en estas instancias. Actualmente, un recurso especial presentado por Enel Distribución Ceará está pendiente de juicio por el Superior Tribunal de Justicia. El monto involucrado en la demanda es inestimable.

13. El Ministerio Público del Trabajo ha presentado una Acción Civil Pública en contra Enel afirmando que la compañía estaría contratando a terceros para la ejecución de servicios finales ("Tercerización"), lo que sería contrario a la legislación brasileña (Enunciado 331 del TST), que solamente permitiría la ejecución de servicios no esenciales por terceros. El Tribunal Superior del Trabajo dictó fallo declarando ilegal la Tercerización. Actualmente, un recurso presentado por Enel Distribución Ceará está pendiente de juicio por la Sección de la Negociación Colectiva (instancia revisora en Tribunal Superior del Trabajo). Enel presentó una reclamación al Supremo Tribunal Federal - STF en razón de irregularidades procesales (cláusula de reserva plenaria - Constitución Federal), que fue acogida cautelarmente por el tribunal. STF ordenó la suspensión de la decisión que prohibía la tercerización de actividades por Coelce (Enel Distribuição Ceará). La decisión cautelar es válida hasta la resolución final de la Reclamación. El monto involucrado en la demanda es inestimable.

14. Electrificadoras rurales han presentado demandas de revisión de 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 paga regularmente el alquiler de la red a 13 electrificadoras rurales, una discusión sobre la propiedad de estos activos está pendiente de decisión, pues los mismos ya habrían sido sustituidos directamente por Enel a lo largo de los más de 30 años de estos contratos de alquiler.
    - Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú – COPERVA x Companhia Energética do Ceará – Coelce. No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia.
    - Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú – COPERVA x Companhia Energética do Ceará – Coelce. El Tribunal de Justicia [TJCE] en segunda instancia dictó decisión favorable a Enel rechazando el pedido de revisión del alquiler. En contra esta decisión, COPERVA ha presentado un recurso especial al STJ. El 05/11/18, STJ dictó un fallo por el 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 un nuevo juicio de este recurso. En contra esta decisión, el 3 de diciembre de 2018, Enel ha presentado un recurso al propio STJ para que decida sobre la cuestión, a la fecha sin juicio. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en las dos demandas era de MUS$ 66.390 (MMBRL 267,07).
    - Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural – COERCE x Companhia Energética do Ceará – Coelce. No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 39.825 (MMBRL 160,2).
    - Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural – COPERCA x Companhia Energética do Ceará – Coelce. El 13 de junio de 2019, el juez dictó decisión determinando el traslado de la demanda a la Justicia Federal, considerándose el interés de ANEEL en la demanda, lo que ocurrió el 28 de noviembre de 2019. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 34.594 (MMBRL 139,1).

15. Fiação Nordeste do Brasil S/A – FINOBRASA (sucedida por Vicunha) ha presentado una demanda en contra Enel afirmando que el reajuste de las tarifas de energía eléctrica hecho por medio de las Portarías N° 38 y 45 (DNAEE) en febrero de 1986 son ilegales. Se requiere la declaración de ilegalidad del reajuste y que sus efectos sean reflejados en todos los reajustes posteriores y la devolución de los montos cobrados indebidamente. El Tribunal de Justicia (segunda instancia) dictó decisión declarando ilegal el reajuste hecho en 1986, pero ha rechazado el reflejo en los demás reajustes (efecto cascada). Actualmente un recurso especial presentado por FINOBRASA está pendiente de juicio por el Superior Tribunal de Justicia (tercera instancia). El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 24.700 (99,361 MMBRL).

16. Enel Distribución Ceará, 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 10 demandas correspondientes al periodo de 2005 a 2014. La Compañía sigue con su defensa en los procesos administrativos y judiciales. La cuantía total de estos litigios se estima en MMBRL 224 (MUS$ 55.684).

17. El Estado de Ceará levantó actas contra Enel Distribución Ceará por los periodos correspondientes al 2003 y del 2004 al 2014, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS gravado a la adquisición de activos fijos. Enel Distribución Ceará presentó sus defensas en todos los procesos administrativos y aguarda fallos definitivos. La cuantía total de este litigio se estima en MMBRL 190 (MUS$ 47.232).

Enel Distribución Goiás S.A. (antes CELG Distribução S.A.)

18. Municipalidades han presentado demandas en contra Enel afirmando que un acuerdo hecho entre Enel, estado de Goiás y una Asociación de Municipalidades [AGM] que preveía el repase directo a Enel de montos debidos a los municipios por estado de Goiás es ilegal. Los montos repasados fueron utilizados para el pago de facturas de energía eléctrica en retraso. Enel afirma que, a pesar de la potencial ilegalidad del convenio, los montos eran efectivamente debidos y no sería posible su devolución a los municipios. El Tribunal de Justicia de Goiás está dividido y todavía no hay un entendimiento unísono, lo que será dictado solamente en la tercera instancia (Superior Tribunal Justicia).
    - Municipio de Aparecida de Goiânia x CELG Distribuição S.A. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 139.443 (MMBRL 560,9).
    - Municipio de Quirinópolis x CELG Distribuição S.A. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 74.888 (MMBRL 301,25).
    - Municipio de Anápolis x CELG Distribuição S.A. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 72.414 (MMBRL 291,3).
    - Municipio de Bela Vista de Goiás x CELG Distribuição S.A. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 22.390 (MMBRL 90,06).
    - Municipio de Goiatuba x CELG Distribuição S.A. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 21.974 (MMBRL 88,0).
    - Municipio de Caiapônia x CELG Distribuição S.A. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 24.903 (MMBRL 100,1).
    - Municipio de Cezarina x CELG Distribuição S.A. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 31.357 (MMBRL 126,1).

19. Un grupo de 21 proveedores han presentado una demanda en contra Enel afirmando que la modalidad de contratación (Tercerización) hecho por Enel [CELG-D] fue considerada ilegal por la Justicia del Trabajo y que sufrieron perjuicios, los cuales deberán ser indemnizados. El Tribunal de Justicia (segunda instancia) dictó decisión en favor de los proveedores. El recurso especial presentado por Enel fue rechazado por el Superior Tribunal de Justicia (tercera instancia), todavía es pendiente de juicio por el Supremo Tribunal Federal un Recurso Extraordinario presentado por Enel. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 39.371 (MMBRL 158,4).

20. Enel Brasil S.A y Enel Distribución Goiás presentaron una orden de seguridad en contra de la autoridad del Estado de Goiás para que el procedimiento de restitución de los montos que Enel Distribución Goiás pague en relación a las demandas garantizadas por las leyes N.° 17.555 (reembolso por FUNAC) y 19.473 (reembolso por Créditos Fiscales de ICMS - IVA) continúe operando normalmente. El juez rechazó el pedido cautelar. Enel Brasil y Enel Distribución Goiás presentaron un recurso en contra de la decisión, lo cual fue acogido por el Tribunal de Justicia del Estado de Goiás, determinándose la suspensión de los efectos de la nueva ley y la vigencia integral de las leyes N.° 17.555 (FUNAC) y 19.473 (Créditos Fiscales). Esa decisión cautelar fue posteriormente revocada por el Tribunal, pues no se reconoció la urgencia que justifica la medida cautelar. Enel Brasil S.A y Enel Distribución Goiás han presentado un recurso en contra de la decisión, argumentando que el derecho a la garantía es legal y contractual, siendo claramente ilegales las acciones del estado de Goiás con el objetivo de suspender la aplicación integral de las leyes. No hay decisión de primera instancia. La cuantía de este juicio es indeterminada.

21. Enel Brasil S.A y Enel Distribución Goiás presentaron una acción ordinaria en contra el Estado de Goiás para que la ley N.° 20.468 y todos sus reflejos sean suspendidos. En resumen, la ley N.° 20.468 ha revocado integralmente la ley N.° 19.473 (Créditos Fiscales), que otorga el derecho a Enel Distribución Goiás, como alternativa al pago en efectivo, de compensación de pagos que la compañía efectúe por litigios cuyos hechos generadores provengan desde antes de 2015 por medio de créditos fiscales de ICMS (IVA). El juez rechazó el pedido cautelar. Enel Brasil S.A y Enel Distribución Goiás han presentado un recurso en contra de la decisión, argumentando que la revocación de la ley N.° 19.473 (Créditos Fiscales) es inconstitucional, toda vez que el incentivo fiscal previsto en esta Ley fue establecido en plena conformidad con la legislación aplicable, caracterizándose como derecho adquirido, lo que es inviolable de acuerdo con el inciso XXXVI de la Constitución Federal

de Brasil.
Además de caracterizado el derecho adquirido, el artículo 178 del Código Tributario de Brasil establece la imposibilidad de revocación de un incentivo fiscal otorgado por condiciones ciertas, entendimiento confirmado por manifestación reiterada del Supremo Tribunal Federal (Súmula STF 544) No hay decisión de primera instancia. La cuantía de este juicio es indeterminada.

22. Sindicato que representa 513 empleados de Enel Goiás presentó una demanda por el reconocimiento de la ejecución de actividades (diversas de las contratadas) por los electricistas. En la demanda, Sindicato afirmó que ellos estaban ejecutando actividades de técnicos electricistas. El juez juzgó la demanda desfavorablemente a CELG, decisión contra la cual CELG ha presentado apelación. Tribunal Regional del Trabajo dicto decisión, rechazando la apelación de CELG. Entonces, CELG ha presentado recurso al Tribunal Superior del Trabajo, que también ha rechazado su recurso. Actualmente, la demanda quedase en fase de ejecución, habiendo una gran divergencia en los calculos discutidos. El 31 de diciembre de 2019 el monto (estimable) involucrado en la demanda era de MUS$ 8.889 (MMBRL 35,8). Hay también otra parte inestimable.

23. El Ministerio Público del Trabajo ("MPT") ha presentado una Acción Civil Pública en contra Enel afirmando que la compañía estaría contratando a terceros para la ejecución de servicios finales ("Tercerización"), lo que sería contrario a la legislación brasileña (Enunciado 331 del Tribunal Superior del Trabajo ("TST")). En la prima instancia, el juez de trabajo declaró la subcontratación legal. Tribunal Regional de Trabajo ("TRT"), aceptando la apelación presentada por MPT, cambió la decisión de primera instancia y ha declarado ilegal la subcontratación. Enel ha presentado un recurso al TST, que mantuve la decisión del TRT. La decisión fue suspendida por el Tribunal Supremo Federal ("STF") hasta el juicio de la demanda constitucional que está discutiendo el asunto en la Suprema Corte. El monto involucrado en la demanda es inestimable

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 reconoció que el ICMS no debe 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, aguardase decisión final en la acción judicial para declaración del derecho de Enel Goiás no incluir el ICMS en la base de las Contribuciones Sociales. La cuantía es de MMBRL 620 (MUS$ 154.120).

25. En marzo de 2017, el Supremo Tribunal Federal de Brasil (STF) resolvió un asunto de repercusión general, relacionado con el cálculo de los impuestos PIS y COFINS. El STF confirmó la tesis de que el impuesto ICMS no debe formar parte de la base de cálculo del PIS y COFINS, sin embargo, el Gobierno Federal presentó un recurso de apelación, buscando determinar los efectos temporales y algunas aclaraciones.

    Nuestras filiales en Brasil que fueron afectadas por la resolución del STF, presentaron acciones judiciales en este sentido, en los respectivos Tribunales Regionales Federales. Durante el presente año, se notificó a Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará los fallos definitivos emitidos por dichos Tribunales, reconociendo su derecho a deducir el ICMS aplicado a sus propias operaciones de las bases de cálculo del PIS y COFINS (por los periodos comprendidos entre dic-2003 y dic-2014 para Enel Distribución Sao Paulo, y mayo-2001 en adelante para Enel Distribución Ceará).

    Considerando diversos análisis internos y de asesores legales, como así también las mejores estimaciones disponibles, Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará reconocieron activos por MUS$ 1.244.266 (4.995.397.255 reales) y MUS$ 360.420 (1.446.988.901 reales), respectivamente, valores a diciembre 2019. Como el pago en exceso de los impuestos PIS y COFINS fue repercutido en su momento a los clientes finales, en forma simultánea al reconocimiento de estos impuestos por recuperar, nuestras subsidiarias han reconocido un pasivo de orden regulatorio por los mismos montos antes indicados, netos de cualquier costo incurrido o por incurrir por las Compañías en estos procesos judiciales. Estos pasivos representan la obligación de restituir a los clientes finales los impuestos que se recuperen.

    El Grupo adoptará los procedimientos de recuperación de crédito fiscal de acuerdo con las disposiciones legales. La transferencia a los consumidores dependerá del uso efectivo del crédito fiscal por parte de las Compañías y se llevará a cabo de acuerdo con las regulaciones de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), con una expectativa de 52 meses en el caso de Enel Distribución Sao Paulo y 45 meses en el caso de Enel Distribución Ceará.

    Para Enel Distribución Sao Paulo aún está pendiente la resolución de la acción judicial que abarca el periodo de enero de 2015 en adelante, motivo por el cual el sistema de facturación con la inclusión del ICMS en las bases de cálculo de los impuestos PIS y COFINS no se cambiará hasta la emisión del fallo definitivo favorable. También están pendientes de resolución las acciones judiciales presentadas por nuestras filiales Enel Rio y Enel Goias, a la espera de la sentencia definitiva de los Tribunales Regionales respectivos.

Cabe destacar que el "Programa de Integração Social" (PIS) y la "Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social" (COFINS) son contribuciones federales que pagan las compañías en Brasil y que tienen por objetivo financiar programas a los empleados, salud pública, asistencia social y la seguridad social, aplicados sobre los ingresos brutos de las compañías. El "imposto sobre circulação de mercadorias e serviços" (ICMS), es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte".

Enel Distribución Río (Ampla Energia e Serviços S.A.)

26. CIBRAN ha presentado demandas en contra de Enel requiriendo indemnización por fallas en el suministro de energía en los años de 1987 a 1994 y de 1995 a 1999.
    - Companhia Brasileira de Antibioticos – CIBRAN x Ampla Energia e Serviços S.A (1995-1999). El Tribunal de Justicia (segunda instancia) dictó decisión favorable a Enel rechazando el pedido de indemnización, actualmente un recurso especial presentado por CIBRAN está pendiente de juicio por el Superior Tribunal de Justicia (tercera instancia). El monto involucrado en la demanda es inestimable, una vez que sea definido por un peritaje al final de la demanda.
    - Companhia Brasileira de Antibioticos – CIBRAN x Ampla Energia e Serviços S.A (1987-1994). El juez (primera instancia) dictó decisión a favor de CIBRAN, contra la cual Enel ha presentado una apelación. El 06 de noviembre de 2019, Tribunal de Justicia del Estado de Río de Janeiro dictó un fallo acogiendo la apelación de Enel y rechazando todos los pedidos de CIBRAN. CIBRAN opuso embargos de aclaración a la fecha sin resolución. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 124.674 (MMBRL 504,9).

27. Indústria de Papel e Embalagens S.A. – CIBRAPEL ha presentado una demanda requiriendo indemnización en contra de Enel en razón de fallas y problemas con el suministro de energía. Se dictó decisión firme en contra de Enel. El peritaje definió la indemnización en BRL 21,5 millones (a ser actualizado), pero el monto ha sido impugnado por Enel, recurso no juzgado a la fecha. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 51.993 (MMBRL 209,15).

28. El Sindicato de los Trabajadores de Niterói interpuso una reclamación laboral en contra de Enel requiriendo el pago de diferencias salariales en un 26,05% a partir de febrero de 1989, en virtud del Plan Económico instituido por Decreto Ley N° 2.335/87. La demanda fue juzgada en contra de Enel en todas las instancias precedentes, actualmente un recurso extraordinario al Supremo Tribunal Federal presentado por Enel está pendiente de juicio. En paralelo, 583 exempleados empezaron con 223 demandas para la ejecución en contra de Enel. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 26.534 (MMBRL 106,7).

29. Ejecución fiscal contra Enel Distribución Río originada 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 periodo 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 Supremo Tribunal Federal (STF) y obtuvo decisión desfavorable. Enel Distribución Río presento nuevo recurso al propio STF que aguarda fallo. La cuantía asciende a MMBRL 169 (MUS$ 42.037).

30. En 2005, la Administración Tributaria brasileña notificó a Enel Distribución Río 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 defensa en la corte de justicia de primera instancia. La cuantía total de este litigio se estima en MMBRL 1.300 (MUS$ 322.566).

31. El Estado de Rio de Janeiro (el "Estado") levantó actas en contra de Enel Distribución Río por los periodos 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 MMBRL 127 (MUS$ 31.571).

Enel Distribución Sao Paulo (Eletropaulo)

32. CentraisElétricas Brasileiras S.A – Eletrobrás ha presentado una demanda en contra de Eletropaulo requiriendo el pago de montos debidos en razón de la inflación en un contrato de fondos firmado en 1986. Se dictó decisión – firme – en contra de Eletropaulo. El 31/05/18 las partes han firmado un acuerdo, en lo cual Eletropaulo pagará a Eletrobrás el monto de 1.500 MBRL a lo largo de 5 años. El 13 de marzo de 2019 se dictó decisión (i) aprobando el acuerdo y (ii) confirmando la exclusión de CTEEP del hecho y remitiendo la discusión relativa al resarcimiento (derecho de Eletropaulo a subrogación) a la vía autónoma. El 10 de junio de 2019, quedó firme la decisión del acuerdo con los abogados de Eletrobras, con la cual ha empezado la ejecución de los acuerdos hechos. Eletropaulo ha pagado la 1ª parte del acuerdo en un monto de MUS$70.924 (285,3 MBRL) a Eletrobrás y MUS$ 16.391 (63,4 MBRL) a los abogados de Eletrobrás (nuevos y antiguos). El 31 de diciembre de

2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 336.440 (MMBRL 1.353,4).

33. Eletropaulo ha presentado una acción anulatoria de la decisión administrativa de ANEEL [en procedimiento administrativo N° 48500-006159/2012-75], que determinó la exclusión retroactiva de las tarifas practicadas por Eletropaulo antes de la fecha de su tercera revisión periódica, con restitución de valores asociados a la red posiblemente inexistente y rechazó el pedido subsidiario (hecho por Eletropaulo) para la inclusión otros activos (red) de servicio existentes en la base de remuneración, pero inexistente en la base de remuneración de la compañía. No hay una decisión de primera instancia y la demanda está en su fase inicial. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 219.266 (MMBRL 882,04).

34. Sindicato de los Trabajadores en las Industrias de Energía Eléctrica de São Paulo ha presentado 5 acciones colectivas requiriendo el pago de adicional de peligrosidad para todos los empleados (excepto cargos de gestión) de Eletropaulo, ubicados en la oficina de Barueri hasta la desactivación del moto -generador que estaba en el ático – por encima del piso 14° y por debajo del Helipuerto, (periodo de Febrero de 2012 a Febrero de 2016, momento de la desactivación del moto generador y su instalación en la parte externa del edificio). El 11 de julio de 2019 se dictó decisión favorable a Enel. El sindicato ha presentado apelación al tribunal a la fecha sin resolución. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 29.521 (MMBRL 118,8).

35. Ministerio Público Federal [MPF] ha presentado una acción civil pública en contra Eletropaulo y ANEEL con el objetivo de impedir el traspaso a la tarifa de los consumidores de los montos contratados con partes relacionadas y la devolución en doble a los montos ya cobrados. El juez dictó decisión favorable a Eletropaulo, rechazando los requerimientos, pero el Tribunal Regional Federal [TRF] ha aceptado la apelación del MPF y anuló la sentencia. Actualmente, un recurso de Eletropaulo contra la decisión de TRF está pendiente de juicio en el Superior Tribunal de Justicia. El monto involucrado en la demanda es inestimable.

36. El Ministerio Público del Trabajo ha presentado una Acción Civil Pública en contra de Eletropaulo afirmando que la compañía estaría contratando a terceros para la ejecución de servicios finales ("Tercerización"), lo que sería en contrario a la legislación brasileña (Enunciado 331 del TST), que solamente permitiría la ejecución de los servicios no esenciales por terceros. El 5 de abril de 2019, el juez dictó sentencia en la cual rechazó (i) el pedido de declaración de existencia de fraude a la tercerización y (ii) vinculación de los empleados de los proveedores con Eletropaulo, sin embargo, la sentencia ha condenado a Eletropaulo (iii) al pago de indemnización por daños morales colectivos en un monto de MMBRL 5 (MUS$ 1.243), (iv) la equiparación de remuneración entre los empleados propios y de los proveedores con una sanción de MMBRL 1 caso de incumplimiento. Eletropaulo presentará un recurso en contra de la sentencia. El monto involucrado en la demanda es inestimable.

37. Neoenergia ha empezado un arbitraje en contra de Eletropaulo por supuesto incumplimiento del investment letter firmado entre las partes en el proceso que ha resuelto en la adquisición del control accionario de la compañía por Enel. En resumen, Neoenergia requiere indemnización, todavía no estimada, por pérdidas y daños sufridos a razón del incumplimiento del investment letter. El arbitraje está constituido. El 18 de octubre de 2018 Neoenergia ha presentado su manifestación inicial. El 3 de diciembre de 2018 Eletropaulo ha presentado su "defensa". El 14 de enero de 2019 Neoenergia presentó una respuesta. El 20 de enero de 2019 Eletropaulo presentó la réplica. El 26 de marzo de 2019 Neoenergia especificó los documentos a ser presentados por Eletropaulo. El 3 de abril de 2019, Eletropaulo presentó su rol de testigos y algunos documentos. En los días 30 de mayo de 2019 y 31 de mayo de 2019, las audiencias iniciales y de producción de pruebas fueran realizadas, con la oída de los testigos indicados por las partes. De acuerdo con el tribunal arbitral, la decisión será dictada hasta enero de 2020. El monto involucrado en la demanda es inestimable.

38. 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 MMBRL 806; MMBRL 161 corresponde a honorarios de abogados (20%) cobrados por la Autoridad Tributaria Federal. El saldo MMBRL 645 está relacionado con el capital (impuesto) pagado con los beneficios de amnistía y la posibilidad de pérdida con respecto a esta porción es remota. Cuantía del litigio: MMBRL 161 (MMUS$ 40).

39. 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 periodo de marzo de 1996 a diciembre de 1998. Tras decisiones desfavorables de primera y segunda instancia, Enel Distribución 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. En junio de 2019, el Tribunal de segunda instancia confirmó el recurso de la Fiscalía General. Ante esto, la Compañía efectuó un depósito judicial del monto involucrado y, en contra de la decisión, presentó embargos de aclaración

que aguardan fallo. Cuantía del litigio: MMBRL 242 (MUS$ 60.167).

40. 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: MMBRL 223 (MUS$ 55.443).

41. 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. En junio de 2019, se dictó fallo favorable en primera instancia para determinar la realización de nuevo fallo del recurso de la Compañía en el Tribunal administrativo. En contra de esta decisión, la Fiscalía General apeló. Cuantía del litigio: MMBRL 172 (MUS$ 42.757).

42. 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. En enero de 2019, tras un fallo parcialmente favorable en primera instancia, la Compañía presentó un recurso, el cual está pendiente ante el Tribunal Administrativo de segunda instancia administrativa. Cuantía del litigio: MMBRL 157 (MUS$ 39.034).

43. 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: MMBRL 152 (MUS$ 37.791).

44. 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 MMBRL 653 (MUS$ 162.328).

45. 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 periodo 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. En julio de 2019, decisión parcialmente favorable a la Compañía, confirmando la decisión de primera instancia. Considerando el reconocimiento de la necesidad de presentación de pruebas por el Tribunal de São Paulo, la Compañía entendió más apropiado desistir de la discusión en este litigio (que por su naturaleza no permite la fase procesal de pruebas) y proponer una nueva acción judicial. La cuantía del litigio: MMBRL 131 (MUS$ 32.565).

46. Actas fiscales emitidas por la Autoridad Tributaria del Estado de São Paulo que requieren 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. En 2019 la Autoridad Tributaria del Estado de São Paulo emitió nueva acta La Compañía presentó sus descargos en todos los procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. Fue presentada defensa a la primera instancia administrativa que aguarda fallo. Cuantía del litigio: MMBRL 126 (MU$ 31.326).

47. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo contra el Decreto Federal N° 8,426 / 2015, que restableció el gra-

vamen 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: MMBRL 129 (MUS$ 32.072).

48. 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: MMBRL 70 (MUS$ 17.404).

49. 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: MMBRL 153 (MUS$ 38.039).

50. Actas tributarias emitidas por la Autoridad Tributaria Federal contra Enel Distribución Sao Paulo basada en la supuesta falta de pago de PIS / PASEP y COFINS en el periodo de 2013 a 2015, derivada de la desconsideración de créditos asignados en la adquisición de bienes y servicios. La Compañía presentó sus descargos en los dos procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. Cuantía del litigio: MMBRL 82 (MU$ 20.387).

Enel Cien S.A.

51. 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 compra y venta de energía con potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina. En 2005, en razón de la crisis energética y económica en Argentina, no fue posible cumplir los términos del contrato. Las dos compañías han presentado acciones de declaración de rescisión contractual, imposición de sanción contractual y pedido de indemnización (no estimable a la fecha).

    Furnas x Enel Cien S.A. El juez (primera instancia) dictó decisión favorable a Enel y el 21/08/2018 la decisión fue confirmada por el Tribunal de Justicia. La decisión favorable a Enel quedó firme y la demanda es cerrada. La demanda será excluida del informe en definitivo.

    Tractebel Energia S.A. x Enel CIEN S.A. No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia, actualmente la demanda está en la fase de producción de pruebas (peritaje). El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en la demanda era de MUS$ 107.013 (MMBRL 430,42).

Enel Generación Fortaleza S.A. (antes Central Geradora Termoelétrica Fortaleza S.A. o "CGTF")

52. Petróleo Brasileiro S.A [Petrobrás] ha notificado a Enel su intención de rescindir el contrato de suministro de gas firmado en 2003 (en el ámbito del programa prioritario termoeléctrico hecho por el gobierno brasileño), basado en un supuesto desequilibrio económico-financiero. Enel aduce que las condiciones contractuales del suministro del gas son "garantizadas" por el gobierno brasileño y que la generación de energía por Enel [CGTF] y demás generadoras vinculadas en este programa garanticen el suministro de energía para el país. Desde el inicio de esto asunto, el suministro del gas ha sido suspendido en algunos momentos y posteriormente restablecido por determinación de la justicia (última decisión vigente desde el 10 de diciembre de 2018). Además, está pendiente de resolución cual sería la jurisdicción para la controversia, Justicia o Arbitraje. El litigio aún está en su inicio y la producción de pruebas no ha empezado. El 28 de diciembre de 2018, las partes han requerido la suspensión del arbitraje, una vez que se han retomado las discusiones para un acuerdo entre las partes. El Tribunal arbitral ha aceptado el pedido. El arbitraje está suspendido 28/03/19. El 25/03/19, las partes han presentado nuevamente pedido de suspensión del arbitraje, una vez que continúan las discusiones sobre un acuerdo. El pedido fue aceptado por el tribunal arbitral y el procedimiento es suspendido hasta 30/04/19. Las partes han presentado nuevamente pedido de suspensión del arbitraje, una vez que continúan las discusiones sobre un acuerdo. El procedimiento es suspendido hasta el 31/10/19. Las partes han presentado nuevamente pedido de suspensión del arbitraje, una vez que continúan las discusiones sobre un acuerdo. El procedimiento es suspendido hasta el 31 de diciembre de 2019. El monto involucrado en la demanda es inestimable.

53. En febrero de 2007, la Administración Tributaria de Brasil levantó un acta contra Enel Generación Fortaleza por adeudos de PIS/COFINS correspondientes a los periodos 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 la decisión fue desfavorable, Enel Generación Fortaleza recurrirá al Poder Judicial. En la acción judicial de cobro, Enel Generación Fortaleza presentó garantía y presentará su defensa en el plazo legal. La cuantía total de este litigio se estima en MMBRL 93 (MUS$ 23.122).

Enel Brasil S.A.

54. 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 al tercer nivel administrativo (órgano especial) y la decisión fue desfavorable, Enel Brasil recurrirá al Poder Judicial. La cuantía total de este litigio se estima en MMBRL 323 (MUS$ 80.294).

En relación a los litigios anteriormente descritos, el Grupo ha constituido provisiones por MUS$450.454 al 31 de diciembre de 2019 (ver Nota 24). 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.

34.4 Restricciones financieras.

Diversos contratos de deuda de la sociedad, así como el de algunas de sus filiales, 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. 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 periodos 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. Al 31 de diciembre de 2019, el monto adeudado por este crédito totaliza MUS$ 351.820.

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 filiales 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 2019, el monto adeudado por concepto de Yankee Bonds totaliza MUS$ 590.695.

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 2019, el monto adeudado por concepto de bonos locales totaliza MUS$ 15.944.

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$ 697.545 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 2019, el Patrimonio Total de Enel Américas fue Ch$ 9.205.386 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 2019, la Razón de Endeudamiento fue de 1,43.

- 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 e indirectas. Al 31 de diciembre de 2019, la relación mencionada fue de 1,32.

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 2019, el covenant financiero más restrictivo de Enel Américas era la Razón de Activos susceptibles de constituirse en garantía correspondiente al bono local Serie B2.

En Perú, la deuda de Enel Distribución Perú incluye el siguiente covenant:

- Bonos locales del cuarto programa, cuyo último vencimiento es en enero de 2033, incluye el covenant Razón de Endeudamiento, calculado como Total de Pasivos menos Pasivos Diferidos menos Caja 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 2019 ascendió a MUS$ 27.971 y cuyo último vencimiento es en enero 2028, incluye el covenant Razón de Endeudamiento, calculado como Deuda Financiera menos caja sobre Patrimonio Neto.

- Al 31 de diciembre de 2019, el covenant financiero más restrictivo de Enel Generación Perú era la Razón de Endeudamiento, correspondiente a los bonos locales.

Finalmente, en Perú, la deuda de Enel Generación Piura incluye el siguiente covenant:

- Arrendamiento financiero (leasing) con el Banco de Crédito del Perú, cuyo vencimiento es en septiembre 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 Total de Pasivos menos Pasivos Diferidos sobre Patrimonio.

- Arrendamiento financiero (leasing) con el Banco Scotiabank, 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 2019, el saldo pendiente de pago los leasings ascendieron a MUS$ 52.612 y el covenant más restrictivo de Enel Generación Piura fue laCapacidad de pago de la deuda presente en el contrato con el Banco de Crédito del Perú y Scotiabank Peru.

En Brasil, la deuda de Enel Distribución Río incluye los siguientes covenants:

- Novena y Décima emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2019 ascendió a MUS$ 401.354 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 2019 ascendió a MUS$ 13.230 y cuyo vencimiento es en mayo 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.

- Préstamos bancarios con Banco Citibank, Itaú y Scotiabank, cuyos saldos pendientes de pago al 31 de diciembre de 2019 ascendieron a MUS$ 228.494 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 2019, el covenant financiero más restrictivo de Enel Distribución Río era la Razón de Endeudamiento, contenidas en los préstamos con los bancos Citibank, Itaú y Scotiabank, y los bonos locales.

Adicionalmente en Brasil, la deuda de Enel Distribución Ceará incluye los siguientes covenants:

- Préstamos con Electrobrás, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2019 ascendió a MUS$ 3.553 y cuyo último vencimiento es en octubre de 2023, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA.

- Préstamos con BNDES, cuyos saldos pendientes de pago al 31 de diciembre de 2019 ascendieron a MUS$ 7.012 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.

- Quinta emisión, Sexta emisión, Séptima emisión de bonos locales y el préstamo de BNP, cuyos saldos pendientes de pago al 31 de diciembre de 2019 ascendieron a MUS$ 444.443 y cuyo vencimiento es en junio de 2025, incluyen el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA.

- Al 31 de diciembre de 2019, el covenant más restrictivo de Enel Distribución Ceará era la Razón Deuda/EBITDA correspondiente al préstamo con Electrobrás.

Adicionalmente en Brasil, la deuda de Enel Distribución Sao Paulo incluye los siguientes covenants:

- 23ra & 24va emisión de bonos locales, cuyos saldos pendientes de pago al 31 de diciembre de 2019 ascendieron a MUS$ 898.150 y cuyo último vencimiento es en mayo de 2026, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA.

- La Nota Promisora Sexta Emisión cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2019 ascendió a MUS$ 53.412 y cuyo vencimiento es en marzo de 2020, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA.

- Al 31 de diciembre de 2019, el covenant más restrictivo de Enel Distribución Sao Paulo era la Razón Deuda/EBITDA de la 23ra emisión de bonos locales y la Nota Promisora Sexta Emisión.

Adicionalmente en Brasil, la deuda de Enel Generación Fortaleza incluye los siguientes covenants:

- Préstamo con Citibank, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2019 ascendió a MUS$ 61.029 y cuyo vencimiento es en abril de 2020, incluye el covenant Capacidad de pago de deuda (P/ Termino de Garantia), calculado como Deauda Total sobre EBITDA, y Capacidad de pago de deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA.

Adicionalmente en Brasil, la deuda de Enel Green Power Volta Grande incluye el siguiente covenant:

- 1ra emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2019 ascendió a MUS$ 197.305 y cuyo último vencimiento es en mayo de 2026, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA.

Finalmente, en Brasil, la deuda de Enel Distribución Goias, incluye el siguiente covenant:

- Préstamo con Citibank, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2019 ascendió a MUS$ 146.219 y cuyo vencimiento es en enero de 2021, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA.

En Colombia, la deuda de Codensa S.A. ("Codensa"), incluye el siguiente covenant:

- Préstamo bancario con el MUFG Bank, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2019 ascendió a MUS$ 24.793 y cuyo último vencimiento es en junio de 2020, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculada como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA.

El resto de las filiales 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 2019, ninguna de las filiales 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.

34.5 Otras informaciones

Enel Generación Costanera S.A. - Enel Generación El Chocón S.A. - Central Dock Sud S.A.

Central Vuelta de Obligado (VOSA)

Durante el ejercicio 2016, VOSA 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 sobrecostos 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 periodo 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 periodo 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 periodo de suspensión de todos los plazos judiciales y/o extrajudiciales hasta el 15 de marzo de 2019. Antes del vencimiento de este último plazo, las Partes volvieron a prorrogar la suspensión hasta el 15 de mayo de 2019. Ante la imposibilidad de alcanzar un acuerdo, el 16 de mayo de 2019 se reanudaron los plazos procesales de la demanda y el FCVO dio inicio al procedimiento de ejecución de la Garantía de Cumplimiento de Contrato y Equipamiento ("GCCyE"). Con fecha 28 de junio de 2019, FCVO y GE llegaron a un acuerdo que puso fin a las controversias habidas entre las Partes en el marco del Contrato EPC. Con motivo de dicho acuerdo, FCVO desistió del procedimiento de ejecución de la GCCyE y GE desistió de la acción y del derecho en la demanda arbitral. En el acuerdo arribado entre FCVO y GE, VOSA no tuvo por sí ninguna participación y, consecuentemente, no tiene ninguna implicancia ni patrimonial ni financiera para esta última.

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. Desde el mes de marzo 2019, las Sociedades comenzaron a percibir el cobro de las cuotas mensuales. Al 31 de diciembre de 2019 las Sociedades han cobrado 10 cuotas de las 120 pactadas. Adicionalmente, , CAMMESA compensó las 10 primeras cuotas del crédito de Enel Generación Costanera S.A., más los intereses correspondientes, con parte de la deuda que esta sociedad mantenía con CAMMESA. Por su parte, en el mes de agosto de 2019, Enel Generación El Chocón S.A. cedió y transfirió a Edesur las 10 primeras cuotas de su crédito por un total de $1.738 millones, con el objeto que Edesur destine tales créditos a la precancelación parcial de su deuda con CAMMESA. En el caso de Central Dock Sud S.A., durante el último trimestre, CAMMESA pagó las 10 primeras cuotas del crédito, más los intereses correspondientes, neto de la deuda que esta sociedad mantenía con CAMMESA

Fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el MEM "FONINVEMEM"

El 7 de enero de 2020 y 10 febrero de 2020 se cumplieron 10 años de la entrada en Operación Comercial de TMB y TSM, respectivamente, finalizando la vigencia de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica celebrados oportunamente entre los respectivos Fideicomisos y CAMMESA. Asimismo, en las fechas indicadas, finalizaron los respectivos Contratos de Fideicomiso y los Contratos para la Operación y Gestión del Mantenimiento (COyM) de ambas Centrales. TMB y TSM, como Sociedades Gerenciadoras, junto con sus accionistas actuales (entre los cuales se encuentra la Sociedad como sociedad garante) deben llevar a cabo los actos societarios necesarios para permitir el ingreso del Estado Nacional al capital de ambas compañías.

La participación que le corresponde al Estado Nacional es una cuestión controvertida, dado que el Estado reclama un mayor porcentaje de participación accionaria sobre ambas Termoeléctricas. Hasta tanto se llegue a un acuerdo, a fin de asegurar la operación y mantenimiento de las Centrales, se ha logrado prorrogar la vigencia de los respectivos COyM firmándose los pasados 7 y 9 de enero de 2020, respectivamente, las prórrogas correspondientes. En virtud de la situación descripta, se analizan los escenarios legales para asegurar la defensa de la porción societaria que corresponde a los actuales accionistas.

Revalúo impositivo – Reforma Fiscal

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.

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 periodos de vida útil transcurridos, incluyendo el periodo 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 periodos 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.

Con fecha 29 de marzo de 2019, Enel Generación Costanera S.A. y Central Dock Sud ingresaron a dicho revalúo. El Impuesto Especial Determinado ascendió a ARS 213.985.574 en Costanera y de ARS 182.197.241 en Dock Sud, el mismo será cancelado a través de un Plan de Facilidades de Pagos establecido según la Resolución General N° 4249.

Por otra parte, Edesur ha decidido no ejercer la opción de revalúo impositivo por una cuestión de riesgos y plazos de recupero. La Dirección de Enel Generación El Chocón ha decidido no ejercer la opción de revalúo impositivo y mantener los derechos que surgen de la aplicación del mecanismo de ajuste por inflación impositivo previsto en la Ley de Impuesto a las Ganancias.

Enel Generación Costanera S.A. – Enel Generación El Chocón S.A.

Operaciones con entidades relacionadas y cancelación parcial Mutuo CAMMESA

El 29 de marzo de 2019 se firmó el Acuerdo celebrado entre Enel Generación Costaner S.A. y Enel Generación El Chocón S.A., en virtud del cual está última cedió y transfirió a favor de la primera, ciertos créditos en concepto de Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir ("LVFVD") generadas durante los años 2012 y 2013 por aplicación de la Resolución S.E. N° 406/2003, así como también las Liquidaciones de Ventas por los conceptos remunerativos "Mantenimiento No Recurrente" y "Remuneración Adicional Fideicomiso" generadas en los años 2016 y 2017 por aplicación de las Resoluciones S.E. N° 482/2015 y S.E.E. N° 22/2016 (en adelante y en conjunto con las LVFVD los "CRÉDITOS CHOCÓN"). El valor de los "CREDITOS CHOCON" al 31 de enero de 2019, incluyendo intereses devengados hasta dicha fecha, neto de retenciones impositivas, ascendió a ARS 1.224.320.220) (el "IMPORTE CEDIDO").

Por otra parte, Enel Generación Costanera S.A. restituirá a ENEL GENERACION EL CHOCON S.A. el IMPORTE CEDIDO, en 36 (TREINTA Y SEIS) cuotas mensuales, iguales y consecutivas, dentro de los diez primeros días de cada mes calendario, comenzando por el mes de abril de 2019. Al importe de cada cuota se le adicionarán intereses a la tasa equivalente al rendimiento medio obtenido por CAMMESA en las colocaciones financieras del Mercado Eléctrico Mayorista.

Durante el primer trimestre de 2019, Enel Generación Costanera S.A. instruyó a CAMMESA a aplicar el importe de los créditos que le fueran cedidos por Enel Generación El Chocón mediante la Cesión de Créditos a la precancelación parcial del mutuo por el equivalente a 19 cuotas de capital y sus correspondientes intereses.

Dicha instrucción fue aceptada por CAMMESA con fecha 29 de marzo de 2019 y la citada compensación se formalizó en el mes de abril de 2019.

El 27 de agosto de 2019, CAMMESA procedió a la precancelación parcial de la deuda por mutuo con los créditos provenientes de las acreencias de VOSA devengadas entre marzo y diciembre de 2018. Dicha compensación se realizó por un monto de ARS 171.730.596 (incluye capital, intereses e IVA).

Adicionalmente el 12 de septiembre, la Sociedad, junto a Enel Generación el Chocón S.A y Enel Trading Argentina S.A, suscribieron el "Acuerdo de regularización y cancelación de acreencias con el Mercado eléctrico mayorista" con CAMMESA, mediante el cual se regularizaron las acreencias por las liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir (LVFVD) generadas por la aplicación de la Resolución S.E 529/2014 y, al mismo momento, Enel Generación el Chocón S.A. y Enel Trading Argentina S.A cedieron a la Sociedad sus créditos mientras, que CAMMESA procedió a la precancelación parcial de la deuda por mutuo que mantiene la Sociedad por un monto de ARS 183.567.144 (incluye capital, intereses e IVA).
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 periodo 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 periodo probatorio. Finalmente, con fecha 6 de septiembre de 2018, se dispuso la clausura del periodo probatorio y se pusieron las actuaciones para alegar en mérito a las pruebas del caso. Ello así, con fecha 29 de marzo de 2019 la Sociedad presento sus alegatos. Por su parte el Fisco Nacional lo hizo en fecha 12 de abril de 2019. En fecha 25 de octubre de 2019, el juzgado dictó sentencia haciendo lugar a la demanda entablada por Enel Generación El Chocón, imponiendo las costas al Fisco Nacional.

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 periodo 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. Posteriormente, con fecha 18 de febrero de 2019, el perito presento escrito contestando las impugnaciones formuladas por el Fisco a la pericia contable. En igual fecha, el juzgado ordeno correr traslado a ambas partes de la mentada contestación. Consecuentemente, con fecha 7 de mayo de 2019, la Sociedad presento escrito contestando el traslado pertinente y efectuando convenientes aclaraciones. Por su parte el Fisco Nacional, realizo nuevas impugnaciones. En virtud de ello, con fecha 8 de mayo de 2019, el Juzgado ordeno correr nuevamente traslado al perito interviniente. Seguidamente, la parte actora contestó el traslado de respecto de la contestación del perito a las impugnaciones de la parte demandada. Con fecha 18 de julio de 2019 se procedió al cierre del cuerpo de prueba, anexándose los cuadernillos de prueba de ambas partes al expediente principal. En fecha 7 de agosto de 2019 se dispuso la causa en Secretaría a los fines de que las partes aleguen sobre el mérito de la prueba rendida en autos. Próximamente, se presentarán los alegatos de la parte actora.

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 periodo 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 periodos fiscales antes señalados. Dicha demanda recayó ante el Juzgado Contencioso Administrativo Federal Nº2, Secretaría Nº3, 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. Con fecha 5 de abril de 2019, se interpuso recurso de apelación sobre las costas impuestas a Enel Generación El Chocón. En fecha 19 de septiembre de 2019, la Cámara resolvió rechazar el recurso de apelación interpuesto por la Sociedad.

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 periodos 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 Nº 11 Secretaría Nº 21. Ello así, con fecha 19 de octubre de 2018 el juzgado tuvo por presentada la acción, ordenando que se cumpla con la Acordada Nº 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. Finalmente, con fecha 2 de mayo de 2019, se tuvo por habilitada la instancia, conforme al dictamen del Fiscal Federal, y se ordenó correr traslado de la demanda al Fisco Nacional. Con fecha 23 de octubre de 2019, se corrió traslado de la demanda al Fisco Nacional.

Con igual criterio, recientemente con fecha 26 de marzo de 2019 la Sociedad ha decidido presentar su declaración jurada del impuesto a las ganancias por el ejercicio 2018, 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 periodos fiscales anteriormente mencionados. Asimismo, la Sociedad con fecha 10 de abril de 2019, presento una nota ante la AFIP exponiendo sus argumentos para la aplicación del mentado mecanismo, y solicitando la convalidación de la declaración jurada presentada.

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, 2017 y 2018 por configurarse un supuesto de confiscatoriedad, la sociedad no ha registrado pasivo alguno por esta cuestión al 31 de diciembre de 2019,

Edesur S.A.

DEUDA MUTUO CAMMESA

La crisis generada por la caída en la calidad de servicio de suministro eléctrico durante el mes de diciembre de 2013, originada por la ola de calor que afectó las instalaciones de distribución de la Sociedad, provocó algunas medidas por parte del entonces Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (MINPLAN), tendientes a que Edesur ejecutara un plan de inversiones extraordinarias para soportar situaciones como las descriptas. Como consecuencia, el MINPLAN anunció un "Plan de Inversiones Extraordinario" de ARS 2.050 millones, a desarrollarse con fondos administrados por el fideicomiso creado por Resolución E.N.R.E. N° 347/2012 ("FOCEDE"). El "Plan de Inversiones Extraordinario" fue presentado por Edesur en entregas parciales para su aprobación ante la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión del MINPLAN.

En función de lo anterior, con fecha 24 de enero de 2014, la Secretaría de Energía (SE) dictó la Resolución N° 10/2014 a través de la cual dispuso que la insuficiencia temporal de los ingresos provenientes del FOCEDE para la realización y ejecución de las obras del "Plan de Inversiones Extraordinario" fuera cubierta a través de transferencias de fondos a realizar por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) mediante la implementación de un contrato de mutuo y cesión de créditos en garantía, a suscribirse entre Edesur y CAMMESA.

Conforme lo establecido en la Resolución SE N° 10/2014, como asimismo la Nota N° 45/2014 de la Subsecretaría de Energía Eléctrica que instruyó a CAMMESA en el mismo sentido, con fecha 27 de enero de 2014 esta compañía y Edesur formalizaron un contrato de mutuo y cesión de créditos en garantía, ad referéndum de su aprobación por parte del Directorio de Edesur, por un monto de ARS 205,7 millones necesarios para financiar el primer tramo de obras. La metodología y plazos a implementar para la devolución serán oportunamente determinados por la SE, transcurrido el plazo de gracia establecido por la misma y que prevé que el comienzo de la devolución del financiamiento estará condicionado a que Edesur, a criterio de la SE, presente condiciones de sustentabilidad económico financieras debidamente auditadas.

Asimismo, la deuda devengaba intereses a la tasa equivalente al rendimiento medio mensual obtenido por CAMMESA en sus colocaciones financieras.

El Directorio de la Sociedad aprobó los términos del contrato de mutuo y cesión de créditos en garantía en su reunión del 25 de febrero de 2014.

Edesur y CAMMESA, a la fecha de los presentes estados financieros han celebrado siete adendas al Contrato de Mutuo, que fueron sucesivamente ampliando los montos necesarios para el financiamiento de nuevas obras a ejecutarse en el marco del "Plan de Inversiones Extraordinario".

A la fecha de los presentes estados financieros, Edesur recibió desembolsos por parte de CAMMESA por ARS 2.671.747 a fin de financiar los tramos aprobados del mencionado "Plan de Inversiones Extraordinario".

Con fecha 27 de enero de 2016, el Ministerio de Energía y Minería (MINEM) emitió su Resolución N° 7/2016 que dispone, entre otras cosas, que a partir de la publicación de esta medida cesará la aplicación de los mecanismos para financiar planes de obras que se hubieren instrumentado mediante contratos de mutuo entre CAMMESA y Edesur.

Con fecha 10 de mayo de 2019, Edesur suscribió un acuerdo con las autoridades nacionales que, entre otras cosas, establece el compromiso de la Sociedad de cancelar a CAMMESA por este contrato de mutuo la suma consolidada al 1° de enero de 2019 de $4.753 millones, IVA incluido. Esta deuda fue parcialmente cancelada en la suma de ARS 903 millones, mediante su compensación con créditos de Edesur contra el Estado Nacional con relación a las diferencias producidas en virtud de aplicar el tope en las facturas de los usuarios beneficiarios de la tarifa social y con los consumos de asentamientos con medidores comunitarios, en la proporción prevista para el Estado Nacional en el Nuevo Acuerdo Marco y sus sucesivas prórrogas.

Según las nuevas condiciones acordadas, esta deuda devenga intereses a la tasa activa del Banco de la Nación Argentina (BNA), que serán capitalizados mensualmente. La Sociedad podrá realizar el pago del capital en 5 cuotas anuales con más los intereses capitalizados de la cuota correspondiente, con un periodo de espera de 365 días desde la firma del mencionado acuerdo.

En el mes de agosto de 2019, Enel Generación El Chocón S.A. cedió y transfirió a Edesur créditos en concepto de Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir comprometidas en el proyecto "Central Térmica Vuelta de Obligado" por un total de ARS 1.738 millones con el objeto que Edesur destine tales créditos a la precancelación parcial de la deuda con CAMMESA.

Edesur restituirá a Enel Generación El Chocón S.A. el importe de los créditos cedidos en 42 cuotas mensuales, iguales y consecutivas con un periodo de gracia de 18 meses. Los intereses serán capitalizados y devengan a tasa de colocaciones promedio de CAMMESA.

Posteriormente, con fecha 20 de septiembre de 2019, el Estado Nacional, por una parte, y Edesur y Edenor, por la otra, firmaron el Acuerdo de Prórroga del Nuevo Acuerdo Marco, que prorroga el mismo a partir del 1° de enero de 2019 y hasta el 31 de mayo de 2019. A través de este acuerdo, el Estado Nacional asume el compromiso de cancelar los montos correspondientes a su porcentaje del aporte económico por el suministro de energía eléctrica a los asentamientos en el ámbito de la Provincia de Buenos Aires correspondientes a ambas compañías. En este sentido y en el mismo acto, Edenor cede y Edesur acepta las acreencias que por este acuerdo se le reconocen a Edenor por un monto de ARS 209,7 millones. Por su parte, el monto reconocido a Edesur asciende a ARS 230,1 millones En este marco, la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico dependiente del Ministerio de Hacienda instruyó a CAMMESA a compensar las acreencias reconocidas por este Acuerdo con la deuda por mutuo de Edesur por un monto total de ARS 439,8 millones.

Así, al 31 de diciembre de 2019, el saldo de esta deuda con CAMMESA asciende a ARS 4.439.808 y se expone en el pasivo corriente y no corriente, según corresponda. Al 31 de diciembre de 2018 el saldo ascendía a ARS 8.229.831 y se exponía en el pasivo corriente y no corriente.

Asimismo, en el marco de una presentación efectuada por Edesur a la SE, con fecha 16 de septiembre de 2014 dicho organismo emitió su Nota N° 367/2014 instruyendo a CAMMESA a celebrar con Edesur un contrato de mutuo por un monto de hasta 264,3 millones, para hacer frente a erogaciones previstas como consecuencia del "Plan Extraordinario de Refuerzo y Adecuación de Instalaciones Derivadas de Situaciones Extremas" (el "Plan") relacionado con la contingencia climática del periodo diciembre 2013 – marzo 2014. El mismo se otorgó para cubrir las insuficiencias temporales del flujo de fondos del monto fijo aplicable a clientes, establecido mediante la Resolución ENRE N° 347/2012, que tiene como destino la ejecución de obras de infraestructura y el mantenimiento correctivo de las instalaciones de la Sociedad, a través del FOCEDE. Al 30 de junio de 2019 se efectivizaron varias cesiones por un total de ARS 235.099.

Edesur debía reintegrar el financiamiento recibido, al que se le aplica la tasa equivalente al rendimiento medio mensual obtenido por CAMMESA en sus colocaciones financieras, a su sola opción: (i) en efectivo, una vez que el Fiduciario del FOCEDE le comunique la existencia de los créditos que le correspondan contra el FOCEDE, por los derechos de reembolso de gastos propios y de los que le correspondan por el pago de los contratistas y proveedores en el marco del PLAN (los "Créditos"); o (ii) con la cesión efectiva de dichos Créditos, quedando condicionada la cesión y su efecto cancelatorio a la acreditación en la cuenta de CAMMESA de los desembolsos por el FOCEDE correspondientes a los Créditos.

A la fecha de cierre de los presentes estados financieros, el saldo de esta deuda fue cancelado mediante su compensación con los créditos de Edesur mencionadas más arriba. Al 31 de diciembre de 2018 el saldo de esta deuda ascendía a ARS 95.712 y se exponía en el pasivo corriente.

CONTEXTO ECONOMICO

El 10 de diciembre de 2019 asumió un nuevo gobierno nacional y ha comenzado un proceso de cambios con respecto a la administración anterior.

El nuevo gobierno ha establecido como prioridad encarar soluciones para las dificultades en las áreas económica y social. A tales fines llevará adelante las gestiones necesarias para renegociar el pago de la deuda externa, a la vez que, para recuperar la sostenibilidad de esa deuda en el tiempo, ha incorporado medidas destinadas a preservar las reservas del Banco Central de la República Argentina (BCRA), disminuir el déficit fiscal y obtener mejoras en la capacidad productiva. En el orden interno, los esfuerzos están destinados a normalizar las principales variables macroeconómicas, que requiere lograr que empresarios, trabajadores, sindicatos y Estado negocien salarios y precios, para equilibrar ingresos y consumo, y disminuir la inflación, a la vez que ejecutar acciones directas para resolver necesidades inmediatas de los sectores más vulnerables de la sociedad y atender otras erogaciones presupuestarias con recursos genuinos, para lo cual el gobierno ha instalado un concepto de solidaridad que conlleva, entre otros aspectos, a una mayor presión impositiva sobre aquellos sectores que el gobierno estima cuentan con mayor capacidad contributiva.

En el marco del proceso de ajuste del mecanismo de control de cambios necesario para preservar las reservas del BCRA, esta institución ha emitido las Comunicaciones "A" 6854 (27/12/19) y "A" 6856 (30/12/19) por las que se extienden con plazo indefinido las normas sobre Comercio Exterior y Cambios emitidas por el BCRA durante la anterior administración de gobierno, que caducaban originalmente el 31 de diciembre de 2019. De esas normas cabe resaltar las siguientes: (a) los exportadores están obligados a ingresar y liquidar en el mercado libre de cambios las divisas provenientes del cobro de sus exportaciones de bienes y servicios dentro de los cinco días hábiles de su percepción o acreditación en cuentas del exterior, con plazos máximos admitidos para la ocurrencia del cobro, que son más estrictos para operaciones con vinculadas y exportación de commodities; (b) los importadores que pretendan la cancelación anticipada de importaciones, deben comprometer, bajo declaración jurada, que el ingreso aduanero de los bienes se producirá dentro de los 90 días a partir de la fecha de acceso al mercado de cambio, o 270 días si se tratara de bienes de capital, con más la obligación de contar con la conformidad previa del BCRA si el proveedor del exterior es una empresa vinculada con el importador o se necesitan plazos mayores a los estipulados para el ingreso aduanero de los bienes; y (c) se requiere autorización previa del BCRA para acceder al mercado de cambios a los fines del giro de utilidades y dividendos.

Como medidas directas del nuevo gobierno, el 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.541 de "Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de Emergencia Pública" y el Decreto N° 58/2019 que la promulgó. Asimismo, el 28 de diciembre de 2019 se publicó el Decreto N° 99/2019 con las regulaciones para la implementación de la ley. Las reformas introducidas procuran reactivar las áreas económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, y facultan al Poder Ejecutivo Nacional (PEN) a llevar adelante las gestiones y los actos necesarios para recuperar y asegurar la sostenibilidad de la deuda pública de la República Argentina.

Las principales medidas relevantes para la Sociedad contenidas en la ley y su reglamentación son las siguientes:

Obligaciones tributarias

Impuesto a las ganancias (ver nota 19.e)

Contribuciones patronales:

Se elimina la reducción progresiva de las contribuciones prevista hasta el 2022, y las alícuotas se fijan desde diciembre de 2019 en:

20,40% para los empleadores del sector privado con actividad en el sector Servicios o Comercio, y ventas totales anuales que

superen los límites establecidos en la resolución SEPYME N° 220/19, o la que en el futuro la reemplace, para la categorización empresa mediana tramo 2.

Los mencionados límites son de ARS 481.570.000 para el sector Servicios, y de ARS 1.700.590.000 para el sector Comercio.

18% para los restantes empleadores del sector privado.

Se establecen sumas fijas que podrán detraerse de la base de cálculo, sin que exista en la norma previsión de ajuste futuro.

La detracción básica es de ARS 7.003,68, y se incrementa a ARS 17.509, 20 para empleadores de los sectores textil, marroquinería y calzado, del sector primario agrícola e industrial, y de sanidad, con una detracción adicional de $10.000 para empleadores que tengan una nómina de hasta 25 trabajadores.

De las contribuciones efectivamente abonadas, se podrá computar como crédito fiscal del impuesto al valor agregado el monto que resulte de aplicar a las bases imponibles los puntos porcentuales que se fijan para cada jurisdicción en particular.

Impuesto sobre los créditos y débitos en cuentas bancarias

Se establece que las extracciones en efectivo de cuentas abiertas en entidades regidas por la Ley de Entidades Financieras, efectuadas bajo cualquier forma a partir del 24 de noviembre de 2019, estarán sujetas a un impuesto del 1,2% sobre el correspondiente débito en las cuentas mencionadas, en vez de la tasa regular del 0,6%. Esta duplicación de tasa no aplica para cuentas de personas jurídicas que revistan y acrediten la condición de Micro y Pequeñas Empresas en los términos del artículo 2°de la Ley N° 24.467.

Tasa de estadística

Se establece un incremento del 2,5% al 3% en la tasa de estadística aplicable a importaciones definitivas para consumo efectuadas desde el 1° de enero hasta el 31 de diciembre de 2020.

A efectos del pago de la tasa se establece un límite máximo progresivo que inicia en USD 180 para importaciones de hasta USD 10.000 y llega a USD 150.000 para importaciones mayores a USD 1.000.000.

Impuesto para una Argentina inclusiva y solidaria (PAIS)

Se establece con carácter de emergencia, por el término de cinco periodos fiscales, un impuesto que grava con una tasa del 30% las operaciones vinculadas con la adquisición de moneda extranjera para atesoramiento, compra de bienes y servicios en moneda extranjera y transporte internacional de pasajeros, y están alcanzados todos los sujetos residentes en Argentina, ya sean personas humanas o jurídicas. El gravamen no revistará el carácter de pago a cuenta de ningún impuesto.
Las operaciones alcanzadas son las siguientes:

Compra de billetes y divisas en moneda extranjera para atesoramiento o sin destino específico (con el límite de 200 dólares mensuales fijado por la administración anterior).

Cambio de divisas efectuado por las entidades financieras, por cuenta y orden de adquirente o prestatario, con destino al pago de las adquisiciones de bienes o prestaciones y locaciones de servicios efectuadas en el exterior cualquiera sea el medio de pago con que sean canceladas.

Cambio de divisas efectuado por las entidades financieras por cuenta y orden de adquirente o prestatario residente en Argentina, con destino al pago de servicios prestados por sujetos no residentes en el país cualquiera sea el medio de pago con el que sean canceladas

Adquisición de servicios en el exterior contratados a través de agencias de viajes y turismo del país.

Adquisición de servicios de transporte de pasajeros (por cualquier vía) con destino fuera del país, en la medida en que para la cancelación de la operación deba accederse al mercado único y libre de cambios al efecto de la adquisición de las divisas correspondientes.

Aspectos laborales y tributación de la nómina

Se faculta al PEN a disponer incrementos salariales mínimos que los empleadores del sector privado deberán abonar a sus

trabajadores, y también faculta al PEN a eximir por tiempo limitado del pago de aportes y contribuciones al Sistema Integrado Previsional Argentino (SIPA) sobre los aumentos que decrete el PEN o resulten de negociaciones colectivas.

Al respecto, el PEN dispuso mediante el Decreto 14 /2020 (B.O. 4/1/2020) un incremento salarial mínimo y uniforme de 4.000 pesos, a pagar 3.000 en enero y otros 1.000 con el sueldo de febrero. Este incremento corresponde a los trabajadores del sector privado que se desempeñen en relación de dependencia y deberá ser absorbido por las negociaciones paritarias 2020.

Asimismo, la Ley faculta al PEN a efectuar reducciones de aportes y contribuciones al sistema jubilatorio a limitadas jurisdicciones y actividades específicas o en situaciones críticas. En este caso la eximición no sería total, y no se limitaría a los futuros aumentos por decreto o paritarias sino que podría aplicar sobre todo el salario.

Vinculado a aspectos laborales, previamente a la emisión de la Ley N° 27.541 y por medio del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 34/19 (B.O. 13/12/2019), el PEN instauró por un plazo de 180 días la doble indemnización para trabajadores despedidos sin causa justa. Esta medida no es aplicable a las contrataciones celebradas con posterioridad a la entrada en vigencia del Decreto.

Sistema energético

La Ley faculta al PEN a mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, a partir de la vigencia de la presente ley y por un plazo máximo de hasta 180 días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. Asimismo, se invita a las provincias a adherir a estas políticas de mantenimiento de los cuadros tarifarios y renegociación o revisión de carácter extraordinario de las tarifas de las jurisdicciones provinciales.

También se faculta al PEN a intervenir administrativamente el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) por el término de un año.

En uso de las facultades delegadas, el gobierno anunció la suspensión de cualquier actualización de las tarifas de electricidad y gas por los 180 días previstos en la Ley.

Consistente con la suspensión de la actualización de tarifas en el área de energía, el gobierno también requirió al titular de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) que el precio de los combustibles se mantenga sin actualización. Las otras compañías petroleras inicialmente estuvieron de acuerdo en no actualizar sus precios si YPF no lo hace.

Sociedades. Capital social

Se suspende hasta el 31 de diciembre de 2020 la aplicación de los artículos 94, inciso 5 (disolución de la sociedad por pérdida del capital social) y 206 (reducción obligatoria del capital por pérdidas acumuladas) de la Ley General de Sociedades. Esta suspensión permite que las sociedades no tomen ningún curso de acción para resolver la situación hasta dicha fecha.

Nota 35 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 2019 y 2018, era la siguiente:

	31-12-2019			
País	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Chile	1	48	4	53
Argentina	20	1.858	2.208	4.086
Brasil	53	5.947	4.124	10.124
Perú	38	888	-	926
Colombia	39	2.065	2	2.106
Total	**151**	**10.806**	**6.338**	**17.295**
Promedio	**156**	**10.242**	**7.273**	**17.671**

País	31-12-2018			
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Chile	10	44	3	57
Argentina	21	1.914	2.413	4.348
Brasil	56	4.839	6.005	10.900
Perú	41	874	-	915
Colombia	38	2.104	2	2.144
Total	**166**	**9.775**	**8.423**	**18.364**
Promedio	**148**	**8.831**	**6.598**	**15.577**

Nota 36 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 2019, y considerando las sanciones pendientes impuestas por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) a partir del periodo iniciado el 1 de octubre de 2019, Edesur S.A. ha sido penalizada: (i) en 2 oportunidades por infracciones al régimen de seguridad en vía pública (Resoluciones ENRE 320/19 y 331/19 por un monto total de ARS 88,5 millones equivalente a MUS$ 1.478 y, (i) en 1 oportunidad por vulneración de las normas de calidad de servicio técnico (Res. ENRE 319/19) por un monto total de ARS 28,5 millones equivalente a MUS$ 476. En todos los casos, las sanciones han sido recurridas.

2. Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera)

- Al 31 de marzo de 2019, se encontraba pendiente de resolución un recurso de apelación contra una multa impuesta por la Administración Federal de Ingresos Públicos ("AFIP") durante el año 2015 por ARS 58.480 (US$ 977). Asimismo, junto a dicha sanción, se dispuso el pago de una diferencia de tributos de ARS 9.746,63 (US$ 163), 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 ha sancionado a Enel en un monto de MMBRL 47, por supuestas "contaminaciones del aire, agua y suelo, causados por el descarte y quema de residuos dispuestos irregularmente." Enel ha presentado un recurso administrativo en contra de la sanción, a la fecha sin resolución. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en la sanción era de MUS$ 11.605 (MMBRL 47).

- 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 7.008 (MUS$ 1.742).

4. Enel Distribución Ceará S.A. (Companhia Energetica do Ceará o Coelce)

- En 2012, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica -ANEEL- ha sancionado a Enel en un monto de MMBRL 20,6 por supuestos errores en el registro de la base de activos de la compañía. Enel recurrió de la sanción que ha sido reducida a MMBRL 11,2. Considerándose la necesidad de la regularización de la compañía en el regulador (ANEEL), Enel ha hecho una garantía

judicial e inició una demanda en la justicia para la cancelación total de la sanción. El 26/07/19, se dictó decisión que rechazó la demanda presentada por Enel. El 27/08/19, Enel presentó apelación, a la fecha sin resolución. Una decisión favorable resultaría en la devolución actualizada del monto pagado por Enel. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en la sanción era de MUS$ 5.217 (MMBRL 21,1).

- 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 1.062 (MUS$264).

- Fiscales: La compañía recibió, el 21 de enero de 2018, una sanción de la autoridad fiscal de la hacienda estatal del Ceará por supuesto incumplimiento de norma fiscal normas (obligaciones de emisión y registro de facturas de tránsito). La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de la multa y se aguarda fallo. MBRL 915 (MUS$ 227).

5. Enel Distribución Goiás (ex CELG Distribuição S.A)

- En 2016, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel en un monto de 61 MMBRL por incumplimiento de la obligación sectorial (vinculada a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE). Enel ha presentado un recurso en contra de la sanción, a la fecha sin resolución. Enel ha hecho una garantía judicial (seguro) y ha presentado una demanda en la justicia para la cancelación total de la sanción, a la fecha sin resolución. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en la sanción era de MUS$ 9.474 (MMBRL 38,4).

- En 2019, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel en un monto de 62 MMBRL por incumplimientos en relación a la atención de los clientes e indicadores de calidad del suministro de energía. Enel ha presentado un recurso en contra de la sanción, a la fecha sin resolución. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en la sanción era de MUS$ 15.308 (MMBRL 62).

6. Enel Distribución Sao Paulo (ex Eletropaulo)

- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel por supuestos errores en el registro de la base de activos de la compañía. Eletropaulo ha presentado un recurso, el cual fue rechazado. Enel ha presentado una demanda en la justicia para la cancelación total de la sanción. El juez dictó decisión rechazando la demanda de Eletropaulo, y Eletropaulo ha presentado una apelación al Tribunal (segunda instancia), a la fecha sin resolución. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en la sanción era de MUS$ 45.314 (MMBRL 182,2).

- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel por supuestas inadecuaciones formales de los registros contables de activos. Eletropaulo afirma que los errores no han generado ninguna consecuencia práctica negativa para las tarifas, tampoco al servicio prestado por la Compañía. El recurso administrativo de Eletropaulo fue rechazado, entonces Eletropaulo ha presentado una demanda en la justicia. El 29 de mayo de 2019, el juez dictó sentencia rechazando los pedidos hechos por Eletropaulo. El 05/06/19, Eletropaulo ha presentado Embargos de Aclaración en contra la sentencia, a la fecha sin juzgamiento. El 27/12/19, se dictó decisión confirmándose la imposibilidad de ANEEL de inscribir Enel en su sistema de registro de morosidad de pagos y ejecutar la penalidad, hasta que la decisión quede firme. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en la sanción era de MUS$ 22.472 (MMBRL 90,3).

- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel por supuestas inadecuaciones (en 2012) formales de registros de los índices de calidad de suministro de los consumidores, así como la ejecución de la compensación a los consumidores en razón del incumplimiento de estos índices. Eletropaulo ha presentado un recurso administrativo y se espera la decisión del Directorio de la ANEEL. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en la sanción era de MUS$ 6.059 (MMBRL 24,3).

- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel por supuestas inadecuaciones (en 2015) formales de registros de los índices de calidad de suministro de los consumidores, así como la ejecución de la compensación a los consumidores en razón del incumplimiento de estos índices. Eletropaulo ha presentado un recurso administrativo y se espera la decisión del Directorio de la ANEEL. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en la sanción era de MUS$ 6.059 (MMBRL 24,3).

- El 4 de diciembre de 2018, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel por la calidad de la atención al cliente. El 14 de diciembre de 2018, Eletropaulo ha presentado un recurso administrativo en contra de la sanción y se espera el análisis y juicio de la Superintendencia de Fiscalización de los Servicios de Electricidad. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en la sanción era de MUS$ 10.067 (MMBRL 40,5).

- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel por no conformidades en los índices operacionales de

calidad de suministro de energía, con respecto al año 2013. Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). El 24 de julio de 2018 Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción, todavía sin decisión a la fecha. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en la sanción era de MUS$ 16.692 (MMBRL 67,1).

- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel por no conformidades en los índices operacionales de calidad de suministro de energía, con respecto al año 2014. Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). 31/07/18 Enel ha presentado una demanda (judicial) con objetivo de anular (o reducir) la sanción. El 17/10/19, se dictó una decisión rechazando las solicitudes hechas por Enel, contra la cual Enel opuso embargos de aclaración. El 16/12/19, los embargos fueron rechazados. La Compañía presentará una apelación. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en la sanción es de MUS$ 8.521 (MMBRL 34,2).

- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel por no conformidades en el proceso de Presupuestos para Créditos de Liquidación Dudosa. Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular (o reducir) la sanción, la sentencia (1° grado) fue desfavorable a Enel, que ha presentado un recurso sin decisión firme a la fecha. El 31 de diciembre de 2019 el valor involucrado en la sanción es de MUS$ 5.574 (MMBRL 22,4).

- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel por no conformidades en el proceso de Presupuestos para Créditos de Liquidación Dudosa. Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular (o reducir) la sanción, la sentencia (1° grado) fue favorable a Enel, sin embargo, la ANEEL ha presentado un recurso, sin decisión firme a la fecha. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado en la sanción es de MUS$ 17.458 (MMBRL 70,2).

- El Ayuntamiento del Municipio de Jandira ha sancionado a Enel por violación a la legislación municipal (con respecto a red en las vías en la municipalidad) (febrero de 2003). Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción, la sentencia (1° grado) fue desfavorable a Enel, que ha presentado un recurso sin decisión firme a la fecha. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado es de MUS$ 5.094 (MMBRL 20,5).

- El Ayuntamiento del Municipio de Jandira ha sancionado a Enel por violación a la legislación municipal (con respecto a red en las vías en la municipalidad) (Julio de 2002). Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción, la sentencia (1° grado) fue favorable a Enel, sin embargo, la municipalidad ha presentado un recurso sin decisión firme a la fecha. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado es de MUS$ 5.925 (MMBRL 23,8).

- El Ayuntamiento del Municipio de Sao Paulo ha sancionado a Enel por violación a la legislación municipal de tránsito (área restricta de circulación). Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). En 2011, Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción, la sentencia (1° grado) fue desfavorable a Enel, que ha presentado un recurso sin decisión firme a la fecha. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado es de MUS$ 7.797 (MMBRL 31,2).

- El Ayuntamiento del Municipio de Itapevi ha sancionado a Enel por violación a la legislación municipal (con respecto a la red en las vías de la municipalidad) (febrero de 2012). Los recursos administrativos de Enel en contra la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción, la sentencia (1° grado) fue desfavorable a Enel, que ha presentado un recurso sin decisión firme a la fecha. El 31 de diciembre de 2019 el monto involucrado es de MUS$ 7.414 (MMBRL 29,8).

- 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 47.335 (MUS$ 11.791).

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 1.064 (MUS$ 264,5).

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 86 (MUS$ 21,4).

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 2.038 (MUS$ 506,6).

10. Enel Distribución Perú S.A.A. (ex Edelnor S.A.A.)

Al 31 de diciembre de 2019, 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 PEN 2.451.254 (MUS$ 739), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 2.264.959 (MUS$ 683). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida en la Corte Superior 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 PEN 2.424.073 (MUS$ 731), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a PEN 3.014.106 (MUS$ 909). 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 periodos de enero a diciembre del IR 2007, las mismas que ascienden a PEN 2.150.442 (MUS$ 648), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a PEN 2.897.412 (MUS$ 874). Al respecto, debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentra siendo discutida en el Tribunal Fiscal (TF) (última instancia administrativa) y PEN 5.806.506 (MUS$ 1.751) se encuentra provisionado.

- 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 PEN 2.591.405 (MUS$ 781), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a PEN 2.749.236 (MUS$ 829). Asimismo, la SUNAT notificó a Enel Distribución Perú con las Resoluciones de Multas Nos. 0120020020654 y 0120020020655, mediante las cuales impuso multas por omisiones en los anticipos de los periodos de enero y febrero del IR 2008, las mismas que ascienden a PEN 433.898 (MUS$ 131), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 549.825 (MUS$ 166). También, la SUNAT notificó a Enel Distribución Perú con las Resoluciones de Multas Nos. 01200200206564 a 0120020020665, mediante las cuales impuso multas por omisiones en los anticipos de los periodos de marzo a diciembre del IR 2008, las mismas que ascienden a PEN 2.197.397 (MUS$ 662), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a PEN 2.643.099 (MUS$ 797). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de las referidas multas fue resuelta por el TF, quien emitió un pronunciamiento favorable, de forma parcial, dejándose sin efecto las Resoluciones de Multas Nos. 0120020020656 a 0120020020666. Enel Distribución Perú pagó la deuda tributaria vinculada con las Resoluciones de Multas Nos. 0120020020654 y 0120020020655. SUNAT tiene 3 meses calendario para impugnar el pronunciamiento del 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 PEN 616.333 (MUS$ 186), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 400.616 (MUS$ 121). 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 periodos de enero a diciembre del IR 2009, las mismas que asciende a PEN 1.538.153 (MUS$ 464), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 1.595.377 (MUS$ 481). Debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial.

- 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 PEN 500.298 (MUS$ 151), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 314.788 (MUS$ 95). 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 periodos de enero a diciembre del IR 2010, las

mismas que ascienden a PEN 374.545 (MUS$ 113), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascienden a PEN 422.876 (MUS$ 127). Nótese que la imposición de las referidas multas se encuentra siendo discutida 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 PEN 507.761 (MUS$ 153), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 317.452 (MUS$ 96). 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 periodos de enero a diciembre del IR 2011, las mismas que asciende a PEN 593.147 (MUS$ 179), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 425.908 (MUS$ 128). 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 2019, 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 PEN 2.076.888 (MUS$ 626), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 10.501.965 (MUS$ 3.166). 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 PEN 6.460.523 (MUS$ 1.948), y los intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a PEN 14.786.488 (MUS$ 4.458). 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 PEN 7.928.535 (MUS$ 2.390) se encuentran debidamente pagados.

- 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 MUS$ 2.974 (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 PEN 5.832.129 (MUS$ 1.758), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 3.395.224 (MUS$ 1.024). 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 2019, 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 PEN 2.920.104 (MUS$ 880), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 14.053.695 (MUS$ 4.237). 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 periodos de abril, junio y octubre del 2000, las mismas que asciende a PEN 1.771.933 (MUS$ 534), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 10.231.619 (MUS$ 3.085). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial.

13. Enel Generación Piura (ex EEPSA)

Al 31 de diciembre de 2019, 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 PEN 6.868.256 (MUS$ 2.071), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 4.844.855 (MUS$ 1.461). Sobre el

particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial.

14. Emgesa

- No se encuentra pendiente resolución alguna que implique una posible sanción por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, por incumplimientos consistentes en la violación del ordenamiento jurídico, específicamente la Ley 142, la Ley 143 y la Regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Con corte a 31 de diciembre de 2018, solo existe un procedimiento sancionatorio que se cerró en el 2013 cuya sanción consistió en una amonestación (sin valor pecuniario), por asuntos semejantes a los mencionados en este párrafo.

- La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) confirmó la sanción contra la Compañía por COP 2.503.258.650 (US$ 762.083), 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 la demanda ya fue admitida.

  El 14 de febrero de 2019, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca negó la suspensión del acto administrativo y el proceso se encuentra al despacho para fijar fecha de audiencia inicial.

- La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (CAM) se pronunció al recurso interpuesto contra la Resolución No. 2239 del 29 de julio de 2016, en la cual se sancionó a la Compañía por COP 758.864.000 (US$ 231.026) 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 492.700.000 (US$ 149.996). Se presentó la solicitud de conciliación para agotar el requisito de procedibilidad y se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho (Acciones judiciales).

  El proceso se encuentra al despacho con la contestación de la demanda por parte de la CAM.

- La Corporación Autónoma Regional del alto Magdalena (CAM) impuso tres (3) sanciones consistentes en una multa por COP 50.670.000 (US$ 15.426,) 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 a la Compañía por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de Montea. Se encuentra fijada la audiencia de pruebas.

  Se presentó demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho, desde el 30 de mayo de 2019, el proceso se encuentra en despacho para dictar sentencia de primera instancia.

  Resolución No. 3653 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona a la Compañía por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de Santiago y Palacios. Se encuentra fijada la audiencia inicial.

  Se presentó demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho, el 21 de mayo de 2019, se dictó sentencia de primera instancia desfavorable a la Compañía por parte del Juzgado Sexto Administrativo de Neiva Huila. Actualmente el proceso se encuentra en trámite del Recurso de Apelación presentado por Emgesa.

  Resolución No. 3816 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona a la Compañía por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de La Galda. Se encuentra pendiente por el juzgado de enviar las notificaciones a la CAM.

  Se presentó demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho, y actualmente el proceso se encuentra en trámite de contestación de la demanda por parte de la CAM.

- El 12 de enero de 2018 la Compañía fue notificada sobre las resoluciones del 4 de diciembre No. 3567, 3568 y 3569 en la cuales se confirman las sanciones impuestas por la CAM en noviembre de 2016, en relación a las resoluciones 3590, 3653 y 3816 de noviembre de 2016 derivados de la falta de permisos de vertimientos de los reasentamientos del proyecto PHEQ, de acuerdo a la normatividad ambiental. Se presentaron las conciliaciones como requisito de procedibilidad y se presentaron las respectivas demandas de nulidad de restablecimiento y del derecho. El proceso de la solicitud de conciliación se presentó dentro de los cuatro meses antes del vencimiento del término, proceso del cual no se obtuvo respuesta y se procedió a radicar demandas.

- Sanción por extemporaneidad en la declaración de retención de ICA de diciembre 2018 de Palermo, por COP 344.000 (US$ 102) por cambio de Banco recaudador, según lo establecido en el municipio.

- Sanción por extemporaneidad en la declaración de retención de ICA de Cali de diciembre 2018, por COP 173.000 (US$ 53)

por cambio de Banco recaudador, según lo establecido en el municipio.

- Sanción por corrección en declaración de retención en la fuente de diciembre 2018 por COP 399.000 (US$ 121,4), por inclusión de facturas correspondientes a dicho periodo.

- Sanción por extemporaneidad por declaración de ICA anual 2018 de Espinal por COP 345.000 (US$ 105), por cambio normativo.

- Sanción por extemporaneidad por declaración de ICA anual 2018 de Cereté por COP 1.172.000 (US$356,8)

- Sanción por inscripción extemporánea en municipio de Pamplona, por inicio de operaciones a inicio del año 2018 por COP 828.000 (US$ 252)

- Sanción por extemporaneidad en presentación de medios magnéticos de 2018 por COP 102.810.000 (US$ 31.299).

- Sanción por extemporaneidad declaración anual de ICA de 2014 de Pereira por COP 769.000 (USD$ 234).

15. Codensa

- El 26 de Julio de 2017, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, dentro del Expediente 2016240350600015E, por el incumplimiento de los indicadores de continuidad ITAD establecidos en la Resolución CREG 097 de 2008, decidió en primera instancia imponer una multa por el valor de COP 1.475.434.000 (US$ 449.176) al considerar que sí se violaron los indicadores de calidad. La sanción impuesta fue recurrida en reposición ante la misma SSPD y mediante la Resolución 20182400096585 del 18 de julio de 2018 la entidad resolvió confirmar la multa, quedando de esta manera en firme la sanción. El 10 de octubre de 2018 se realizó el pago de la sanción.

- El 3 de octubre de 2017, la Superintendencia de Servicios Públicos, dentro del expediente No. 20152403600122E, resolvió sancionar con una multa por valor de COP 1.490.188.340 (US$ 453.667), al considerar que Codensa incumplió las obligaciones de reporte de accidentes mortales al Sistema de Información Único de Información-SUI., de la Superintendencia y al considerar que se incumplieron las normas sobre seguridad eléctrica establecidas en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-RETIE. La sanción impuesta fue recurrida en reposición ante la misma SSPD y mediante la Resolución 20182400104695 del 15 de agosto de 2018 la entidad resolvió confirmar la multa, quedando de esta manera en firme la sanción. El pago de la sanción se realizó el 3 de septiembre de 2018.

- El 3 de octubre de 2017, la Superintendencia de Servicios Públicos, dentro del expediente No. 2015240350600102E, resolvió sancionar con una multa por valor de COP 981.163.610 (US$ 298.702) a Codensa S.A. ESP., por considerar que la compañía incumplió las reglas de seguridad de la infraestructura establecidas en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-RETIE. La sanción impuesta fue recurrida en reposición ante la misma SSPD y mediante la Resolución 20182400105125 del 16 de agosto de 2018 la entidad resolvió confirmar la multa, quedando de esta manera en firme la sanción. La multa fue pagada el 3 de septiembre de 2018.

- 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$ 4.757) a Codensa S.A. ESP., por considerar que la compañía incurrió en falla en la prestación del servicio porque las compensaciones regulatorias estimadas para un (1) usuario del servicio excedieron el cargo de distribución facturado para el respectivo mes. La sanción impuesta fue recurrida en reposición ante la misma SSPD y mediante Resolución 20182400130455 del 8 de noviembre de 2018 la entidad resolvió confirmar la multa, quedando de esta manera en firme la sanción. La multa fue pagada el 22 de enero de 2019.

- 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$ 19.027) 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 excedieron el cargo de distribución facturado para el respectivo mes. La sanción impuesta fue recurrida en reposición ante la misma SSPD y mediante la Resolución 20192400004785 del 5 de marzo de 2019 la entidad resolvió confirmar la multa, quedando de esta manera en firme la sanción. La multa fue pagada el 29 de marzo de 2019.

- El 12 de abril de 2018 la Superintendencia de Servicios Públicos, dentro del expediente No. 2015240350600082E, resolvió sancionar con una multa por valor de COP 15.624.840 (US$ 4.737) a Codensa S.A. ESP., por considerar que la compañía incurrió en falla en la prestación del servicio porque las compensaciones regulatorias estimadas para un (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 mediante la Resolución No.20192400010955 del 29 de abril de 2019 la entidad resolvió confirmar la multa, quedando de esta manera en firme la sanción. La multa fue pagada el 9 de julio de 2019.

- El 27 de mayo de 2019 la Superintendencia de Servicios Públicos, dentro del expediente No. 2017240350600018E, resolvió sancionar con una multa por valor de COP 39.749.568 (US$ 12.101) a Codensa S.A. ESP., por considerar que la compañía incurrió en falla en la prestación del servicio porque la compensación regulatoria estimada para 7 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 pendiente de decisión por parte de la entidad.

- El 26 de julio de 2019 la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con una multa por valor de COP 1.656.232.000 (US$ 504.217) a CODENSA S.A. ESP., por considerar que la compañía no reportó oportunamente activos de NT4 fuera de operación para efectos de que fueran excluidos de remuneración. La sanción impuesta fue recurrida en reposición ante la misma SSPD y se encuentra pendiente de decisión por parte de la entidad.

- 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$ 73.463) 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 y se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho, la que está pendiente de pronunciamiento.

- Mediante auto No. 26346 del 15 de marzo de 2018 la Superintendencia de Industria y Comercio impuso multa de COP 37.834.434 (US$ 11.518) 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. Mediante Auto No. 10.654 de 2019 del 7 de febrero de 2019, la Superintendencia de Industria y Comercio redujo la sanción a COP 13.727.538 (US$ 4.179).

- Sanción por extemporaneidad en declaración de diciembre 2018 de Santa María por COP 343.000 (US$ 104).

- Sanción por extemporaneidad en declaración de enero 2019 de Pulí por COP 172.000 (US$ 52) por cambio de periodicidad en vencimiento de declaraciones, según normatividad del municipio.

- Sanción por extemporaneidad en declaración del I bimestre de 2019 de Duitama por COP 398.000 (US$121) por cambio de Banco recaudador, según lo establecido en el municipio.

- Sanción por extemporaneidad declaración de retención de ICA de Guasca del III cuatrimestre de 2018 por COP 306.000 (US$ 93).

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$ 5.609). Se presentó el recurso de reposición y en subsidio de apelación, y en este recurso se confirmó la sanción.

17. Enel Américas S.A.

- Con fecha 30 de junio 2019, la Tesorería General de la República notificó supuesta deuda por Multa en la determinación y pago del Impuesto de Timbres y Estampillas por Mutuos del año 2016, que se consideran no fueron pagados en el plazo que señala la ley. La Multa ha sido pagada, pero al considerarse indebida o en exceso la compañía está discutiendo su procedencia y devolución. El monto asciende a MCLP 326.870 (MUS$ 435).

En relación a las sanciones anteriormente descritas, el Grupo ha constituido provisiones por MUS$ 33.792 al 31 de diciembre de 2019. 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.

Nota 37 Medio Ambiente

Los gastos ambientales por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]
EMGESA	Proyecto Central Hidroelectrica El Quimbo	Monitoreos y estudios hidrometereológicos	En proceso
		Otros	En proceso
		Ley 99	En proceso
EDESUR	Material Contaminante	Manipulacion de Material Contaminante	En proceso
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.	En proceso
	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	En proceso
ENEL GENERACION PIURA S.A.		Actividades De Prevencion	Terminado
		Estudios Ambientales	Terminado
		Gestion De Residuos	Terminado
		Monitoreos Ambientales	Terminado
		Paisajismo y Areas Verdes	Terminado
CHINANGO	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado
	Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	Terminado
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y recuperacion del suelo y agua	Terminado
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del aire y clima, reduccion del ruido,proteccion contra la radiacion	Terminado
ENEL DISTRIBUCION PERÚ S.A.		Eliminación de particulas y otros residuos especiales	Terminado
ENEL GENERACIÓN PERÚ	Actividades De Prevencion	Proteccion de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales	Terminado
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	Terminado
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y Recuperacion del Suelo y Agua	Terminado
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiacion	Terminado
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	Terminado
Total			

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]
EMGESA	Proyecto Central Hidroelectrica El Quimbo	Plan Manejo Ambiental El Quimbo	En proceso
EDESUR	Material Contaminante	Manipulacion de Material Contaminante	En proceso
CHINANGO	Actividades De Prevencion	Proteccion de la biodiversidad del Medio Ambiente	En proceso
	Estudios Ambientales	Estudios sobre Aspectos Ambientales	En proceso
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	En proceso
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y recuperacion del Suelo y Agua	En proceso
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reduccion del Ruido, protección contra la radiacion	En proceso
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas Verdes y Fauna Menor	En proceso
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.	En proceso
	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	En proceso
ENEL GENERACIÓN PERÚ	Actividades De Prevencion	Proteccion de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales	En proceso
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	En proceso
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y Recuperacion del Suelo y Agua	En proceso
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiacion	En proceso
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	En proceso
Total			

31-12-2019						31-12-2018
Monto desembolsos MUS$	**Monto Activado MUS$**	**Monto Gasto MUS$**	**Monto desembolso a futuro MUS$**	**Fecha estimada desembolso Futuro**	**Total desembolsos MUS$**	Monto desembolso periodo anterior MUS$
522	-	522	-	-	522	
208	-	208	-	-	208	
-	-	-	4.588	31-12-2021	4.588	7.495
133	-	133	-		133	130
1.693	1.399	294	6.145	31-12-2027	7.838	380
203	189	15	105	31-12-2019	308	494
35	-	35	-	-	35	
29	-	29	-	-	29	
76	-	76	-	-	76	
42	-	42	-	-	42	
49	-	49	-	-	49	
24	-	24	-	-	24	63
53	-	53	-	-	53	44
19	-	19	-	-	19	68
277	-	277	-	-	277	426
243	-	243	-	-	243	
78	-	78	-	-	78	301
116	-	116	-	-	116	256
342	-	342	-	-	342	314
29	-	29	-	-	29	37
86	-	86	-	-	86	180
90	-	90	-	-	90	220
4.347	**1.588**	**2.760**	**10.838**	**-**	**15.185**	**10.408**

31-12-2018					
Monto desembolsos MUS$	Monto Activado MUS$	Monto Gasto MUS$	Monto desembolso a futuro MUS$	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos MUS$
-	-	-	7.495	31-12-2020	7.495
130	-	130	-	-	130
57	-	57	-	31-12-2018	57
63	-	63	-	31-12-2018	63
44	-	44	-	31-12-2018	44
-	-	-	-	31-12-2018	-
426	-	426	-	31-12-2018	426
11	-	11	-	31-12-2018	11
373	113	260	7	31-12-2018	380
494	481	12	1	31-12-2019	494
301	-	301	-	31-12-2018	301
256	-	256	-	31-12-2018	256
314	-	314	-	31-12-2018	314
37	-	37	-	31-12-2018	37
180	-	180	-	31-12-2018	180
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	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]
EMGESA	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Plan manejo ambiental EL QUIMBO	En proceso
	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	Terminado
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado
	Gestion de residuos	Manejo de residuos peligrosos	Terminado
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	Terminado
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	Terminado
ENEL GENERACIÓN PERÚ	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes y fauna menor	Terminado
	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente	En proceso
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso
	Gestion de residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	En proceso
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido	En proceso
CHINANGO	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes y fauna menor	En proceso
		Proyecto de inversión en medio ambiente	En proceso
EDESUR	Material contaminante	Manipuleo de material contaminante	En proceso
	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	En proceso
	Nueva esperanza rescate arqueológico	Rescate arqueológico de los restos encontrados en el terreno donde se construye la subestación nueva esperanza	Terminado
CODENSA	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	En proceso
Total			

Nota 38 Información Financiera Resumida de Subsidiarias

A continuación, se resume la información financiera de nuestras principales subsidiarias al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

	31-12-2019							
	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	43.219	87.644	130.863	2.152	-	128.711	130.863
Enel Generación Costanera S.A.	Separado	113.909	270.423	384.332	112.412	105.047	166.873	384.332
Enel Generación El Chocón S.A.	Separado	101.114	315.842	416.956	75.003	56.983	284.970	416.956
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Separado	284.126	1.456.918	1.741.044	509.223	429.766	802.055	1.741.044
Enel Trading Argentina S.R.L	Separado	23.432	1.551	24.983	21.486	-	3.497	24.983
Dock Sud S.A.	Separado	105.726	256.881	362.607	52.678	52.732	257.197	362.607
Grupo Enel Argentina	Consolidado	326.191	927.948	1.254.139	185.096	151.167	917.876	1.254.139
Enel Brasil S.A.	Separado	371.174	5.186.673	5.557.847	145.721	376.140	5.035.986	5.557.847
Enel Generación Fortaleza S.A.	Separado	119.719	193.438	313.157	108.806	737	203.614	313.157
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Separado	213.201	98.107	311.308	193.295	3.280	114.733	311.308
EGP Volta Grande	Separado	42.230	345.708	387.938	29.751	185.505	172.682	387.938
Enel Cien S.A.	Separado	113.996	151.707	265.703	13.358	16.240	236.105	265.703
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Separado	6.856	701	7.557	50.954	8.030	(51.427)	7.557
Transportadora de Energía S.A.	Separado	4.914	3.924	8.838	52.590	9.207	(52.959)	8.838
Enel Distribución Ceará S.A.	Separado	629.655	1.624.665	2.254.320	525.921	902.000	826.399	2.254.320
Enel Distribución Rio S.A.	Separado	722.394	1.962.608	2.685.002	910.507	830.069	944.426	2.685.002
Enel Distribución Goiás S.A.	Separado	665.187	2.355.246	3.020.433	795.562	903.997	1.320.874	3.020.433
Enel X Brasil S.A.	Separado	17.886	15.089	32.975	13.676	307	18.992	32.975
Enel Distribuicao Sao Paulo S.A.	Separado	1.701.300	6.062.310	7.763.610	1.474.482	4.310.495	1.978.633	7.763.610
Grupo Enel Brasil	Consolidado	4.211.380	13.471.236	17.682.616	3.919.122	7.528.800	6.234.694	17.682.616
Emgesa S.A. E.S.P.	Separado	251.413	2.524.074	2.775.487	387.804	943.882	1.443.801	2.775.487
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Separado	363.838	1.842.861	2.206.699	545.689	704.527	956.483	2.206.699
Enel Perú, S.A.C.	Separado	37.589	1.403.189	1.440.778	41.359	10.868	1.388.551	1.440.778
Enel Generación Perú S.A.	Separado	361.697	974.784	1.336.481	172.150	259.367	904.964	1.336.481
Chinango S.A.C.	Separado	6.346	153.370	159.716	6.349	38.766	114.601	159.716
Enel Generación Piura S.A.	Separado	75.118	180.365	255.483	64.559	33.669	157.255	255.483
Enel Distribución Perú S.A.	Separado	153.382	1.305.567	1.458.949	272.268	467.924	718.757	1.458.949
Grupo Enel Perú	Consolidado	551.844	2.562.083	3.113.927	482.477	805.168	1.826.282	3.113.927

31-12-2017					
Monto desembolsos MUS$	Monto Activado MUS$	Monto Gasto MUS$	Monto desembolso a futuro MUS$	Fecha estimada desembolso Futuro MUS$	Total desembolsos MUS$
-	-	-	5.727	31-12-2019	5.727
270	-	270	-	31-12-2017	270
314	-	314	-	31-12-2017	314
317	-	317	-	31-12-2017	317
41	-	41	-	31-12-2017	41
311	-	311	-	31-12-2017	311
196	-	196	-	31-12-2017	196
27	-	27	-	-	27
66	-	66	-	-	66
73	-	73	-	-	73
-	-	-	-	-	-
453	-	453	-	-	453
14	-	14	-	-	14
5773	5.773	-	-	-	5.773
110	-	110	-	-	110
5.825	1.261	7.086	6.609	31-12-2027	784
-	-	-	-	-	-
132	625	757	302	31-12-2019	170
13.922	**7.659**	**10.035**	**12.638**	**-**	**14.646**

31-12-2019										
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$
-	-	-	(463)	(463)	8.963	39.714	(2.453)	37.261	(53.938)	(16.677)
213.606	(68.969)	144.637	100.244	59.860	22.628	82.582	(24.642)	57.940	(41.288)	16.652
71.807	(5.957)	65.850	58.055	42.906	59.477	103.800	(21.770)	82.030	(70.096)	11.934
1.346.888	(773.693)	573.195	307.066	211.031	54.470	265.560	(76.548)	189.012	(237.185)	(48.173)
7.497	(950)	6.547	3.599	3.321	(92)	3.229	(1.295)	1.934	(600)	1.334
146.958	(54.326)	92.632	81.806	50.775	12.036	63.132	(1.007)	62.125	(74.649)	(12.524)
285.277	(74.927)	210.350	157.774	102.242	112.784	299.022	(54.044)	244.978	(270.493)	(25.515)
977	(85)	892	(57.320)	(58.076)	(85.784)	88.858	15.025	103.883	(149.216)	(45.333)
309.525	(183.394)	126.131	114.170	99.940	13.389	113.329	(36.130)	77.199	(5.465)	71.734
494.303	(394.776)	99.527	85.746	79.065	(100)	78.965	(25.671)	53.294	2.285	55.579
106.792	(42.895)	63.897	59.632	59.607	(13.583)	46.024	(15.173)	30.851	(844)	30.007
70.295	(967)	69.328	61.376	49.598	19.722	69.320	(39.773)	29.547	(4.600)	24.947
1.142	-	1.142	789	(530)	(10.469)	(10.999)	296	(10.703)	15.634	4.931
1.112	-	1.112	601	(923)	(10.288)	(11.212)	333	(10.879)	16.154	5.275
1.373.202	(991.979)	381.223	224.266	140.695	(18.246)	122.937	(19.875)	103.062	(26.723)	76.339
1.514.836	(1.029.220)	485.616	299.779	163.829	(55.984)	109.105	(37.009)	72.096	(46.182)	25.914
1.544.899	(1.100.077)	444.822	220.030	22.568	(59.708)	(36.744)	11.462	(25.282)	(59.597)	(84.879)
19.359	(6.434)	12.925	(1.373)	(4.677)	(311)	(4.988)	539	(4.449)	(679)	(5.128)
3.720.782	(2.699.108)	1.021.674	638.496	378.591	(100.835)	277.756	460.335	738.091	(412.571)	325.520
8.611.146	(5.906.735)	2.704.411	1.645.516	928.952	(356.940)	574.154	314.359	888.513	(559.512)	329.001
1.246.989	(465.768)	781.221	710.320	637.221	(81.785)	555.672	(180.207)	375.465	7.209	382.674
1.665.318	(962.174)	703.144	556.513	431.004	(58.397)	372.680	(122.066)	250.614	(615)	249.999
11	-	11	(1.155)	(1.155)	(1.473)	127.289	(8)	127.281	27.105	154.386
478.155	(178.102)	300.053	243.359	191.690	(4.886)	200.977	(56.340)	144.637	18.483	163.120
45.030	(5.081)	39.949	34.113	29.868	(723)	29.145	(8.685)	20.460	2.791	23.251
82.155	(27.861)	54.294	44.074	32.902	(317)	32.595	(9.275)	23.320	2.948	26.268
950.350	(619.181)	331.169	257.473	196.436	(22.938)	184.153	(55.649)	128.504	13.065	141.569
1.382.941	(676.173)	706.768	561.494	433.368	(30.553)	413.480	(125.187)	288.293	64.392	352.685

	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
Enel Distribución Goias 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
EGP 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
Inversora Codensa S.A.	Separado	1	-	1	-	-	1	1
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	-	-	-	-	-	-	-

Nota 39 Hechos Posteriores

No se han producido hechos posteriores significativos entre el 1 de enero de 2020 y la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados.

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
480.540	(163.879)	316.661	257.625	209.490	13.325	263.975	(69.105)	194.870	(35.507)	159.363
44.180	(5.215)	38.965	33.910	29.643	(255)	29.388	(8.562)	20.826	(4.445)	16.381
78.012	(25.883)	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

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:

	31-12-2019								
ACTIVOS	Unidad de Fomento MUS$	Peso chileno MUS$	Dólar Estadounidense MUS$	Euro MUS$	Peso colombiano MUS$	Sol peruano MUS$	Peso argentino MUS$	Real brasileño MUS$	Total MUS$
ACTIVOS CORRIENTES									
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	142.874	672.694	83	185.424	188.655	49.848	699.418	1.938.997
Otros activos financieros corrientes	-	114	1.522	-	3.512	232	-	115.003	120.383
Otros activos no financieros corrientes	-	3.811	14.021	-	12.941	44.845	33.746	376.798	486.162
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	839	20.699	-	260.132	145.388	385.814	2.691.585	3.504.457
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	2.552	1.209	3.418	678	3.883	237	4.392	16.369
Inventarios corrientes	-	-	3.095	515	83.152	45.527	27.480	236.470	396.239
Activos por impuestos corrientes	-	9.146	-	-	120	4.752	18.115	75.188	107.321
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	11.326	-	-	-	11.326
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	**-**	**159.336**	**713.240**	**4.016**	**557.285**	**433.282**	**515.240**	**4.198.854**	**6.581.254**
ACTIVOS NO CORRIENTES									
Otros activos financieros no corrientes	-	-	3.139	-	171	-	70	3.046.431	3.049.811
Otros activos no financieros no corrientes	-	3.125	-	-	21.844	16.760	3.354	2.690.807	2.735.890
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	126	79.475	-	42.546	-	229.256	236.554	587.957
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	-	-	-	-	68	779	847
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	-	-	-	1.978	-	1.978
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	-	-	125.795	65.292	30.519	5.306.273	5.527.879
Plusvalía	-	-	524.511	-	5.835	-	4.665	638.032	1.173.043
Propiedades, Planta y Equipo	-	19	241	-	4.174.263	2.479.814	1.888.319	476.581	9.019.237
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	10.254	10.254
Activos por impuestos diferidos	-	1.469	-	-	-	3	25.890	1.060.872	1.088.234
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	**-**	**4.739**	**607.366**	**-**	**4.370.454**	**2.561.869**	**2.184.119**	**13.466.583**	**23.195.130**
TOTAL ACTIVOS	**-**	**164.075**	**1.320.606**	**4.016**	**4.927.739**	**2.995.151**	**2.699.359**	**17.665.437**	**29.776.384**

	31-12-2018								
ACTIVOS	Unidad de Fomento MUS$	Peso chileno MUS$	Dólar Estadounidense MUS$	Euro MUS$	Peso colombiano MUS$	Sol peruano MUS$	Peso argentino MUS$	Real brasileño MUS$	Total MUS$
ACTIVOS CORRIENTES									
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	151.716	513.668	2.436	372.360	129.263	101.207	633.635	1.904.285
Otros activos financieros corrientes	-	102	46.395	-	24.434	-	-	139.462	210.393
Otros activos no financieros corrientes	-	5.544	5.198	-	8.850	46.391	21.088	220.661	307.732
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	956	32.184	-	217.987	116.631	381.858	2.801.406	3.551.022
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	2.111	1.510	2.052	1.203	2.220	476	4.765	14.337
Inventarios corrientes	-	-	5.235	208	57.118	43.532	24.191	209.114	339.398
Activos por impuestos corrientes	-	215	-	-	4	2.282	160	48.333	50.994
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	5.825	-	-	-	5.825
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	**-**	**160.644**	**604.190**	**4.696**	**687.781**	**340.319**	**528.980**	**4.057.376**	**6.383.986**
ACTIVOS NO CORRIENTES									
Otros activos financieros no corrientes	-	-	34.133	-	598	-	14	2.761.730	2.796.475
Otros activos no financieros no corrientes	-	3.414	2.165	-	8.753	-	927	1.125.449	1.140.708
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	58	242.409	-	40.003	-	166.877	457.161	906.508
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	-	-	-	-	108	1.544	1.652
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	-	-	-	2.596	-	2.596
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	-	-	95.095	56.200	22.170	5.653.824	5.827.289
Plusvalía	-	-	-	-	19.245	197.010	26.255	963.060	1.205.570
Propiedades, Planta y Equipo	-	-	43	-	4.050.353	2.345.485	1.854.742	436.204	8.686.827
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	11.708	11.708
Activos por impuestos diferidos	-	-	-	-	1	-	10	433.026	433.037
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	**-**	**3.472**	**278.750**	**-**	**4.214.048**	**2.598.695**	**2.073.699**	**11.843.706**	**21.012.370**
TOTAL ACTIVOS	**-**	**164.116**	**882.940**	**4.696**	**4.901.829**	**2.939.014**	**2.602.679**	**15.901.082**	**27.396.356**

PASIVOS	31-12-2019									
	Unidad de Fomento MUS$	Peso chileno MUS$	Dólar Estadounidense MUS$	Euro MUS$	Peso colombiano MUS$	Sol peruano MUS$	Peso argentino MUS$	Real brasileño MUS$	Otras monedas MUS$	Total MUS$
PASIVOS CORRIENTES										
Otros pasivos financieros corrientes	6.238	1	628.068	5	175.529	61.034	91	619.085	-	1.490.051
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	-	62.073	205.848	13.770	433.753	217.115	418.518	2.568.851	117	3.920.045
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	6.273	211.872	257.476	1.832	1.967	247	14.844	-	494.511
Otras provisiones corrientes	-	561	45.458	-	38.297	11.934	44.825	144.973	4	286.052
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	-	-	108.167	13.739	92.080	6.741	-	220.727
Otros pasivos no financieros corrientes	-	189	4.445	-	27.521	24.218	40.633	223.731	18	320.755
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	3.791	-	-	-	-	3.791
	6238	1095691	788890	596394	139	0	0	0	0	
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	**6.238**	**69.097**	**1.095.691**	**271.251**	**788.890**	**330.007**	**596.394**	**3.578.225**	**139**	**6.735.932**

	Unidad de Fomento MUS$	Peso chileno MUS$	Dólar Estadounidense MUS$	Euro MUS$	Peso colombiano MUS$	Sol peruano MUS$	Peso argentino MUS$	Real brasileño MUS$	Otras monedas MUS$	Total MUS$
PASIVOS NO CORRIENTES										
Otros pasivos financieros no corrientes	9.774	-	1.125.279	-	1.410.597	425.695	7	1.919.106	-	4.890.458
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	7	-	997	10.868	152.240	2.171.885	-	2.335.997
Otras provisiones no corrientes	-	-	-	-	49.659	54.775	23.710	848.183	-	976.327
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	-	-	51.332	254.591	311.503	26.428	-	643.854
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	2.979	-	-	129.507	6.245	14.178	1.683.453	-	1.836.362
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	3.563	-	6.318	24.676	54.162	22.549	-	111.268
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	**9.774**	**2.979**	**1.128.849**	**-**	**1.648.410**	**776.850**	**555.800**	**6.671.604**	**-**	**10.794.266**
TOTAL PASIVOS	**16.012**	**72.076**	**2.224.540**	**271.251**	**2.437.300**	**1.106.857**	**1.152.194**	**10.249.829**	**139**	**17.530.198**

PASIVOS	31-12-2018									
	Unidad de Fomento MUS$	Peso chileno MUS$	Dólar Estadounidense MUS$	Euro MUS$	Peso colombiano MUS$	Sol peruano MUS$	Peso argentino MUS$	Real brasileño MUS$	Otras monedas MUS$	Total MUS$
PASIVOS CORRIENTES										
Otros pasivos financieros corrientes	6.197	-	793.049	-	390.172	101.905	-	356.776	-	1.648.099
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	-	43.723	48.868	147.351	535.180	200.223	679.273	2.461.629	-	4.116.247
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	9.120	1.122	316.215	1.176	985	3.208	2.664.842	-	2.996.668
Otras provisiones corrientes	-	1.164	-	25.516	10.325	59.323	131.594	194.941	-	422.863
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	-	52.340	21.562	13.435	89.622	15.965	-	192.924
Otros pasivos no financieros corrientes	-	192	3.091	-	23.864	28.907	23.704	190.362	-	270.120
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	3.835	-	-	-	-	-	-	-	3.835
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	**6.197**	**58.034**	**846.130**	**541.422**	**982.279**	**404.778**	**927.401**	**5.884.515**	**-**	**9.650.756**

	Unidad de Fomento MUS$	Peso chileno MUS$	Dólar Estadounidense MUS$	Euro MUS$	Peso colombiano MUS$	Sol peruano MUS$	Peso argentino MUS$	Real brasileño MUS$	Otras monedas MUS$	Total MUS$
PASIVOS NO CORRIENTES										
Otros pasivos financieros no corrientes	16.601	-	1.167.679	-	1.428.552	393.142	-	1.615.894	-	4.621.868
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	4.606	-	-	10.460	190.779	727.211	-	933.056
Otras provisiones no corrientes	-	-	-	-	40.340	20.615	23.145	1.279.876	-	1.363.976
Pasivo por impuestos diferidos	-	8.374	-	-	32.623	249.629	244.256	11.188	-	546.070
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	2.613	-	-	123.152	5.130	14.599	1.198.013	-	1.343.507
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	4.149	-	5.892	25.518	64.993	4.671	-	105.223
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	**16.601**	**10.987**	**1.176.434**	**-**	**1.630.559**	**704.494**	**537.772**	**4.836.853**	**-**	**8.913.700**
TOTAL PASIVOS	**22.798**	**69.021**	**2.022.564**	**541.422**	**2.612.838**	**1.109.272**	**1.465.173**	**10.721.368**	**-**	**18.564.456**

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:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	31-12-2019					
	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	1.634.722	569.852	121.125	893.346	3.219.045	122.428
Provisión de deterioro	(6.115)	(18.035)	(25.674)	(592.763)	(642.587)	(22.552)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	1.024.368	-	-	-	1.024.368	494.790
Provisión de deterioro	(96.369)	-	-	-	(96.369)	(6.709)
Total	**2.556.606**	**551.817**	**95.451**	**300.583**	**3.504.457**	**587.957**

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	31-12-2018					
	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**

- Por tipo de cartera:

Tramos de Morosidad	31-12-2019					
	Cartera no repactada		**Cartera repactada**		**Total cartera bruta**	
	Número de clientes	**Monto bruto MUS$**	**Número de clientes**	**Monto bruto MUS$**	**Número de clientes**	**Monto bruto MUS$**
Al día	10.442.984	1.570.017	2.243.270	187.133	12.686.254	1.757.150
Entre 1 y 30 días	10.554.688	367.028	274.004	19.590	10.828.692	386.618
Entre 31 y 60 días	2.891.196	113.544	168.392	11.307	3.059.588	124.851
Entre 61 y 90 días	1.646.411	47.895	145.445	10.488	1.791.856	58.383
Entre 91 y 120 días	1.298.837	36.572	147.648	10.110	1.446.485	46.682
Entre 121 y 150 días	1.071.803	29.595	126.358	8.851	1.198.161	38.446
Entre 151 y 180 días	1.178.308	28.208	116.975	7.789	1.295.283	35.997
Entre 181 y 210 días	844.830	53.458	109.466	7.522	954.296	60.980
Entre 211 y 250 días	586.763	38.692	115.965	7.463	702.728	46.155
Superior a 251 días	12.673.241	702.719	1.560.492	83.492	14.233.733	786.211
Total	**43.189.061**	**2.987.728**	**5.008.015**	**353.745**	**48.197.076**	**3.341.473**

	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**

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

	Saldo al 31-12-2019		Saldo al 31-12-2018	
Cartera protestada y en cobranza judicial	**Número de Clientes**	**Monto MUS$**	Número de Clientes	Monto MUS$
Documentos por cobrar protestados	907.062	111.016	588.962	75.562
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	9.399	44.329	9.838	44.981
Total	**916.461**	**155.345**	**598.800**	**120.543**

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

c) Provisiones y castigos.

	Saldo al	
Provisiones y Castigos	**31-12-2019 MUS$**	31-12-2018 MUS$
Provisión cartera no repactada	107.628	214.062
Provisión cartera repactada	52.617	28.119
Recuperos del período	(995)	(127.510)
Total	**159.250**	**114.671**

d) Número y monto de operaciones.

	Saldo al			
	31-12-2019		31-12-2018	
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	1.261.020	3.887.467	2.083.622	5.122.894
Monto de las operaciones	60.327	159.250	85.139	114.671

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:

Cuentas Comerciales por Cobrar	31-12-2019					
	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	**343.351**	**17.089**	**8.196**	**184**	**856**	**32**
-Grandes Clientes	88.188	16.659	7.975	30	42	28
-Clientes Institucionales	138.566	-	-	-	-	-
-Otros	116.597	430	221	154	814	4
Provisión Deterioro	5.124	(16)	(178)	(30)	(42)	(28)
Servicios no facturados	212.248	-	-	-	-	-
Servicios facturados	131.103	17.089	8.196	184	856	32
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	**1.291.371**	**369.529**	**116.655**	**58.199**	**45.826**	**38.414**
-Clientes Masivos	721.018	258.671	87.270	39.214	31.694	25.209
-Grandes Clientes	415.100	76.194	16.643	8.992	7.701	5.947
-Clientes Institucionales	155.253	34.664	12.742	9.993	6.431	7.258
Provisión Deterioro	(11.239)	(3.769)	(7.136)	(6.906)	(7.310)	(8.266)
Servicios no facturados	554.064	-	-	-	-	-
Servicios facturados	737.307	369.529	116.655	58.199	45.826	38.414
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	1.634.722	386.618	124.851	58.383	46.682	38.446
Total Provisión Deterioro	(6.115)	(3.785)	(7.314)	(6.936)	(7.352)	(8.294)
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	1.628.607	382.833	117.537	51.447	39.330	30.152

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

Cuentas Comerciales por Cobrar	31-12-2018					
	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

31-12-2019						
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$**	**Total No Corriente MUS$**
47	**89**	**629**	**6.354**	**44.283**	**421.110**	**90**
42	-	2	2.973	5	115.944	9
-	-	-	-	-	138.566	-
5	89	627	3.381	44.278	166.600	81
(39)	-	(2)	(2.973)	(11.586)	(9.770)	-
-	-	-	-	-	212.248	-
47	89	629	6.354	44.283	208.862	89
35.950	**60.891**	**45.526**	**97.339**	**638.235**	**2.797.935**	**122.338**
25.146	47.492	31.098	63.599	451.530	1.781.941	34.580
4.194	7.462	5.329	18.712	118.248	684.522	15.956
6.610	5.937	9.099	15.028	68.457	331.472	71.802
(9.989)	(40.989)	(25.358)	(54.280)	(457.575)	(632.817)	(22.552)
-	-	-	-	-	554.064	-
35.950	60.891	45.526	97.339	638.235	2.243.871	122.338
35.997	60.980	46.155	103.693	682.518	3.219.045	122.428
(10.028)	(40.989)	(25.360)	(57.253)	(469.161)	(642.587)	(22.552)
25.969	19.991	20.795	46.440	213.357	2.576.458	99.876

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

- Por tipo de cartera:

Tipos de Cartera	31-12-2019 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$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN						
Cartera no repactada	**291.263**	**17.089**	**8.196**	**184**	**856**	**32**
-Grandes Clientes	88.188	16.659	7.975	30	42	28
-Clientes Institucionales	96.283	-	-	-	-	-
-Otros	106.792	430	221	154	814	4
Cartera repactada	**52.088**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	42.283	-	-	-	-	-
-Otros	9.805	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN						
Cartera no repactada	**1.216.141**	**349.939**	**105.348**	**47.711**	**35.716**	**29.563**
-Clientes Masivos	676.406	244.837	78.862	32.485	25.178	19.480
-Grandes Clientes	402.342	73.848	15.150	7.146	5.982	4.874
-Clientes Institucionales	137.393	31.254	11.336	8.080	4.556	5.209
Cartera repactada	**75.230**	**19.590**	**11.307**	**10.488**	**10.110**	**8.851**
-Clientes Masivos	44.612	13.834	8.409	6.730	6.516	5.730
-Grandes Clientes	12.758	2.346	1.492	1.845	1.719	1.072
-Clientes Institucionales	17.860	3.410	1.406	1.913	1.875	2.049
Total cartera bruta	**1.634.722**	**386.618**	**124.851**	**58.383**	**46.682**	**38.446**

Tipos de Cartera	31-12-2018 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$
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**

31-12-2019						
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$
47	**89**	**629**	**50.592**	**-**	**368.977**	**82**
41	-	2	2.978	-	115.943	-
-	-	-	-	-	96.283	-
6	89	627	47.614	-	156.751	82
-	**-**	**-**	**45**	**-**	**52.133**	**8**
-	-	-	-	-	-	8
-	-	-	-	-	42.283	-
-	-	-	45	-	9.850	-
28.161	**53.369**	**38.063**	**652.127**	**-**	**2.556.138**	**62.531**
19.818	42.643	26.041	460.446	-	1.626.196	9.309
3.200	6.532	4.586	124.871	-	648.531	8.111
5.143	4.194	7.436	66.810	-	281.411	45.111
7.789	**7.522**	**7.463**	**83.447**	**-**	**241.797**	**59.807**
5.328	4.849	5.055	54.682	-	155.745	25.271
994	930	744	12.089	-	35.989	7.845
1.467	1.743	1.664	16.676	-	50.063	26.691
35.997	**60.980**	**46.155**	**786.211**	**-**	**3.219.045**	**122.428**

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**

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			
	31-12-2019		31-12-2018		**31-12-2019**		31-12-2018	
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	131.740	8.820	146.658	8.102	62.526	12.538	57.805	9.113
Total Activo Estimado	**131.740**	**8.820**	**146.658**	**8.102**	**62.526**	**12.538**	**57.805**	**9.113**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	763	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	43.633	13.176	42.348	10.560	37.502	11.837	1.705	8.197
Total Pasivo Estimado	**44.396**	**13.176**	**42.348**	**10.560**	**37.502**	**11.837**	**1.705**	**8.197**

	COLOMBIA				PERU			
	31-12-2019		31-12-2018		**31-12-2019**		31-12-2018	
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	131.876	8.830	161.317	8.911	62.137	12.459	59.474	9.375
Compras de Energía	44.440	13.189	46.581	11.615	37.269	11.763	1.755	8.435

Anexo N°3 Detalle Vencimiento Proveedores

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Américas.

	Saldo al 31-12-2019			
Proveedores con pagos al día	**Bienes MUS$**	**Servicios MUS$**	**Otros MUS$**	**Total MUS$**
Hasta 30 días	181.353	424.827	1.108.119	1.714.299
Entre 31 y 60 días	51.522	167.440	83.664	302.626
Entre 61 y 90 días	6.192	24.320	3.071	33.583
Entre 91 y 120 días	1.088	10.437	3.375	14.900
Entre 121 y 365 días	10.394	5.528	98.859	114.781
Más de 365 días	-	4.318	167.190	171.508
Total	**250.549**	**636.870**	**1.464.278**	**2.351.697**

	Saldo al 31-12-2019			
Detalle de Proveedores	**Bienes MUS$**	**Servicios MUS$**	**Otros MUS$**	**Total MUS$**
Proveedores por compra de energía	92.284	59.014	1.253.815	1.405.113
Proveedores por compra de combustibles y gas	19.102	7.834	-	26.936
Compra de Activos	16.670	381	10.868	27.919
Cuentas por pagar bienes y servicios	124.702	640.508	199.595	964.805
Cuentas por pagar con CAMMESA EDESUR	-	-	-	-
Total	**252.758**	**707.737**	**1.464.278**	**2.424.773**

ARGENTINA				BRASIL				TOTAL			
31-12-2019		31-12-2018		**31-12-2019**		31-12-2018		**31-12-2019**		31-12-2018	
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$
-	-	-	-	2.452	15	2.371	18	2.452	15	2.371	18
110.830	-	194.943	11	475.319	6.531	606.356	8.090	780.415	27.889	1.005.762	25.316
110.830	**-**	**194.943**	**11**	**477.771**	**6.546**	**608.727**	**8.108**	**782.867**	**27.904**	**1.008.133**	**25.334**
-	-	-	-	12.957	519	11.614	123	13.720	519	11.614	123
55.194	-	52.548	-	697.292	159.478	597.734	109.496	833.621	184.491	694.335	128.253
55.194	**-**	**52.548**	**-**	**710.249**	**159.997**	**609.348**	**109.619**	**847.341**	**185.010**	**705.949**	**128.376**

ARGENTINA				BRASIL				TOTAL			
31-12-2019		31-12-2018		**31-12-2019**		31-12-2018		**31-12-2019**		31-12-2018	
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$
121.961	-	212.807	11	487.525	6.814	646.671	8.602	803.499	28.103	1.080.269	26.899
55.194	-	52.548	-	727.249	163.126	647.326	116.450	864.152	188.078	748.210	136.500

Saldo al 31-12-2018			
Bienes MUS$	Servicios MUS$	Otros MUS$	Total MUS$
155.973	434.459	1.026.490	1.616.922
52.423	182.756	143.397	378.576
13.428	32.421	26.195	72.044
4.111	6.679	10.815	21.605
469	5.715	82.893	89.077
4.606	11.889	205.251	221.746
231.010	**673.919**	**1.495.041**	**2.399.970**

Saldo al 31-12-2018			
Bienes MUS$	Servicios MUS$	Otros MUS$	Total MUS$
		1.264.284	1.264.284
		19.296	19.296
124.523			124.523
109.576	708.456	102.331	920.363
		257.715	257.715
234.099	**708.456**	**1.643.626**	**2.586.181**

Proveedores con plazos vencidos	Saldo al 31-12-2019			
	Bienes MUS$	Servicios MUS$	Otros MUS$	Total MUS$
Hasta 30 días	2.209	70.595	-	72.804
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-
Más de 365 días	-	272	-	272
Total	**2.209**	**70.867**	**-**	**73.076**

	Saldo al 31-12-2018			
	Bienes MUS$	Servicios MUS$	Otros MUS$	Total MUS$
	3.089	34.104	-	37.193
	-	-	-	-
	-	-	-	-
	-	-	-	-
	-	-	-	-
	-	433	148.585	149.018
	3.089	**34.537**	**148.585**	**186.211**

BRIGHTER

23. ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

- Los ingresos mostraron un aumento de un 10,2% comparado con el año anterior llegando a US$ 14.314 millones, explicado principalmente por mayores ingresos operacionales en Brasil y en menor medida en Perú, y a un impacto positivo extraordinario en Argentina por el acuerdo suscrito entre Edesur y el Estado Nacional argentino, que puso fin a los reclamos recíprocos pendientes originados en el periodo 2006-2016.

- El EBITDA aumentó en 19% alcanzando los US$ 3.994 millones, explicado principalmente por mejores resultados en Brasil, producto de la incorporación de Enel Distribución Sao Paulo en junio de 2018 y al impacto de su revisión tarifaria que entró en vigor en julio de 2019. A esto se suma el efecto extraordinario en Edesur que tuvo un impacto de US$ 203 millones.

	EBITDA		
	31 de Diciembre		
	2019	2018	Variación
País	(cifras en millones de US$)		%
Argentina	552	396	39,3
Brasil	1.644	1.200	37,0
Colombia	1.267	1.230	3,0
Perú	561	564	(0,4)
Enel Américas (*)	**3.994**	**3.358**	**19,0**

- El Resultado de Explotación (EBIT) aumentó en 13,7%, llegando a US$ 2.769 millones, explicado por un aumento en EBITDA, compensado parcialmente por un aumento en depreciaciones y amortizaciones, debido principalmente a la incorporación de Enel Distribución Sao Paulo y al deterioro de cuentas por cobrar al Estado de Goias en nuestra filial Enel Distribución Goias.

- El Resultado Neto atribuible a la sociedad dominante llegó a US$ 1.614 millones, un 34,4% más que el 2018. Este resultado incluye un efecto extraordinario de US$ 553 millones por impuestos diferidos producto de la fusión de Enel Distribución Sao Paulo con Enel Sudeste.

- La deuda financiera neta alcanzó los US$ 4.350 millones, un 35% menos que al cierre de 2018, explicado principalmente por el pago de la deuda que tenía Enel Brasil producto de la compra de Enel Distribución Sao Paulo, pago que fue realizado con parte de los fondos recaudados por el aumento de capital de Enel Américas.

- El CAPEX del período ascendió a US$ 1.647 millones, un 4,8% menos que el año anterior, principalmente por mayores inversiones en 2018 por revisiones tarifarias en Brasil y por inundaciones en Perú. Esto fue parcialmente compensado por un aceleramiento del CAPEX en Enel Goiás.

RESUMEN POR NEGOCIO

Generación

El negocio de generación mostró un aumento en EBITDA de 6,4% comparado con el año anterior, llegando a US$ 1.598 millones. Esto se explica por un mejor desempeño en Brasil, explicado por Fortaleza, y por un mejor resultado en Argentina, lo cual fue parcialmente compensado por el impacto negativo de devaluación de las monedas.

Información Física

	2018	2019	Variación
Total Ventas (GWh)	65.329	72.553	11,1%
Total Generación (GWh)	39.863	41.760	4,8%

Distribución

En distribución, el EBITDA fue un 29,0% superior al 2018, llegando a US$ 2.504 millones, explicado principalmente por Brasil, fundamentalmente por la consolidación de Enel Distribución Sao Paulo desde junio de 2018 y al impacto positivo derivado de su revisión tarifaria aplicada en julio de 2019, y al acuerdo suscrito por Edesur con el Estado Nacional argentino, que generó otros ingresos operacionales por US$ 203 millones. Esto fue parcialmente compensado por el impacto negativo producto de la devaluación de las monedas, principalmente en Argentina. El número de clientes consolidado mostró un aumento de 149.339 mientras que las ventas físicas crecieron un 18,9 %, explicado principalmente por la plena consolidación de Enel Distribución Sao Paulo.

Información Física

	2018	2019	Variación
Total Ventas (GWh)	100.927	119.998	18,9%
Número de clientes	24.535.160	24.684.500	0,6%

RESUMEN FINANCIERO

- La liquidez disponible, ha continuado en una sólida posición, como se observa a continuación:

- Caja y caja equivalente US$ 1.939 millones
- Caja y caja equiv. + colocaciones a más de 90 días US$ 2.002 millones
- Líneas de crédito comprometidas disponibles US$ 925 millones

- La tasa de interés nominal promedio en diciembre 2019 disminuyó hasta 7,1% desde 7,3% del mismo periodo del año anterior, influenciado principalmente por un menor costo de la deuda en Brasil, mejores condiciones de tasas en el refinanciamiento de deudas en Colombia y una reducción de la toma de deuda asociada al IPC en un período que aumentó la inflación en Colombia.

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, el Grupo Enel Américas tiene contratados cross currency swaps por US$ 636 millones y forwards por US$ 156 millones.

- A fin de reducir la volatilidad en los estados financieros debido a cambios en la tasa de interés, El Grupo Enel Américas mantiene un adecuado balance en la estructura de deuda. Para lo anterior, tenemos contratados swaps de Tasa de Interés, por US$ 198 millones.

I. CAMBIOS DE PERIMETRO

En abril de 2018 nuestra filial Enel Brasil S.A., a través de su vehículo Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. (Enel Sudeste) 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 ~ US$ 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 hastael 95,88% de la compañía.

Con fecha 3 de diciembre de 2018, Eletropaulo pasó a denominarse comercialmente Enel Distribución Sao Paulo.

Con fecha 6 de noviembre de 2019, se perfeccionó la fusión inversa de Enel Sudeste y Enel Distribución Sao Paulo, siendo esta última la continuadora legal.

Con fecha 25 de noviembre de 2019, Enel Brasil aumentó un 1,5% de participación sobre la propiedad de Enel Distribución Sao Paulo, adquiriendo 2.959.302 acciones adicionales y alcanzando el 97,38% de su propiedad.

Con fecha 26 de noviembre de 2019, la asamblea general de accionistas de Enel Distribución Sao Paulo aprobó el rescate del saldo de 5.174.050 de las acciones en circulación de dicha compañía, equivalentes al 2,62%. Con lo anterior, la participación de Enel Brasil en Enel Distribución Sao Paulo se incrementó al 100%.

El impacto de esta operación, más otros antecedentes relacionados con esta adquisición, se detallan en la Nota 6.2. de los estados financieros consolidados de Enel Américas al 31 de diciembre de 2019.

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 (NIC 29). 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 fueron 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 de nuestras subsidiarias Argentina, fueron convertidos al tipo de cambio de cierre (Arg/US) al 31 de diciembre de 2019 y 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.

Para mayor información ver Nota N° 7 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. Prácticamente todos los ingresos y flujos de efectivo provienen de las operaciones de nuestras filiales y asociadas en estos cuatro países.

(*) 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.

Los siguientes cuadros muestran algunos indicadores claves al 31 de diciembre de 2019 y 2018, de las entidades que operan en Argentina, Brasil, Colombia y Perú.

Segmento de Negocio Generación y Transmisión

Empresa	Mercados en que participa	Ventas de Energía (GWh)		Participación de mercado %	
		2019	2018	**2019**	2018
Enel Generación Costanera S.A.	SIN Argentina	6.210	7.101	4,8%	5,3%
Enel Generación El Chocón S.A.	SIN Argentina	2.528	2.901	2,0%	2,2%
Central Dock Sud	SIN Argentina	4.238	3.951	3,3%	3,0%
Enel Generación Perú S.A. (Edegel)	SICN Peru	10.541	9.994	19,9%	19,7%
Enel Generación Piura S.A. (Piura)	SICN Peru	658	603	1,2%	1,2%
Emgesa S.A.	SIN Colombia	18.376	18.544	25,5%	26,8%
EGP Cachoeira Dourada S.A.	SICN Brasil	22.890	18.098	4,7%	3,8%
Enel Generación Fortaleza S.A.	SICN Brasil	4.742	2.763	1,0%	0,6%
EGP Volta Grande S.A.	SICN Brasil	2.370	1.376	0,5%	0,3%
Total		**72.553**	**65.329**		

Segmento de Negocio Distribución

Empresa	Ventas de Energía (GWh) (*)		Pérdidas de energía (%)		Clientes (miles)		Clientes/Empleados	
	2019	2018	**2019**	2018	**2019**	2018	**2019**	2018
Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur)	16.798	17.548	15,5%	14,2%	2.490	2.530	709	673
Enel Distribución Perú S.A. (Edelnor)	8.211	8.045	8,2%	8,1%	1.434	1.423	2.414	2.424
Enel Distribución Río S.A.	11.089	11.019	22,5%	21,0%	2.867	2.959	2.968	3.051
Enel Distribución Ceará S.A.	12.186	11.843	14,0%	13,9%	3.924	3.933	3.510	3.472
Enel Distribución Goiás S.A.	14.259	13.755	12,3%	11,6%	3.114	3.027	2.783	2.757
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	43.148	24.693	9,6%	9,5%	7.328	7.224	1.130	993
Codensa S.A.	14.307	14.024	7,7%	7,7%	3.527	3.439	2.345	2.243
Total	**119.998**	**100.927**	**12,8%**	**12,3%**	**24.685**	**24.535**	**1.529**	**1.500**

(*) Se incluye las ventas a clientes finales y peajes.

El siguiente cuadro muestra los ingresos por ventas de energía por segmento de negocio, categoría de clientes, y por país al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

INGRESOS POR VENTAS DE ENERGÍA

Generación y Distribución
(millones de US$)

PAIS	Argentina		Brasil		Colombia		Peru		Total Segmentos		Estructura y ajustes		Total General	
	dic-19	dic-18	**dic-19**	dic-18	**dic-19**	dic-18	**dic-19**	dic-18	**dic-19**	dic-18	**dic-19**	dic-18	**dic-19**	dic-18
Ingresos por ventas de energía														
Generación	**413**	**314**	**691**	**760**	**1.214**	**1.220**	**566**	**521**	**2.884**	**2.815**	**(794)**	**(692)**	**2.090**	**2.123**
Clientes Regulados	-	12	127	345	669	705	306	280	1.102	1.342	(652)	(692)	450	650
Clientes no Regulados	-	-	539	332	417	443	232	214	1.188	989	(142)	-	1.046	989
Ventas de Mercado Spot	200	302	17	83	128	72	19	7	364	464	-	-	364	464
Otros Clientes	213	-	8	-	-	-	9	20	230	20	-	-	230	20
Distribución	**1.023**	**1.131**	**6.440**	**5.396**	**1.367**	**1.423**	**904**	**856**	**9.734**	**8.806**	**(27)**	**-**	**9.707**	**8.806**
Residenciales	455	474	3.652	2.816	767	749	481	447	5.355	4.486	(27)	-	5.328	4.486
Comerciales	374	338	1.597	1.433	363	358	105	109	2.439	2.238	-	-	2.439	2.238
Industriales	81	174	530	429	144	147	172	164	927	914	-	-	927	914
Otros Consumidores	113	145	661	718	93	169	146	136	1.013	1.168	-	-	1.013	1.168
Eliminación intercompañías de distinta Línea de negocio	-	-	(327)	(291)	(330)	(255)	(164)	(146)	(821)	(692)	821	692	-	-
Ingresos por Ventas de Energía	**1.436**	**1.445**	**6.804**	**5.865**	**2.251**	**2.388**	**1.306**	**1.231**	**11.797**	**10.929**	**-**	**-**	**11.797**	**10.929**
variación en millones de US$ y %.	**(9)**	**0,6%**	**939**	**16,0%**	**(137)**	**(5,7%)**	**75**	**6,1%**	**868**	**7,9%**	**-**		**868**	**7,9%**

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 al 31 de diciembre de 2019, fue de US$ 1.614 millones, lo que representa un aumento de un 34,4% con respecto al resultado de US$ 1.201 millones registrado el año anterior.

A continuación, se presenta información comparativa de cada ítem de los estados de resultados, para los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019 y 2018:

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	31-12-2019	31-12-2018	Variación	Variación
	(cifras en millones de US$)			%
Ingresos	**14.314**	**12.990**	**1.324**	**10,2%**
Ingresos de actividades ordinarias	13.053	11.925	1.128	9,5%
Otros ingresos de explotación	1.261	1.065	196	18,4%
Materias Primas y Consumibles Utilizados	**(8.541)**	**(7.949)**	**(592)**	**(7,4%)**
Compras de energía	(6.097)	(5.655)	(442)	(7,8%)
Consumo de combustible	(277)	(227)	(50)	(22,2%)
Gastos de transporte	(1.111)	(944)	(166)	(17,6%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(1.056)	(1.123)	66	6,0%
Margen de Contribución	**5.773**	**5.041**	**732**	**14,5%**
Gastos de personal	(628)	(662)	34	5,2%
Otros gastos por naturaleza	(1.151)	(1.021)	(130)	(12,7%)
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	**3.994**	**3.358**	**636**	**19,0%**
Depreciación y amortización	(948)	(862)	(86)	(10,0%)
Pérdidas por Deterioro (Reversiones)	2	62	(60)	96,6%
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(279)	(123)	(157)	(127,9%)
Resultado de Explotación (EBIT)	**2.769**	**2.435**	**334**	**13,7%**
Resultado Financiero	**(377)**	**(333)**	**(44)**	**(13,2%)**
Ingresos financieros	450	358	92	25,6%
Gastos financieros	(1.088)	(1.072)	(16)	(1,5%)
Resultados por unidades de reajuste (Hiperinflación Argentina)	124	270	(146)	54,0%
Diferencia de cambio	137	111	26	(23,8%)
Otros Resultados distintos de la operación	**14**	**3**	**11**	**366,7%**
Otras Ganancias (pérdidas)	14	-	14	100,0%
Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación	-	3	(3)	(100,0%)
Resultado Antes de Impuestos	**2.406**	**2.105**	**301**	**14,3%**
Impuesto sobre sociedades	(236)	(438)	202	46,1%
Resultado después de impuestos de las actividades continuadas	**2.170**	**1.667**	**503**	**30,2%**
Resultado del Período	**2.170**	**1.667**	**503**	**30,2%**
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	**1.614**	**1.201**	**413**	**34,4%**
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	556	466	90	19,3%
Utilidad por acción USD(*)	**0,02465**	**0,02091**	**0,00374**	**17,9%**

(*) Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, el número promedio de acciones ordinarias en circulación ascendió a 65.480.640.658 y 57.452.641.516 respectivamente.

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:

Detalle efecto Hiperinflación en Argentina

(En millones de dólares - MUS$)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS Ganancia (pérdida)	**31-12-2019 Proforma Enel Américas sin hiperinflación MMUS$ (i)**	Efecto Aplicación NIC 29 MMUS$ (ii)	Efecto Aplicación NIC 21 MMUS$ (iii)	Ajustes MMUS$ (iv)	**31-12-2019 Enel Américas reportado MMUS$ (v)**
Ingresos de actividades ordinarias	13.063	285	(295)	(10)	13.053
Otros ingresos, por naturaleza	1.259	61	(59)	2	1.261
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	**14.322**	**346**	**(354)**	**(8)**	**14.314**
Materias primas y consumibles utilizados	(8.539)	(180)	178	(2)	(8.541)
Margen de Contribución	**5.783**	**166**	**(176)**	**(10)**	**5.773**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	183	8	(10)	(2)	182
Gastos por beneficios a los empleados	(815)	(36)	41	5	(810)
Gasto por depreciación y amortización	(886)	(78)	16	(62)	(948)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	13	(9)	(2)	(11)	2
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(290)	-	10	10	(279)
Otros gastos por naturaleza	(1.163)	(25)	37	12	(1.151)
Resultado de Explotación	**2.825**	**27**	**(84)**	**(56)**	**2.769**
EBITDA	**3.988**	**114**	**(108)**	**6**	**3.994**
Otras ganancias (pérdidas)	15	(0)	(0)	(0)	14
Ingresos financieros	463	14	(27)	(13)	450
Costos financieros	(1.095)	(33)	39	6	(1.089)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	1	-	(0)	(0)	1
Diferencias de cambio	137	21	(20)	0	137
Resultado por unidades de reajuste	-	124	-	124	124
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	**2.345**	**153**	**(93)**	**61**	**2.406**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(208)	(49)	21	(28)	(236)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**2.138**	**104**	**(72)**	**32**	**2.170**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	**2.138**	**104**	**(72)**	**32**	**2.170**
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	1.547	106	(39)	67	1.614
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	590	(2)	(33)	(35)	556
GANANCIA (PÉRDIDA)	**2.138**	**104**	**(72)**	**32**	**2.170**

(i) Refleja cuál habría sido el resultado consolidado de Enel Américas al 31 de diciembre de 2019, en caso que la economía argentina no se hubiese 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 2019.

EBITDA:

El EBITDA para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2019 fue de US$ 3.994 millones, lo que presenta un aumento de US$ 636 millones, equivalente a un incremento de un 19%, con respecto al EBITDA de US$ 3.358 millones por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018.

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 2019 y 2018, se presentan a continuación:

EBITDA ACTIVIDADES CONTINUADAS POR SEGMENTO DE NEGOCIOS

	Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de			
	2019	2018	Variación	Variación
	(Cifras en millones de US$)			%
Generación y Transmisión:				
Argentina	436	328	108	33,2
Brasil	778	854	(76)	(8,9)
Colombia	1.247	1.259	(12)	(1,0)
Perú	596	596	0	0,0
Ingresos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	**3.057**	**3.037**	**20**	**0,7**
Distribución:				
Argentina	1.347	1.190	157	13,2
Brasil	8.154	6.922	1.232	17,8
Colombia	1.665	1.714	(49)	(2,83)
Perú	950	913	37	4,10
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución	**12.116**	**10.739**	**1.377**	**12,8**
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(859)	(786)	(73)	9,3
Total Ingresos de Explotación Consolidados Enel Américas	**14.314**	**12.990**	**1.324**	**10,2**
Generación y Transmisión:				
Argentina	(130)	(40)	(90)	(223,6)
Brasil	(419)	(575)	156	27,3
Colombia	(466)	(478)	12	2,6
Perú	(204)	(188)	(16)	(8,6)
Costos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	**(1.219)**	**(1.281)**	**62**	**4,8**
Distribución:				
Argentina	(774)	(729)	(45)	(6,1)
Brasil	(5.820)	(5.084)	(736)	(14,5)
Colombia	(962)	(1.033)	71	6,9
Perú	(619)	(611)	(8)	(1,4)
Costos de Explotación Segmento de Distribución	**(8.175)**	**(7.457)**	**(718)**	**(9,6)**
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	853	789	64	(8,1)
Total Costos de Explotación Consolidados Enel Américas	**(8.541)**	**(7.949)**	**(592)**	**7,4**
Generación y Transmisión:				
Argentina	(33)	(41)	8	18,0
Brasil	(16)	(16)	0	0,3
Colombia	(29)	(28)	(1)	(1,9)
Perú	(26)	(28)	2	5,0
Gastos de Personal Segmento de Generación y Transmisión	**(104)**	**(113)**	**9**	**8,1**
Distribución:				
Argentina	(119)	(171)	51	30,3
Brasil	(312)	(287)	(25)	(8,8)
Colombia	(42)	(42)	0	0,8
Perú	(27)	(26)	0	(2,8)
Gastos de Personal Segmento de Distribución	**(500)**	**(526)**	**26**	**5,0**
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(24)	(23)	(1)	(4,8)
Total Gastos de Personal Consolidados Enel Américas	**(628)**	**(662)**	**34**	**5,2**

	Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de			
	2019	2018	Variación	Variación
	(Cifras en millones de US$)			%
Generación y Transmisión:				
Argentina	(28)	(29)	1	2,5
Brasil	(22)	(20)	(2)	12,7
Colombia	(42)	(46)	4	8,1
Perú	(44)	(45)	1	3,0
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Generación y Transmisión	**(137)**	**(140)**	**4**	**2,3**
Distribución:				
Argentina	(147)	(111)	(36)	(32,7)
Brasil	(639)	(545)	(94)	(17,2)
Colombia	(105)	(116)	11	9,8
Perú	(47)	(44)	(3)	(6,5)
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Distribución	**(938)**	**(816)**	**(122)**	**(14,9)**
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(77)	(65)	(12)	(18,1)
Total Otros Gastos por Naturaleza Consolidados Enel Américas	**(1.151)**	**(1.021)**	**(130)**	**(12,7)**
EBITDA				
Generación y Transmisión:				
Argentina	245	218	27	12,5
Brasil	321	243	78	32,2
Colombia	710	707	3	0,4
Perú	322	335	(13)	(3,9)
EBITDA Segmento de Generación y Transmisión	**1.598**	**1.503**	**95**	**6,4**
Distribución:				
Argentina	307	179	128	71,4
Brasil	1.383	1.006	377	37,4
Colombia	557	523	34	6,4
Perú	257	232	25	10,9
EBITDA Segmento de Distribución	**2.504**	**1.940**	**564**	**29,0**
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(108)	(85)	(23)	(27,2)
Total EBITDA Consolidado Enel Américas	**3.994**	**3.358**	**636**	**19,0**

EBITDA SEGMENTO DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN:

Argentina

El EBITDA de nuestras filiales de generación en Argentina alcanzó los US$ 245 millones a diciembre de 2019, lo que representa un aumento de US$ 27 millones respecto del año anterior. Las principales variables, por filial, que explican este aumento en los resultados del período 2019, se describen a continuación:

Enel Generación Costanera S.A.: (Menor EBITDA de US$ 3 millones debido principalmente a los efectos de conversión del peso argentino respecto del dólar estadounidense)

Los ingresos de explotación de Enel Generación Costanera aumentaron en US$ 51 millones, o 31,1%, a diciembre 2019 respecto del año anterior. Este aumento se explica por mayores ingresos de US$ 94 millones, principalmente explicados por la alta indexación de las ventas a la evolución del dólar estadounidense, a pesar de las menores ventas físicas de periodo (-891 GWh) y por los efectos de la gestión propia de Combustible. Además, se generaron US$ 27 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 US$ 70 millones, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense.

Los costos de explotación aumentaron en US$ 54 millones y se explican principalmente por mayores consumos de gas por US$ 36 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 desde diciembre de 2018 es realizada por las propias compañías de generación, mayores costos de terceros asociados a la gestión de compra de combustible por US$ 1 millón, mayores costos en otros aprovisionamientos variables y servicios asociados al incremento de la producción por US$ 6 millones y por mayores costos por US$ 17 millones por la actualización por IPC a los mismos desde la fecha de su devengo, originados por la aplicación de NIC 29 en Argentina. Lo anterior compensado por US$ 6 millones producto de la devaluación del peso argentino.

Los gastos de personal disminuyeron en US$ 6 millones y se explican principalmente por menores costos por US$ 12 millones, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense. Lo anterior parcialmente compensado con aumento de salarios por US$ 5 millones, explicados principalmente por el reconocimiento de la inflación y por mayores costos por US$ 1 millón por la actualización por IPC a los mismos desde la fecha de su devengo, originados por la aplicación de NIC 29 en Argentina.

Los gastos por naturaleza aumentaron en US$ 6 millones y se explican por mayores costos por US$ 11 millones principalmente por servicios técnicos por US$ 5 millones, mayores consumos de materiales por US$ 2 millones y castigos obras en curso por US$ 3 millones. Lo anterior compensado por US$ 5 millones producto de la devaluación del peso argentino.

Enel Generación El Chocón: (Mayor EBITDA de US$ 5 millones principalmente por mayores ingresos producto de la alta indexación de las ventas al dólar estadounidense)

Los ingresos de explotación de aumentaron en US$ 5 millones respecto del año anterior, principalmente por (i) mayores ingresos por US$ 28 millones explicados por la alta indexación de las ventas a la evolución del dólar estadounidense, a pesar de las menores ventas físicas del período (-373 GWh), y por los efectos de la gestión propia de combustible y (ii) US$ 5 millones de mayores ingresos por la actualización por IPC a los mismos desde la fecha de su devengo, originados por la aplicación de NIC 29 en Argentina.

Lo anterior fue parcialmente compensado por menores ingresos de conversión por US$ 29 millones, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

Los costos de Explotación. aumentaron en US$ 1 millón, principalmente por mayores costos por US$ 2 millones que se cancelan a la provincia de Neuquén, por el aprovechamiento aguas, compensado con la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

Los gastos de personal se mantienen en línea respecto del año anterior.

Los otros gastos por naturaleza disminuyeron en US$ 1 millón, principalmente producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

Central Dock Sud: (Mayor EBITDA de US$ 23 millones debido principalmente a la alta indexación de las ventas al dólar estadounidense y mayores ventas físicas)

Los ingresos de explotación aumentaron en US$ 52 millones, o 55,1%, a diciembre de 2019 respecto del año anterior, lo que se explica por (i) US$ 73 millones de mayores ingresos, producto de la alta indexación de las ventas a la evolución del dólar estadounidense, por mayores ventas físicas de periodo (+287 GWh), producto de mantenimientos que se efectuaron en la turbina de gas TG-10 principalmente en 2018, y por los efectos de la gestión propia de combustible (ii) US$ 7 millones de mayores ingresos por la actualización por IPC a los mismos desde la fecha de su devengo, originados por la aplicación de NIC 29 en Argentina y (iii) mayores ingresos por US$11 millones por reconocimiento de siniestro turbina TG-09.

Lo anterior fue parcialmente compensado por US$ 39 millones de menores ingresos, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

Los costos de explotación aumentaron en US$ 33 millones respecto del año anterior, explicado principalmente por mayores gastos por consumo de gas por US$ 30 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 desde diciembre de 2018 es realizada por las propias compañías de generación, mayores gastos por transporte de gas por US$ 3 millones y mayores costos por US$ 9 millones por la actualización por IPC a los mismos desde la fecha de su devengo, originados por la aplicación de NIC 29 en Argentina. Lo anterior fue parcialmente compensado por menores costos producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense por US$ 9 millones.

Los gastos de personal disminuyeron en US$ 1 millón, principalmente por efecto de conversión originado por la devaluación del peso argentino.

Los otros gastos por naturaleza disminuyeron en US$ 3 millones y se explican principalmente por el efecto de conversión originado por la devaluación del peso argentino.

Enel Trading Argentina: (mayor EBITDA de US$ 2 millones debido principalmente a mayores servicios de comercialización por US$ 4 millones compensado con US$ 2 millones debido a los efectos de conversión por la devaluación del peso argentino).

Brasil

El EBITDA de nuestras filiales de generación y transmisión en Brasil alcanzó los US$ 321 millones a diciembre 2019, lo que representa un aumento de US$ 78 millones con respecto al año anterior. Las principales variables, por filial, que explican este aumento en los resultados a diciembre de 2019, se describen a continuación:

EGP Cachoeira Dourada S.A.: (Menor EBITDA de US$ 23 millones principalmente por efectos de la devaluación del real brasileño)

Los ingresos de explotación disminuyeron en US$ 46 millones, o 8,5%, a diciembre de 2019. La disminución se explica principalmente por US$ 40 millones de menores ingresos, producto de la devaluación de un 8,1% del real brasileño en relación con el dólar estadounidense. Adicionalmente, los ingresos disminuyeron en US$ 6 millones, producto de un efecto neto derivado de menores precios regulados y a pesar de las mayores ventas físicas de energía de (+4.792 GWh), por un mayor nivel de comercialización con clientes regulados.

Los costos de explotación disminuyeron en US$ 23 millones, o 5,4%, a diciembre de 2019, principalmente explicados por US$ 30 millones por menor efecto de conversión debido a la devaluación del real brasileño, compensado por un aumento de US$ 7 millones por mayores compras de energía (+4.287 GWh).

Los gastos de personal se mantuvieron en línea respecto del año anterior.

Los otros gastos por naturaleza se mantuvieron en línea respecto del año anterior.

Enel Generación Fortaleza: (Mayor EBITDA de US$ 121 millones debido principalmente por mayores ventas de energía).

Los ingresos de explotación de Enel Generación Fortaleza aumentaron en US$ 98 millones, principalmente por mayores ventas de energía (+1.979 GWh.) por US$ 109 millones, destinadas fundamentalmente a cubrir la demanda del período. Lo anterior fue parcialmente compensado por menores efectos de conversión por US$ 15 millones, debido a la devaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense.

Los costos de explotación disminuyeron en US$ 24 millones, principalmente por menor compra de energía por US$ 51 millones, principalmente por menores precios medios a pesar de las mayores compras físicas por (+1.388 GWh.) y menores costos por la revaluación del real brasileño en relación con el dólar estadounidense por US$ 14 millones. Lo anterior fue parcialmente compensado por un mayor consumo de gas por US$ 42 millones, como consecuencia de la restitución del suministro por parte de Petrobras.

Los gastos de personal se mantuvieron en línea respecto del año anterior.

Los otros gastos por naturaleza aumentaron en un US$ 1 millón, principalmente por gastos legales.

Enel Cien S.A.: menor EBITDA de US$ 11 millones debido principalmente a menores efectos de conversión debido a la devaluación de un 8,1% del real brasileño respecto del dólar estadounidense y menores ingresos de transmisión.

Enel Green Power Volta Grande (Menor EBITDA de US$ 9 millones principalmente por mayores compras de energía y efectos de la devaluación del real respecto del dólar estadounidense)

El EBITDA de Enel Green Power Volta Grande alcanzó los US$ 60 millones a diciembre de 2019, lo que representa una disminución de US$ 9 millones respecto al año anterior. Las principales variables que explican esta disminución en los resultados en el año 2019, se describen a continuación:

Los ingresos de explotación aumentaron en US$ 25 millones y se explican fundamentalmente mayores ventas de energía por US$ 31 millones, correspondientes a (+994 GWh). Lo anterior fue parcialmente compensado por menores efectos de conversión por US$ 6 millones, debido a la devaluación real brasileño respecto del dólar estadounidense.

Los costos de explotación aumentaron en US$ 32 millones, debido principalmente a mayores compras de energía (+554 GWh), para cubrir la demanda.

Los gastos de personal aumentaron en US$ 1 millón, se mantuvieron en línea respecto del año anterior.
Los otros gastos por naturaleza aumentaron US$ 1 millón, se mantuvieron en línea respecto del año anterior.

Colombia

El EBITDA de nuestra filial de generación en Colombia alcanzó los US$ 710 millones a diciembre de 2019, lo que representa un aumento de US$ 3 millones con respecto al año anterior. Las principales variables que explican esta situación, se describen a continuación:

Emgesa S.A.: (mayor EBITDA US$ 3 millones principalmente por incremento de tarifas)

Los ingresos de explotación de Emgesa disminuyeron en US$ 13 millones o un 1% a diciembre de 2019. Esta disminución se explica principalmente por (i) menores ingreso por US$ 22 millones debido a menores ventas físicas (- 168 GWh), (ii) menores ingresos por US$ 9 millones correspondientes a indemnizaciones y lucro cesante reconocidos en 2018, por siniestros en Túnel Chivor que afectó la Central Guavio, y (iii) disminución de US$ 126 millones en efectos de conversión, debido a la devaluación de un 11,1% del peso colombiano en relación con el dólar estadounidense. Lo anterior fue parcialmente compensado con un aumento en los ingresos por US$ 137 millones por incremento en tarifa y US$ 7 millones por mayores ventas de gas.

Los costos de explotación disminuyeron en US$ 12 millones, y se explica principalmente por un menor efecto de conversión por US$ 48 millones, debido a la devaluación peso colombiano. Lo anterior fue parcialmente compensado por (i) mayores compras de energía de US$ 37 millones, como consecuencia de un aumento en los costos por US$ 82 millones por mayor precio de compra, compensado por US$ 45 millones por menores compras físicas (- 1.122 GWh) en el mercado spot.

Los gastos de personal se mantuvieron en línea respecto del año anterior.

Los otros gastos por naturaleza disminuyeron en US$ 4 millones, explicado principalmente por un menor efecto de conversión, debido a la devaluación peso colombiano.

Perú

El EBITDA de nuestras filiales de generación en Perú alcanzó los US$ 322 millones a diciembre de 2019, lo que representa una disminución de US$ 13 millones respecto del año anterior. Las principales variables, por filial, que explican esta disminución en el año 2019, se describen a continuación:

Enel Generación Perú S.A.: (menor EBITDA por US$ 14 millones principalmente por menores ingresos por peajes y menos ingresos por siniestros).

Los ingresos de explotación disminuyeron en US$ 2 millones, o 0,5% a diciembre de 2019. Esta disminución se explica principalmente por (i) menores ingresos de peajes por facturación extraordinaria a clientes libres realizada en 2018 por US$ 16 millones, fundamentalmente explicada por un acuerdo con Cajamarquilla para resolver un litigio, (ii), menores ingresos por US$ 33 millones, por provisiones reconocidas en 2018 relacionadas con siniestros ocurridos en Central Térmica Ventanilla, Central de Callahuanca y Central Santa Rosa compensado por nuevas indemnizaciones del año 2019 por US$ 6 millones, y (iii) menores efectos por conversión por US$ 7 millones, por la devaluación de un 1,6% del nuevo sol peruano en relación con el dólar estadounidense. Lo anterior, está parcialmente compensado por mayores ventas de energía por US$ 48 millones, que incluye mayores ventas físicas por (+ 547 GWh) por US$ 32 millones y mayor precio medio de venta por US$ 16 millones.

Los costos de explotación aumentaron en US$ 14 millones, o 8,7%, a diciembre 2019, principalmente como consecuencia de mayores costos de peajes por US$ 11 millones, debido a conceptos no compensables determinados por el COES y mayor compra de gas natural por US$ 3 millones.

Los gastos de personal de Enel Generación Perú disminuyeron en US$ 2 millones, debido principalmente a menores participaciones por pagar respecto del año anterior.

Enel Generación Piura S.A. (Mayor EBITDA de US$ 2 millones por mayor venta de energía y gas).

Los ingresos de explotación aumentaron en US$ 4 millones principalmente por mayor venta de energía y de gas.

Los costos de explotación aumentaron en US$ 2 millones principalmente por mayores consumos de combustibles.

Chinango S.A.: (EBITDA se mantuvo en línea respecto del año anterior).

EBITDA SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN:

El EBITDA de nuestras filiales de distribución en Argentina alcanzó los US$ 307 millones a diciembre de 2019, lo que representa un aumento de US$ 128 millones respecto del año anterior. Las principales variables, por filial, que explican este aumento en los resultados del período 2019, se describen a continuación:

Argentina

Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur): (mayor EBITDA de US$ 128 millones principalmente por acuerdo regulatorio con el gobierno argentino.)

El EBITDA de nuestra filial Edesur en Argentina alcanzó los US$ 307 millones a diciembre de 2019, lo que representa un aumento de US$ 128 millones con respecto al año anterior. Las principales variables, que explican esta disminución en los resultados a diciembre de 2019, se describen a continuación:

Los ingresos de explotación aumentaron en US$ 157 millones, o un 13,2% a diciembre de 2019, que se explican fundamentalmente por (i) mayores otros ingresos de explotación por US$ 203 millones, producto del acuerdo regulatorio suscrito entre Edesur y el Estado Nacional argentino, que puso fin a los reclamos recíprocos pendientes originados en el periodo de transición 2006-2016, (ii) mayores ingresos de ventas de energía por US$ 427 millones, compensado con menores ventas físicas por US$ 97

millones (-750 GWh), (iii) US$ 16 millones por incremento en los precios de los peajes, principalmente por la inflación, (iv) otros ingresos por US$ 8 millones, principalmente indemnizaciones por seguros por US$ 6 millones, correspondientes a siniestros de varias subestaciones ocurridos en años anteriores, y (v) mayores ingresos por US$ 58 millones producto de la actualización por IPC de los mismos desde la fecha de su devengamiento, por aplicación de NIC 29 en Argentina.

Lo anterior, fue parcialmente compensado por US$ 461 millones por un menor efecto de conversión, producto de la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense.

Los costos de explotación aumentaron en US$ 44 millones, o un 6,1 %, los cuales se explican fundamentalmente por (i) un aumento de US$ 289 millones en las compras de energía, y US$ 61 millones de mayores costos debido a la actualización por IPC a los mismos desde la fecha de su devengamiento, originados por la aplicación de NIC 29 en Argentina, y (ii) un aumento de US$ 15 millones por alquileres de equipos electrógenos y otros gastos.

Lo anterior fue parcialmente compensado por menores efectos de conversión por US$ 321 millones, producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

Los gastos de personal disminuyen en US$ 52 millones, de los cuales US$ 63 millones corresponden a menores efectos de conversión, debido a la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense y US$ 12 millones se explican por mayores activaciones de mano de obra. Lo anterior fue parcialmente compensado por US$ 19 millones de incrementos salariales, principalmente explicados por el reconocimiento de la inflación, y US$ 4 millones por la actualización del gasto de personal que surge de la aplicación de NIC 29.

Los otros gastos por naturaleza aumentaron en US$ 36 millones, y se explican principalmente por mayores gastos por servicios de mantenimientos y renovación de redes y otros por US$ 74 millones y US$ 11 millones de mayores gastos por naturaleza producto de la actualización por IPC de los mismos desde la fecha de su devengamiento, originados por la aplicación de la NIC 29 en Argentina, compensados por menores efectos de conversión por US$ 50 millones, debido a la devaluación del peso argentino.

Las pérdidas de energía aumentaron en 1.3 p.p. llegando a 15,5% a diciembre de 2019. El número de clientes en Edesur es de 2,49 millones a diciembre 2019, lo que representó una disminución de 40 mil clientes respecto del año anterior.

Brasil

El EBITDA de nuestras filiales de distribución en Brasil alcanzó los US$ 1.383 millones a diciembre de 2019, lo que representa un aumento de US$ 377 millones con respecto al año anterior. Las principales variables, por filial, que explican este aumento a diciembre de 2019, se describen a continuación:

Enel Distribución Río S.A.: (Mayor EBITDA de US$ 6 millones principalmente por mayores ingresos de explotación por reajuste de tarifa compensados por los efectos de la devaluación del real brasileño)

Los ingresos de explotación en Enel Distribución Río aumentaron en US$ 4 millones, o un 0,3% a diciembre de 2019, que se explican fundamentalmente por:

Menores ventas de energía por US$ 35 millones, atribuible principalmente a los siguientes efectos: (i) menores ingresos por pesquisas y desarrollos y eficiencia energética por US$ 40 millones, (ii) menores efectos de conversión por US$ 84 millones, debido a la devaluación de un 8,1% del real brasileño en relación con el dólar estadounidense, y (iii) mayores gastos por impuestos PIS/COFINS por US$ 17 millones. Lo anterior fue parcialmente compensado por US$ 106 millones debido al efecto de mayores ingresos por reajuste de tarifa aplicada a contar de abril de 2019.

Por otra parte, las otras prestaciones de servicios aumentaron en US$ 37 millones, explicadas fundamentalmente mayores ingresos por peajes por US$ 48 millones y mayores ingresos por apoyos mutuos por US$ 2 millones. Lo anterior parcialmente compensado por menores efectos de conversión por US$ 13 millones, debido a la devaluación real brasileño respecto del dólar estadounidense.

Por último, los otros ingresos de explotación aumentaron en US$ 2 millones, explicados por US$ 15 millones de menores ingresos debido a la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense, compensados por mayores ingresos por construcción por US$ 12 millones, por aplicación de CINIIF 12 "Acuerdos de Concesión de Servicios" (en adelante "CINIIF 12") y otros ingresos por multas y penalidades a clientes por US$ 5 millones.

Los costos de explotación en aumentaron en US$ 2 millones, o 0,2% a diciembre de 2019, que se explican principalmente:

Las compras de energía aumentaron en US$ 12 millones, variación que se explica por: (i) aumento por US$ 64 millones por mayores precios de tarifas industriales reguladas y riesgo hidrológico y (ii) US$ 52 millones de menores efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

Los gastos de transporte de energía disminuyeron en US$ 8 millones, debido principalmente a los menores efectos de conversión originados por la devaluación del real brasileño.

Los otros aprovisionamientos variables disminuyeron en US$ 2 millones, debido principalmente a US$ 14 millones por menores efectos de conversión originados por la devaluación del real brasileño, compensados por US$ 12 millones por mayores costos asociados a servicios de construcción, por aplicación de CINIIF 12.

Los gastos de personal disminuyeron en US$ 11 millones, debido principalmente a los menores efectos de conversión originados por la devaluación del real brasileño por US$ 3 millones y menores gastos de personal debido a menores pagos de bonos e iindemnizaciones a empleados por US$ 8 millones.

Los otros gastos por naturaleza aumentaron en US$ 7 millones, principalmente mayores gastos por provisiones por riesgos de litigios civiles por US$ 22 millones, compensados por menores servicios de terceros por mantenciones por US$ 4 millones y con US$11 millones de menores efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

Las pérdidas de energía aumentaron en 1.5 p.p. llegando a 22,5 % a diciembre de 2019. El número de clientes en Enel Distribución Río ascendió a 2,87 millones a diciembre de 2019, lo que representó una disminución de 92 mil clientes respecto a diciembre de 2018.

Enel Distribución Ceará S.A.: (Mayor EBITDA de US$ 11 millones principalmente por mayores ventas de energía y efectos de revisión tarifaria).

Los ingresos de explotación en Enel Distribución Ceará disminuyeron en US$ 37 millones o un 2,7% a diciembre de 2019, y se explican por:

Las ventas de energía aumentaron en US$ 35 millones debido fundamentalmente por (i) aumento por ventas físicas de energía por US$ 33 millones (+ 343 GWh) (ii) aumento por efecto acumulado de la revisión tarifaria aplicada a contar de abril de 2019 por US$ 104 millones, y (iii) mayores ingresos por pesquisas y desarrollo US$ 20 millones.

Lo anterior fue parcialmente compensado por (i) US$ 79 millones de menores efectos de conversión, debido a la devaluación del real brasileño, y (ii) menores ingresos por efecto neto de los activos y pasivos sectoriales por US$ 41 millones.

Las otras prestaciones de servicios disminuyeron en US$ 17 millones debido fundamentalmente a US$ 10 millones de menores ingresos por peajes a clientes libres, y US$ 7 millones por menores efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

Los otros ingresos de explotación disminuyeron en US$ 58 millones debido fundamentalmente a US$ 39 millones de menores ingresos de construcción por la aplicación de CINIIF12 y por US$ 19 millones por menores efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

Los costos de explotación disminuyeron en US$ 45 millones, o 4,3% a diciembre de 2019, que se explican principalmente por menores gastos de transporte por US$ 3 millones, menores costos de construcción por US$ 39 millones por aplicación de CINIIF12 y menores efectos de conversión por US$ 77 millones, debido a la devaluación del real brasileño. Lo anterior compensado por US$ 74 millones, debido a mayores compras de energía por mayor demanda y mayores precios por tarifas industriales reguladas.

Los gastos de personal disminuyeron en US$ 2 millones respecto del año anterior, principalmente por los efectos de conversión, debido a la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense.

Los otros gastos por naturaleza disminuyeron el US$ 1 millón respecto del año anterior, principalmente por los efectos de conversión, debido a la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense

Las pérdidas de energía aumentaron en 0.1 p.p., llegando a un 14 % a diciembre de 2019. El número de clientes en Enel Distribución Ceará ascendió a 3,92 millones a diciembre de 2019, lo que representó una disminución de 9 mil clientes respecto del año anterior.

Enel Distribución Goiás: (Menor EBITDA de US$ 34 millones principalmente por la devaluación del real brasileño respecto del dólar estadounidense).

Los ingresos de explotación en Enel Distribución Goiás aumentaron en US$ 3 millones, que se explican principalmente por (i) mayores ventas de energía por US$ 58 millones, explicadas por mayores ventas físicas (+504 GWh) y por aumento de la tarifa, (ii) incremento en otras prestaciones de servicios por US$ 42 millones, principalmente explicados por un incremento en los ingresos por peajes debido al reajuste tarifario de los clientes libres, que también aumentaron respecto del año anterior. Los otros ingresos de explotación aumentaron por mayores ingresos por construcción por US$ 46 millones, por aplicación de CINIIF 12 "Acuerdos de Concesión de Servicios" (en adelante "CINIIF 12").

Lo anterior parcialmente compensado por menores efectos de conversión debido a la devaluación de un 8,1% del real brasileño por US$ 115 millones y por menores ingresos de US$ 28 millones por menores multas y servicios de obras a terceros.

Los costos de explotación disminuyeron en US$ 6 millones, explicados fundamentalmente por (i) US$ 82 millones de menores efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño y (ii) menores gastos de transporte por US$ 9 millones. Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores compras de energía por US$ 38 millones, para cubrir la mayor demanda, y mayores otros aprovisionamientos variables y servicios por US$ 46 millones, que corresponden principalmente a menores costos de construcción por aplicación de CINIIF 12, y otros servicios de terceros de US$ 1 millón.

Los gastos de personal en disminuyeron en US$ 5 millones, explicados fundamentalmente por (i) US$ 3 millones de menores efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño y menores gastos por US$ 2 millones por efectos actuariales.

Los otros gastos por naturaleza aumentaron en US$ 48 millones, que se explican por mayores gastos por servicios de lectura de medidores, atención a clientes y otros relacionados por US$ 58 millones, compensados por US$ 10 millones de menores efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

Las pérdidas de energía aumentaron 0.7 p.p. llegando a 12,3% a diciembre de 2019. El número de clientes de Enel Distribución Goiás ascendió 3,11 millones a diciembre de 2019, lo que representó un aumento de 87 mil nuevos clientes respecto del año anterior.

Enel Distribución Sao Paulo (ex Eletropaulo), sociedad ingresada al perímetro de consolidación a contar de junio 2018. Mayor EBITDA de US$ 395 millones, por delta perímetro y revisión tarifaria.

Los ingresos de explotación en Enel Distribución Sao Paulo ascendieron a US$ 3.721 millones, correspondiente a un aumento de US$ 1.262 millones respecto del año anterior, en el que solo se consolidó seis meses de resultados a nivel de Enel Américas. Las principales variaciones se explican a continuación: (i) ventas de energía por US$ 1.226 millones, equivalentes a mayores ventas físicas por (18.455 GWh) y a los efectos de su revisión tarifaria aplicada a contar de julio de 2019, (ii) otras prestaciones de servicios por US$ 194 millones, que corresponden a ingresos por servicios de peaje, y (iii) otros ingresos de explotación en US$ 25 millones, principalmente por actualización de las obligaciones especiales por US$ 32 millones y US$ 14 millones por multa sobre el pago de facturas atrasadas, compensado con disminución en ingresos y costos por construcción US$ 22 millones relacionados a CINIIF12.

Lo anterior fue compensado parcialmente con menores ingresos por US$ 183 millones producto de los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño.

Los costos de explotación ascendieron a US$ 2.699 millones, con un aumento de US$ 785 millones respecto del año anterior y se explican principalmente por: (i) compras de energía por US$ 783 millones y (ii) mayores gastos de transporte por US$ 167 millones. Lo anterior fue compensado parcialmente con menores costos por US$ 142 millones, producto de los efectos de conversión debido a la devaluación del real brasileño y menores otros aprovisionamientos variables y servicios por US$ 23 millones, que corresponden principalmente a costos de construcción por aplicación de CINIIF 12.

Los gastos de personal ascendieron a US$ 200 millones, aumentando en US$ 44 millones respecto del mismo periodo del año anterior.

Los otros gastos por naturaleza ascendieron a US$ 183 millones, con un aumento de US$ 38 millones respecto del año anterior, principalmente por costos de servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes y otros servicios.

Las pérdidas de energía aumentaron en 0.1 p.p., llegando a 9,6%, a diciembre de 2019. El número de clientes de Enel Distribución Sao Paulo ascendió a 7,33 millones a diciembre de 2019, lo que representó un aumento de 104 mil nuevos clientes respecto de igual período del año anterior.

Colombia

El EBITDA de nuestra filial Codensa en Colombia alcanzó los US$ 557 millones a diciembre de 2019, lo que representa un aumento de US$ 34 millones con respecto del año anterior. Las principales variables, que explican este aumento a diciembre de 2019, se describen a continuación:

Codensa S.A.: (Mayor EBITDA por US$ 34 millones principalmente por mayores ventas de energía debido a mayor precio medio de venta)

Los ingresos de explotación en Codensa disminuyeron en US$ 48 millones, o un 2,8% a diciembre de 2019, y explican principalmente por US$ 172 millones de menores efectos de conversión, debido a la devaluación de un 11,1% del peso colombiano en relación con el dólar estadounidense. Lo anterior fue parcialmente compensado por (i) aumento de US$ 86 millones principalmente por mayor precio medio de US$ 79 millones y US$ 7 millones por mayores ventas físicas (+283 GWh), (ii) aumento de US$ 28 millones en ingresos por alquiler de postes y ductos, líneas y redes y arrendamiento de infraestructura y (iii) aumento de US$ 8 millones por multas y sanciones a clientes.

Los costos de explotación disminuyeron en US$ 70 millones o 6,8% a diciembre de 2019 y se explican principalmente por US$ 104 millones de menores efectos de conversión debido a la devaluación del peso colombiano respecto del dólar estadounidense. Lo anterior, fue parcialmente compensado por i) aumento de US$ 12 millones por mayores compras de energía, principalmente debido a un mayor precio promedio de la energía, (ii) aumento de US$ 11 millones en los gastos de transporte y (iii) mayores otros aprovisionamientos y servicios por US$ 11 millones por conexiones de líneas y cargos por mantenimiento.

Los gastos de personal se mantuvieron en línea respecto del año anterior.

Los otros gastos por naturaleza disminuyeron en US$ 11 millones, principalmente por los efectos de conversión, debido a la devaluación del peso colombiano, respecto del dólar estadounidense.

Las pérdidas de energía se mantuvieron en línea respecto del año anterior llegando a 7,7% a diciembre de 2019. El número de clientes en Codensa es de 3,53 millones diciembre de 2019, lo que representó un aumento de 88 mil nuevos clientes comparados con igual período del año anterior.

Perú

El EBITDA de nuestra filial Enel Distribución Perú S.A. alcanzó los US$ 257 millones a diciembre de 2019, lo que representa un aumento de US$ 25 millones respecto del año anterior.

Enel Distribución Perú S.A. : (Mayor EBITDA de US$ 25 millones, debido principalmente a mayores ventas físicas e incremento de tarifa)

Los ingresos de explotación en Enel Distribución Perú aumentaron en US$ 37 millones, principalmente explicados por mayores ventas de energía por US$ 61 millones, de las cuales US$ 43 millones se relacionan a un incremento en la tarifa y US$ 18 millones a mayores ventas físicas (+166 GWh). Lo anterior parcialmente compensado por US$ 14 millones de menores efectos de conversión, debido a la devaluación de un 1,6% del nuevo sol peruano en relación con el dólar estadounidense y por menores ingresos de US$ 7 millones, principalmente por concepto de movimiento de redes por aproximadamente US$ 6 millones debido a una menor inversión pública y menores requerimientos de clientes privados.

Los costos de explotación aumentaron en US$ 8 millones que se explican principalmente US$ 10 millones por menores efectos de conversión por la devaluación del nuevo sol peruano, compensados por US$ 13 millones de mayores compras de energía para cubrir la demanda y de US$ 5 millones de mayores costos variables por conexiones de líneas y cargos por mantenimiento.

Los gastos de personal aumentaron en US$ 1 millón, principalmente finiquitos y otros.

Los otros gastos por naturaleza aumentaron en US$ 3 millones, principalmente por mayores costos relacionados costos de servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes y otros servicios.

Las pérdidas de energía aumentaron en 0.1 p.p. alcanzando un 8,2% a diciembre de 2019. El número de clientes en Enel Distribución Perú ascendió de 1,43 millones a diciembre de 2019, lo que representó un aumento de 11 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 períodos terminados al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

	31 de diciembre de 2019			31 de diciembre de 2018		
Segmento	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
	(Cifras en millones de US$)					
Generación y Transmisión:						
Argentina	245	(90)	155	218	(62)	156
Brasil	321	(33)	288	243	(33)	210
Colombia	710	(73)	637	707	(74)	633
Perú	322	(67)	255	335	(65)	270
Total Segmento de Generación y Transmisión	**1.598**	**(263)**	**1.335**	**1.503**	**(234)**	**1.268**
Distribución:						
Argentina	307	(96)	211	179	(101)	78
Brasil	1.383	(677)	706	1.006	(398)	608
Colombia	557	(125)	432	523	(134)	389
Perú	257	(61)	196	232	(56)	176
Total Segmento de Distribución	**2.504**	**(959)**	**1.545**	**1.940**	**(689)**	**1.252**
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(108)	(3)	(111)	(85)	-	(85)
Total Consolidados Enel Américas	**3.994**	**(1.225)**	**2.769**	**3.358**	**(923)**	**2.435**

Depreciación, Amortización, Deterioro

La depreciación, amortización y deterioro ascendieron a US$ 1.225 millones a diciembre de 2019, aumentando en US$ 302 millones con respecto al año 2018.

La depreciación y amortización fue de US$ 948 millones a diciembre de 2019, lo que representa un aumento de US$ 86 millones con respecto al año anterior. Lo anterior se explica fundamentalmente por: (i) un aumento en el Grupo Enel Brasil por US$ 112 millones, por la incorporación de Enel Distribución Sao Paulo al perímetro de consolidación que aportó US$ 88 millones respecto al ejercicio 2018, y mayor depreciación de US$ 20 millones en Enel Distribución Río, por mayores activaciones. Lo anterior parcialmente compensado por la disminución del gasto en las filiales argentinas por US$ 30 millones, debido principalmente a los efectos de conversión producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

La pérdida por deterioro de activos fijos aumentó en US$ 60 millones respecto del año anterior, al totalizar una utilidad de US$ 2 millones durante 2019 (reversos de pérdidas por deterioro). La principal variación se explica por un reverso de pérdida por deterioro registrado en Enel Generación Costanera por US$ 72 millones en 2018, que incluye una diferencia de conversión del peso argentino respecto del dólar estadounidense por US$ 28 millones. Lo anterior fue parcialmente compensado con una pérdida por deterioro por US$ 4 millones registrada en Enel Generación Chocón en 2018, asociada a los moto generadores, y un reverso de pérdida de deterioro por US$ 8 millones en Codensa, asociada a la Central Río Negro.

Por su parte, las pérdidas por deterioro por aplicación de NIIF 9, sobre activos financieros, ascendieron a US$ 279 millones a diciembre de 2019, lo que representa un aumento neto de US$ 157 millones respecto al ejercicio 2018.

Este aumento en las pérdidas por deterioro se generó principalmente en el Grupo Enel Brasil, por US$ 170 millones, y se explica fundamentalmente por lo siguiente:

(i) Mayor pérdida por deterioro por US$ 66 millones en Enel Distribución Sao Paulo, sociedad que ingresó al perímetro de consolidación del Grupo en junio de 2018, y

(ii) Mayor pérdida por deterioro en Enel Distribución Goiás por US$ 107 millones, de los cuales US$ 111 millones están asociadas a cuentas por cobrar al estado de Goiás.

Estas cuentas por cobrar están asociadas al Fondo de Aporte a Enel Distribución Goiás (FUNAC), creado por el estado de Goiás 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 transferencia del control accionario a Eletrobrás, lo que ocurrió en enero de 2015. Durante el año 2019, el estado de Goiás promulgó una Ley, que limita el periodo de cobertura, pasando de enero de 2015 a abril de 2012. El Grupo está tomando todas las medidas apropiadas con tal de mantener los derechos adquiridos en el momento de la compra de Enel Distribución Goiás, los que se encuentran garantizados por el propio Estado de Goiás, según lo establecido en el contrato de compra y venta firmado el 14 de febrero de 2017. Los recursos presentados por el Grupo argumentan que el derecho a la garantía es legal y contractual, siendo claramente ilegales las acciones del estado de Goiás, considerándose remota la posibilidad de que las acciones judiciales no resulten en un fallo favorable para la Compañía.

Dicho lo anterior, considerando que el proceso judicial está todavía en curso y las condiciones establecidas en la normativa contable internacional sobre la materia, al cierre del ejercicio 2019 se reconoció una pérdida por deterioro por US$ 111 millones, que corresponde al monto de las cuentas por cobrar que se generaron entre el periodo abril de 2012 y enero de 2015.

Lo anterior parcialmente compensado por US$ 14 millones de menor pérdida por deterioro en las filiales argentinas, principalmente por los efectos de conversión, debido a la devaluación del peso argentino en relación con el dólar estadounidense.

El siguiente cuadro presenta los resultados consolidados no operacionales por ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

RESULTADOS NO OPERACIONALES ACTIVIDADES CONTINUADAS

	Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de			
	2019	2018	Variación	Variación %
	(cifras en millones de US$)			
Ingresos Financieros:				
Argentina	122	108	14	13,0
Brasil	291	215	76	35,3
Colombia	12	20	(8)	(40,0)
Perú	9	9	-	-
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	16	6	10	(167,0)
Total Ingresos Financieros	**450**	**358**	**92**	**25,6**
Gastos Financieros:				
Argentina	(189)	(227)	38	16,7
Brasil	(679)	(615)	(64)	(10,4)
Colombia	(152)	(178)	26	14,61
Perú	(39)	(31)	(8)	(25,81)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(29)	(21)	(8)	(38,1)
Total Gastos Financieros	**(1.088)**	**(1.072)**	**(16)**	**(1,5)**
Diferencias de cambio:				
Argentina	104	107	(3)	2,8
Brasil	14	(32)	46	(143,8)
Colombia	-	(2)	2	100,0
Perú	-	4	(4)	100,0
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	20	34	(14)	(42,5)
Total Diferencias de Cambio	**137**	**111**	**26**	**(23,8)**
Total Unidades Resultados por Unidades de Reajuste (hiperinflación Argentina)	**124**	**270**	**(146)**	**(54,0)**
Total Resultado Financiero Enel Américas	**(377)**	**(333)**	**(44)**	**(13,2)**

	Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de			
	2019	2018	Variación	Variación %
Otras ganancias (pérdidas):				
Argentina	1	-	1	100,0
Brasil	2	0	2	100,0
Colombia	0	0	0	0
Perú	11	0	11	100,0
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	**-**	**-**	**-**	**-**
Total Otras Ganancias (Pérdidas)	**14**	**-**	**14**	**100,0**
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación:				
Argentina	-	3	(3)	(100,0)
Brasil	-	-	-	-
Colombia	-	0	0	0
Perú	-	-	-	-
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	(0)	0	-	-
Total Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación	**(0)**	**3**	**(3)**	**(100,0)**
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	**14**	**3**	**11**	**363,7**
Resultado Antes de Impuesto	**2.406**	**2.105**	**301**	**14,3**
Impuestos				
Argentina	(132)	(204)	71	(35,3)
Brasil	314	218	97	(44,0)
Colombia	(302)	(311)	9	2,89
Perú	(126)	(134)	8	6,04
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	10	(7)	17	234,48
Total Impuesto sobre Sociedades	**(236)**	**(438)**	**202**	**46,1**
Resultado después de impuestos de las actividades continuadas	**2.170**	**1.667**	**503**	**30,2**
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	**1.614**	**1.201**	**413**	**34,4**
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	**556**	**466**	**90**	**19,3**

Resultado Financiero

El resultado financiero ascendió a una pérdida de US$ 377 millones a diciembre de 2019, lo que representa un aumento de US$ 44 millones respecto del año anterior. Esta variación se explica de la siguiente forma:

(a) Mayores ingresos financieros por US$ 92 millones, principalmente explicados por (i) US$ 52 millones atribuibles a Enel Distribución Sao Paulo, sociedad incorporada al perímetro de consolidación a contar del mes de Junio de 2018, principalmente por ingresos financieros por aplicación de CINIIF 12 por US$ 51 millones, (ii) US$ 14 millones en Enel Generación Fortaleza por actualización financiera de Impuestos PIS/COFINS por cobrar, (iii) mayores ingresos en Grupo Generación Argentina por US$ 42 millones, que corresponde principalmente a ingresos financieros por cuentas a cobrar por VOSA. Lo anterior fue parcialmente compensado con menores ingresos financieros producto de los efectos de conversión desde las monedas funcionales de nuestras filiales extranjeras al dólar estadounidense, principalmente el peso argentino por US$ 16 millones.

(b) Mayores gastos financieros por US$ 16 millones principalmente atribuibles a: (i) mayores gastos por US$ 54 millones atribuibles a Enel Distribución Sao Paulo, sociedad incorporada al perímetro de consolidación a contar del mes de Junio de 2018, generados principalmente por su deuda financiera por US$ 29 millones, actualización de provisiones post empleo por US$ 33 millones, efectos que fueron compensados parcialmente por US$ 12 millones por efecto de conversión por devaluación del real brasileño, y (ii) mayores gastos financieros por Enel Brasil de US$ 74 millones, relacionados a la deuda con Enel Finance International por compra Enel Distribución Sao Paulo. Lo anterior parcialmente compensado con menores gastos financieros en (i) Emgesa por US$ 22 millones, por deuda, bonos y efectos de conversión, (ii) menores gastos en Enel Sudeste por US$ 25 millones, por comisiones y deudas bancarias y efectos de conversión, (iii) menores gastos en Enel Distribución Río por US$ 14 millones, por deudas bancarias y efectos de conversión, (iv) en Enel Américas Holding por US$ 11 millones, por menores deudas, (v) en Grupo Enel Perú por US$ 8 millones, por menores deudas, (vi) en Edesur por US$ 6 millones por menores actualizaciones deuda CAMMESA y efectos de conversión, (vii) en Codensa por US$ 4 millones por menor deuda y efectos de conversión, (viii) en Enel Generación Fortaleza por US$ 4 millones por menores deudas y efectos de conversión, (ix) en Enel Generación Costanera por US$ 3 millones por menor deuda con Mitsubishi y efectos de conversión, y (x) la diferencia corresponde a los efectos de conversión de las monedas en los distintos países en que operamos por aproximadamente US$ 15 millones.

(c) Los resultados por reajustes disminuyeron en US$ 146 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 estadounidense a tipo de cambio de cierre.

(d) Mejores resultados por diferencias de cambio por US$ 26 millones, respecto del año anterior, debido principalmente a: (i) diferencias de cambio positivas de US$ 47 millones por transacciones entre empresas relacionadas denominadas en US$, por financiamiento otorgado por Enel Américas a Enel Brasil y (ii) diferencias de cambio positivas por US$ 48 millones relativo a las cuentas a cobrar en moneda extranjera por créditos VOSA en Argentina, de los cuales Enel Generación Costanera aportó US$ 19 millones, Enel Generación el Chocón US$ 20 millones y Central Dock Sud US$ 9 millones. Lo anterior compensado parcialmente por US$ 69 millones producto de la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense.

Impuesto sobre Sociedades

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades alcanzó los US$ 236 millones al 31 de diciembre de 2019, lo que representa una disminución de US$ 202 millones respecto del año anterior, principalmente por: (i) menores gastos en Enel Distribución Sao Paulo, sociedad ingresada al perímetro de consolidación a contar del mes de Junio de 2018, por US$ 478 millones, de los cuales US$ 553 millones se originaron en la utilidad por impuestos diferidos que surgió de la fusión con Enel Sudeste, compensado con mayores impuestos corrientes por mejores resultados por US$ 75 millones, (ii) Central Dock Sud por US$ 25 millones, explicado principalmente por un beneficio fiscal originado por el revalúo de sus activos y pasivos no monetarios fiscales, (iii) Enel Generación el Chocón por US$ 30 millones, principalmente explicados por los menores efectos de conversión debido a la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense por US$ 19 millones y menores impuestos por US$ 11 millones por menores resultados respecto del año anterior, (iv) Edesur por US$ 25 millones, principalmente por US$ 39 millones de efectos de conversión debido a la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense, compensado por US$ 14 millones de mayor gasto por mejores resultados de 2019, y (v) menor gasto en Enel Américas por US$ 17 millones, principalmente por devolución impuesto período anterior y mayor tax credit.

Lo anterior fue parcialmente compensado con mayores gastos por impuestos en (i) Enel Distribución Goiás por US$ 307 millones, debido a registro de impuesto diferido sobre la pérdida tributaria por US$ 347 millones registrado en 2018, compensado con impuestos registrados producto del deterioro de la cuenta a cobrar al estado de Goiás (FUNAC) por U$ 37 millones, (ii) Enel Generación Fortaleza por US$ 43 millones por mejores resultados financieros, (iii) Enel Brasil por US$ 30 millones, por mayores efectos originados en variación cambial y perjuicios tributarios, y (iv) Enel Generación Costanera por US$ 7 millones, explicado principalmente efecto de mayor gasto impuesto diferido por no aplicación de la rebaja de tasa de impuestos en reforma fiscal desde 30% a 25%, prevista inicialmente para 2019 pero que fue postergada hasta 2022.

ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Activos (millones de US$)	dic-19	dic-18	Variación	% Variación
Activos Corrientes	6.581	6.384	197	3,1%
Activos No Corrientes	23.195	21.012	2.183	10,4%
Total Activos	**29.776**	**27.396**	**2.380**	**8,7%**

El total de activos de Enel Américas al 31 de diciembre de 2019 aumentó en US$ 2.380 millones comparado con el total de activos al 31 de diciembre de 2018, principalmente como consecuencia de:

Los Activos Corrientes presentan un aumento de US$ 197 millones, equivalente a un 3,1%, principalmente explicado por:

- Aumento del Efectivo y efectivo equivalente por US$ 35 millones, compuesto principalmente por: (i) Ingreso neto de flujos operacionales por US$ 2.465 millones, correspondientes a cobros por ventas y prestaciones de servicios, neto de pago a proveedores y otros, (ii) salidas netas por flujos de actividades de financiamiento por US$ 823 millones, que corresponden a: la obtención de fondos por aumento de capital llevado a cabo por Enel Américas por US$ 3.000 millones, neto de gastos de colocación, obtención de financiamientos por US$ 4.899 millones, de los cuales US$ 3.186 millones corresponden a créditos bancarios y US$ 1.713 millones a bonos, y otras entradas de efectivo por US$ 121 millones. Lo anterior fue parcialmente compensado por pagos de préstamos por US$ 4.782 millones, que incluye US$ 3.732 millones de pago de créditos bancarios, US$ 995 millones de bonos y US$ 55 millones de otras fuentes de financiamiento, pago de dividendos por US$ 724 millones, pago de intereses por US$ 615 millones, pagos de pasivos por arrendamientos financieros US$ 59 millones y pago de la deuda que se tenía con Enel Finance International (EFI) por la compra de Enel Distribución Sao Paulo por US$ 2.662 millones, pago realizado con parte de los fondos recaudados por aumento de capital de Enel Américas, y (iii) salidas netas de flujos por actividades de inversión por US$ 1.538 millones, que corresponden a: desembolsos por la incorporación de propiedades plantas y equipos por US$ 892 millones, pagos por incorporación de activos intangibles por US$ 767 millones, pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera por US$ 4 millones, inversiones a más de 90 días por US$ 245 millones, compra adicional de participaciones minoritarias en Enel Distribución Sao Paulo por US$ 35 millones y otras salidas por US$ 7 millones. Estas salidas de flujo de efectivo de inversión fueron compensadas por: Intereses recibidos por US$ 112 millones, rescate de inversiones a más de 90 días por US$ 285 millones, otras entradas por US$ 15 millones y US$ 70 millones por efecto de la variación en las tasas de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivos.

- Diminución de Otros activos financieros Corrientes por US$ 90 millones, corresponden principalmente a rescate de colocaciones a más de 90 días, según el siguiente detalle: (i) EGP Volta Grande por US$ 45 millones, (ii) Enel Brasil por US$ 20 millones, y (iii) en Emgesa por US$ 21 millones.

- Aumento de Otros activos no financieros Corrientes por US$ 178 millones, corresponden principalmente por reconocimiento de efecto PIS/COFINS sobre el IVA en (i) Enel Distribución Sao Paulo por US$ 158 millones y (ii) en Enel Generación Fortaleza por US$ 13 millones.

- Aumento de Inventarios Corrientes por US$ 57 millones, corresponden principalmente a compras de materiales para mantenimiento de infraestructura eléctrica en Codensa por US$ 21 millones y en Enel Distribución Goiás por US$ 32 millones.

- Aumento de Otros activos por Impuestos Corrientes por US$ 56 millones, corresponden principalmente a un incremento en Pagos Provisionales Mensuales (PPM).

Aumento de los Activos No Corrientes por US$ 2.183 millones, equivalente a un 10,4%, principalmente por:

- Aumento de Otros activos financieros no corrientes por US$ 253 millones, debido principalmente a un aumento de cuentas a cobrar en las sociedades de distribución en Brasil, por aplicación de CINIIF 12.

- Aumento de Otros activos no financieros no corrientes por US$ 1.595 millones, que se explica principalmente por el reconocimiento de impuestos por recuperar en Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará por US$ 1.244 millones y US$ 360 millones respectivamente, como consecuencia de una sentencia definitiva de los tribunales de justicia en Brasil, que otorgó el derecho a nuestras filiales de recuperar impuestos que, siguiendo la interpretación general de la respectiva legislación, fueron pagados en exceso en el pasado (PIS/COFINS). El punto en cuestión es que la base de determinación de estos impuestos incluía el impuesto ICMS, situación que ahora se ha resuelto que no procedía.

  Como el pago en exceso de los impuestos PIS y COFINS fue también repercutido en su momento a los clientes finales, en forma simultánea al reconocimiento de estos impuestos por recuperar, nuestras subsidiarias han reconocido un pasivo de orden regulatorio por los mismos montos antes indicados, netos de cualquier costo incurrido por las Compañías en estos procesos judiciales. (ver página N° 36 de este mismo documento explicación de aumento de cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes).

  Los montos antes indicados, fueron compensados parcialmente por los efectos de la devaluación de las monedas respecto al dólar estadounidense.

  Disminución de Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por US$ 319 millones, se explican principalmente por: (i) una disminución de los activos regulatorios Enel Distribución Sao Paulo por US$ 107 millones, por traspasos al corto plazo, (ii) un deterioro de cuentas por cobrar al estado de Goiás US$ 110 millones (FUNAC) y (ii) una disminución adicional en las cuentas por cobrar por la devaluación de las monedas respecto al dólar estadounidense, especialmente en Argentina, con referencia a las cuentas por cobrar de las sociedades de Generación a VOSA y FONINVEMEN, donde el efecto por este motivo ascendió a US$ 97 millones.

- Disminución Activos Intangibles distintos de la plusvalía por US$ 299 millones compuesto principalmente por. (i) disminución por US$ 212 millones en los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada filial, (ii) depreciación y pérdidas por deterioro por US$ 466 millones, (iii) otras disminuciones por US$ 299 millones, principalmente por traspasos a activos financieros a recuperar al término de la concesión y (iv) retiros por US$ 15 millones. Lo anterior fue parcialmente compensado por (i) aumento de US$ 686 millones por nuevas inversiones, (ii) otros incrementos por US$ 7 millones, producto de la aplicación de la NIC 29 para nuestras filiales argentinas.

- Disminución de Plusvalía por US$ 33 millones, explicado principalmente por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada filial.

- Aumento de Propiedades, plantas y equipos por US$ 332 millones compuesto principalmente por (i) disminución por US$ 708 millones por los efectos de conversión a dólar estadounidense desde las monedas funcionales de cada filial, (ii) depreciación y pérdidas por deterioro por US$ 499 millones y (iii) por retiro de activos por US$ 12 millones. Lo anterior parcialmente compensado por (i) aumento de US$ 796 millones por nuevas inversiones, (ii) valoración inicial de derechos de uso por US$ 72 millones por aplicación NIIF 16 "Arrendamientos" (en adelante NIIF 16), (iii) otros incrementos por US$ 614 millones producto de la aplicación de la NIC 29 para nuestras filiales argentinas, y (iv) aumento otros varios por US$ 67 millones.

- Aumento de Activos por Impuestos Diferidos por US$ 655 millones, explicado principalmente por aumento en Enel Distribución Sao Paulo por US$ 616 millones, de los cuales US$ 553 millones surgieron de la fusión con Enel Sudeste. La diferencia corresponde a activos relacionados por un incremento en las provisiones por litigios y otras.

Pasivos y Patrimonio (millones de US$)	**dic-19**	dic-18	Variación	% Variación
Pasivo Corriente	6.736	9.650	(2.914)	(30,2%)
Pasivo No Corriente	10.794	8.914	1.880	21,1%
Patrimonio Total	12.246	8.832	3.414	38,7%
Atribuible a los propietarios de la controladora	9.966	6.724	3.242	48,2%
Participaciones no controladoras	2.280	2.108	172	8,2%
Total patrimonio y Pasivos	**29.776**	**27.396**	**2.380**	**8,7%**

El total de pasivos y patrimonio de Enel Américas, al 31 de diciembre de 2019 aumentaron en US$ 2.380 millones respecto de diciembre 2018, principalmente como consecuencia de:

Los Pasivos Corrientes disminuyen en US$ 2.914 millones, explicado principalmente por:

Disminución de los Otros Pasivos Financieros corrientes por US$ 158 millones, lo cual se explica fundamentalmente por: (i) disminución de US$ 247 millones en EGP Volta Grande por amortización de deuda con BNP, (ii) disminución de US$ 80 millones en Codensa, principalmente por pagos de créditos bancarios y bonos por US$ 136 millones, compensado con aumento de US$ 62 millones por traspasos desde largo plazo, (iii) disminución por US$ 134 millones en Emgesa, por pagos de bonos y otros préstamos por US$ 129 millones, y (iv) disminución por US$ 26 millones en Grupo Enel Perú, por pago de deudas con Scotiabank.

Lo anterior está parcialmente compensado por: (i) aumento de US$ 234 millones en Enel Distribución Goiás, principalmente por traspaso desde largo plazo por US$ 263 millones, captación de nuevos préstamos por US$ 422 millones, compensado con pagos de préstamos por US$ 436 millones, y (ii) aumento en Enel Generación Fortaleza por US$ 60 millones y Enel Distribución Rio por US$ 32 millones, principalmente por traspaso de obligaciones por créditos desde el largo plazo.

Disminución de las Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por US$ 196 millones, lo cual se explica fundamentalmente por:(i) disminución en Edesur por US$ 220 millones, de los cuales US$ 204 millones corresponden por efectos de conversión por la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense, US$ 190 millones por condonación de multas, compensados por US$ 91 millones que se explican por el acuerdo regulatorio suscrito con el Estado Nacional argentino y US$ 82 millones de mayores cuentas por pagar a proveedores por compra de energía, (ii) disminución en Enel Generación Chocón por US$ 23 millones, de los cuales US$ 10 millones corresponden por efectos de conversión por la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense y US$ 13 millones de menor cuentas por pagar a CAMMESA por concepto de intereses (iii) disminución en Enel Generación Costanera por US$ 22 millones, de los cuales US$ 33 millones corresponden por efectos de conversión por la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense, compensados por US$ 11 millones de mayores cuentas por pagar a proveedores por mantenimiento, y (iv) disminución de Central Docksud por US$ 22 millones, principalmente por efectos de conversión por la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense por US$ 19 millones y por pagos a proveedores por US$ 5 millones.

Lo anterior parcialmente compensado por aumento en Grupo Enel Brasil de US$ 107 millones, principalmente por: (i) Enel Distribución Sao Paulo por US$ 159 millones, principalmente por mayores proveedores de compras de energía por US$ 198 millones, compensado por US$ 39 millones debido a los efectos de conversión por devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense. Lo anterior parcialmente compensado por disminución de US$ 53 millones en Enel Distribución Goiás, principalmente por pago de proveedores compra de energía y efectos de conversión del real brasileño respecto del dólar estadounidense.

- Disminución Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes por US$ 2.502 millones, principalmente por pago de la deuda que tenía Enel Brasil con Enel Finance International (EFI), por la compra de Enel Distribución Sao Paulo por US$ 2.662 millones, pago que fue realizado con parte de los fondos recaudados por aumento de capital de Enel Américas.

- Disminución Otras provisiones corrientes por US$ 137 millones principalmente por: (i) disminución en Edesur por US$ 87 millones, de los cuales US$ 35 millones son por actualización financiera, US$ 49 millones por efectos de conversión por la devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense, US$ 6 millones de disminución de provisiones de multas por calidad en servicio y seguridad en la vía pública y US$ 8 millones por reclasificaciones a largo plazo compensados con aumento en provisiones juicios laborales y civiles por US$ 11 millones, y (ii) disminución de US$ 50 millones de Enel Distribución Sao Paulo, que se explican por el traspaso de la deuda de Eletrobrás a cuentas por pagar comerciales por US$ 82 millones, por efectos de conversión respecto del dólar estadounidense por US$ 6 millones y por pagos de provisiones laborales y civiles por US$ 26 millones, compensados con traspaso de provisiones desde largo plazo por US$ 58 millones.

  Los Pasivos No Corrientes aumentan en US$ 1.880 millones, equivalente a un 21,1%, de variación explicado principalmente por:

- Aumento de los otros pasivos financieros no corrientes (deuda financiera y derivados) por US$ 269 millones, principalmente explicado por (i) aumento de deuda en EGP Volta Grande por US$ 177 millones, por emisión nueva deuda de bonos, (ii) aumento de deuda de Enel Distribución Ceará por US$ 141 millones, por nueva emisión de bono por US$ 165 millones y nuevo préstamo de US$ 20 millones. Lo anterior fue compensado parcialmente por traspasos de préstamos al corto plazo por US$ 31 millones y por efecto de conversión del real brasileño respecto al dólar estadounidense por US$ 15 millones, (iii) aumento en Enel Distribución Río por US$ 58 millones, por obtención de nuevos préstamos de US$ 61 millones, más el efecto de aplicación de NIIF 16 por US$ 8 millones, compensado con los efecto de conversión del real brasileño respecto al dólar estadounidense por US$ 19 millones, (iv) aumento de US$ 100 millones en Codensa, principalmente por

nuevas emisiones de Bonos por US$ 146 millones, más el efecto de aplicación de NIIF 16 por US$ 4 millones y por US$ 18 millones de nuevos préstamos, compensados con traspasos al corto plazo por US$ 62 millones y por efecto de conversión por la devaluación del peso colombiano respecto al dólar estadounidense por US$ 6 millones.

Lo anterior fue parcialmente compensado con (i) disminuciones en Emgesa por US$ 118 millones, principalmente pago de préstamos por US$ 36 millones, por traspaso de deuda por bonos al corto plazo por US$ 72 millones y por US$ 10 millones efecto de conversión del peso colombiano respecto al dólar estadounidense, y (ii) disminución en Enel Distribución Goiás por US$ 79 millones, explicados fundamentalmente por traspaso de préstamos al corto plazo por US$ 263 millones, efecto de conversión del real brasileño respecto al dólar estadounidense por US$ 12 millones, compensados por obtención nuevos préstamos por US$ 190 millones más el efecto de aplicación de NIIF 16 por US$ 6 millones.

- Aumento de las Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes por US$ 1.403 millones, que se explica principalmente por el reconocimiento de nuevos pasivos en Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará por US$ 1.244 millones y US$ 360 millones respectivamente, los cuales representan montos que nuestras filiales deberán devolver a sus clientes en la medida que recuperen ciertos impuestos que se pagaron en exceso en el pasado, netos de cualquier costo incurrido por las Compañías en los procesos judiciales asociados a este asunto ver página N° 35 de este mismo documento en Aumento de Otros activos no financieros no corrientes), compensado por disminución en Enel Distribución Goiás por US$ 124 millones, principalmente por traspaso al corto plazo de pasivos regulatorios, menos de los efectos de conversión por devaluación de las monedas locales versus el dólar estadounidense.

- Disminución de Otras provisiones no corrientes por US$ 388 millones, explicado principalmente por (i) Enel Distribución Sao Paulo por US$ 380 millones, debido a traspaso de la deuda con Eletrobrás a cuentas por pagar comerciales de largo plazo por US$ 332 millones, efectos de conversión por US$ 20 millones, y por disminución de riesgos laborales por US$ 22 millones y, (ii) disminución en Enel Distribución Goiás por US$ 52 millones principalmente por una reducción en las provisiones por pagos de juicios legales y laborales por US$ 92 millones, más efectos de conversión por US$ 11 millones, efectos que fueron compensados parcialmente por un incremento de provisiones contingencias civiles y laborales por US$ 51 millones. Lo anterior fue parcialmente compensado con aumento en el Grupo Enel Perú por US$ 34 millones, principalmente por mayores provisiones de desmantelamiento.

- Aumento de Pasivo por Impuestos Diferidos US$ 98 millones, que se explica principalmente por (i) aumento en filiales argentinas por US$ 69 millones, generados fundamentalmente por la aplicación de la NIC 29 en las partidas de balance (principalmente activo fijo), (ii) aumento en Emgesa por US$ 20 millones producto de impuestos relativo a provisiones y activos fijos y (iii) aumento en EGP Volta Grande por US$ 9 millones por aumento de impuestos relacionados a menores provisiones.

- Aumento de Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes por US$ 493 millones, que se explica principalmente por US$ 483 millones de incremento en Enel Distribución Sao Paulo, como consecuencia de la valoración actuarial al cierre de año.

- Patrimonio Total aumentó en US$ 3.414 millones, se explica por: El patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora aumentó en US$ 3.242 millones principalmente por (i) aumento utilidad del período por US$ 1.614 millones, (ii) aumento de capital de Enel Américas por US$ 3.000 millones, netos de gastos de colocación. Lo anterior fue parcialmente compensado con: (i) aumento de otras reservas varias por US$ 411 millones, principalmente diferencias de conversión por US$ 617 millones, compensado con la aplicación de NIC 29 "economías hiperinflacionarias" en Argentina por US$ 203 millones y otras reservas por US$ 3 millones, (ii) disminución por pago de Dividendos por US$ 604 millones, y (iii) aumento reservas por aplicación de la NIC 19 "Beneficios a los empleados", debido al registro de pérdidas actuariales, por US$ 377 millones.

  Las participaciones no controladoras aumentaron en US$ 172 millones y se explican principalmente por (i) aumento de utilidad del período por US$ 556 millones compensado con (ii) aumento de otras reservas varias por US$ 58 millones por aplicación de NIC 29 "economías hiperinflacionarias" en Argentina, (iii) disminución de US$ 289 millones por el pago de dividendos, y (ii) disminución de US$ 153 millones en los resultados integrales.

La evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

	Indicador Financiero	Unidad	31-12-2019	31-12-2018	31-12-2017	Variación	Variación (%)
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,98	0,66		0,32	47,7%
	Razón Ácida (2)	Veces	0,92	0,63		0,29	46,6%
	Capital de Trabajo	MMUS$	(155)	(3.267)		3.112	(95,3%)
Endeudamiento	Razón de endeudamiento (3)	Veces	1,43	2,10		(0,7)	(31,9%)
	Deuda Corto Plazo (4)	%	38,4%	52,0%		(13,6)	(26,1%)
	Deuda Largo Plazo (5)	%	61,6%	48,0%		13,6	28,2%
	Cobertura Costos Financieros (6)	Veces	4,83		4,86	(0,03)	(0,5%)
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	19,3%		18,5%	0,8	4,6%
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE)(7)	%	19,3%		18,2%	1,1	5,9%
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA)(8)	%	7,6%		7,0%	0,6	8,1%

(1) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes y (ii) Pasivos Corrientes.
(2) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes neto de Inventarios y Gastos Anticipados y (ii) Pasivos Corrientes.
(3) Corresponde a la razón entre (i) Total Pasivos y (ii) Patrimonio Total.
(4) Corresponde a la proporción del (i) Pasivo Corriente en relación a (ii) Total Pasivos.
(5) Corresponde a la proporción del (i) Pasivo No Corriente en relación a (ii) Total Pasivos.
(6) Corresponde a la razón entre (i) el Resultado Bruto de Explotación y (ii) Resultado financiero neto de Ingresos financieros.
(7) Corresponde a la razón entre (i) la ganancia del atribuible a los propietarios de la controladora al cierre del ejercicio finalizado al 31 de diciembre 2019 y (ii) el promedio entre el patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora al inicio del período y al fin del período.
(8) Corresponde a la razón entre (i) resultado total del ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2019 y (ii) el promedio del total de activos al inicio del período y al fin del período.

- La liquidez corriente al 31 de diciembre de 2019 alcanzó 0,98 veces, presentando un aumento de 47,7% con respecto a diciembre 2018, explicado principalmente por la disminución de los pasivos corrientes, producto de la cancelación de créditos obtenidos para la compra de Enel Distribución Sao Paulo.

- La razón ácida al 31 de diciembre de 2019 alcanzó 0,92 veces, presentando un aumento de 46,6% con respecto al 31 de diciembre de 2018, también explicado por la disminución de los pasivos corrientes.

- El capital de trabajo al 31 de diciembre de 2019 corresponde a US$ -155 millones, que refleja una mejora respecto al 31 de diciembre de 2018 donde alcanzó US$ -3.267 millones, también explicado por la disminución de los pasivos corrientes.

- La razón de endeudamiento se sitúa en 1,43 veces al 31 de diciembre de 2019, disminución de un 31,9% respecto del 31 de diciembre de 2018, explicado también en la disminución de los pasivos corrientes

- La cobertura de costos financieros por el período terminado al 31 de diciembre de 2019 fue de 4,83 veces, lo cual representa una disminución de 0,5% comparado con el mismo período del año anterior, debido a un mayor costo financiero.

- El índice de rentabilidad medido en términos del resultado de explotación sobre los ingresos de explotación alcanzó un 19,3% al 31 de diciembre de 2019.

- La rentabilidad del patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante) alcanzó un 19,3%, lo que representa un aumento de un 5,9%, producto de aumento en el resultado atribuible a los propietarios respecto al periodo anterior.

- La rentabilidad de los activos fue de un 7,6% al 31 diciembre de 2019, lo que representa un aumento de un 8,1%, debido principalmente mejor resultado del período respecto del mismo período del año anterior.

PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO

El flujo de efectivo neto fue negativo al 31 de diciembre de 2019 y alcanzó los menos US$ 105 millones, lo que representa una disminución de US$ 537 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 diciembre 2018, se describen a continuación:

	31 de diciembre de			
	2019	2018		
Flujos de efectivo netos	(Millones de USD)		Variación	Variación %
Flujos de efectivo netos procedentes de actividades de operación	2.528	1.844	684	37,1
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión	(1.600)	(3.069)	1.469	(47,9)
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación	(823)	1.867	(2.690)	(144,1)
Total Flujos de Efectivos Netos	**105**	**642**	**(536)**	**(83,6)**

Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación alcanzaron US$ 2.528 millones a diciembre de 2019, representando un aumento del 37,1% 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 US$ 1.963 millones, (ii) mayores otros cobros por actividades de operación por US$ 76 millones, (iii) menores cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas por US$ 21 millones, y (iv) menores cobros procedentes de regalías y comisiones por US$ 11 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 US$ 746 millones, (ii) mayores pagos a y por cuenta de los empleados por US$ 81 millones, (iii) mayores otros pagos por actividades de operación por US$ 496 millones, (iv) mayores otras salidas de efectivo por US$ 32 millones, y (v) menores pagos de impuesto a las ganancias US$ 32 millones.

Los flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión generaron una salida neta por US$ 1.600 millones a diciembre de 2019, que se explica principalmente por: (i) desembolsos por la incorporación de propiedades plantas y equipos por US$ 892 millones, (ii) incorporación de activos intangibles por US$ 767 millones, (iii) pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera por US$ 4 millones, (iv) inversiones a más de 90 días por US$ 245 millones, (v) compra adicional de participaciones no controladoras (Enel Distribución Sao Paulo) por US$ 98 millones, y (vi) otras salidas por US$ 7 millones. Estas salidas de flujo de efectivo de inversión fueron compensadas por (i) Intereses recibidos por US$ 112 millones, (ii) el rescate de inversiones a más de 90 días por US$ 285 millones y (iii) otras entradas por US$ 16 millones.

Los flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación generaron una salida neta por US$ 823 millones a diciembre 2019, originados principalmente por la (i) obtención de fondos por aumento de capital de Enel Américas por US$ 3.000 millones, netos de costos de colocación (ii) obtención de financiamientos por US$ 4.899 millones, de los cuales US$ 3.186 millones corresponde a créditos bancarios y US$ 1.713 millones a bonos. Lo anterior fue parcialmente compensado por (i) pagos de préstamos por US$ 4.782 millones, que incluye US$ 3.732 millones de pago de créditos bancarios, US$ 995 millones de bonos y US$ 55 millones de otras fuentes de financiamiento, (ii) pago de dividendos por US$ 724 millones, (iii) pago de intereses por US$ 615 millones, (iv) pagos de pasivos por arrendamientos financieros US$ 59 millones, (v) pago de la deuda que se tenía con Enel Finance International (EFI) por la compra de Enel Distribución Sao Paulo por US$ 2.662 millones, pago realizado con parte de los fondos recaudados por aumento de Capital de Enel Américas, y (vi) Otras entradas de efectivo por US$ 120 millones.

A continuación, se presentan los Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos y su Depreciación, para los períodos a diciembre de 2019 y 2018.

	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos		Depreciación	
Empresa	**2019**	2018	**2019**	2018
Enel Generación Chocon S.A.	0	2	15	17
Enel Generación Costanera S.A.	6	13	40	77
Emgesa S.A.E.S.P.	108	91	74	73
Enel Generación Perú S.A.	43	56	50	52
Enel Distribución Goias S.A.	187	185	81	88
EGP Cachoeira Dourada S.A.	4	3	7	7
Enel Distribución Fortaleza	19	9	14	10
Enel Cien S.A.	2	2	12	16
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	221	225	201	113
Edesur S.A.	186	87	54	52
Enel Distribución Perú S.A.	165	112	57	52
Enel Distribución Rio (Ampla) (*)	181	175	104	84
Enel Distribución Ceara (Coelce) (*)	173	209	65	58
Codensa S.A.	306	316	122	120
Enel Trading Argentina S.R.L.	0	1	0	0
Central Dock Sud S.A.	34	42	31	25
Enel Generación Piura S.A.	5	6	11	12
Holding Enel Americas y Sociedades de Inversión	18	8	10	6
Total	**1.659**	**1.541**	**948**	**862**

(*) Incluye activos intangibles por concesiones.

PRINCIPALES RIESGOS ASOCIADOS A LA ACTIVIDAD DEL GRUPO ENEL AMERICAS 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.

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.

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:

	31-12-2019 %	31-12-2018 %
Tasa de interés fijo	39%	59%

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 filiales en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio del Grupo 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 2019 se han liquidado en el año 5.28 GWh de compra de futuros de energía con finalidad de cobertura del portafolio de contratación.

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. Al 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

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 periodo que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

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

Al 31 de diciembre de 2019, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS$ 1.938.997 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS$ 706.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. 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

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 periodo (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$ 361.000.

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$150 millones, podría dar lugar al pago anticipado de crédito bancario bajo ley del Estado de Nueva York. Además, este crédito contiene disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en Enel Américas, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas por un monto superior a US$ 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 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.

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 ECONOMICO DE LOS ACTIVOS

Respecto de los activos de mayor importancia cabe mencionar lo siguiente:

Las propiedades, plantas y equipos se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. Dicha vida útil estimada se revisa periódicamente.

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes y la participación no controladora identificables de una Sociedad filial, en la fecha de adquisición. La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (Ver Nota 3.e) de los Estados Financieros.

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

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 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
Paolo Pescarmona
TELÉFONO (56) 2 2353 4510

ASESORÍA JURÍDICA Y GOBIERNO CORPORATIVO
Domingo Valdés Prieto
TELÉFONO (56) 2 2630 9227

GERENTE DE ENEL X
Simone Tripepi

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

Diseño y producción: LEADERS

enelamericas.com