

Santiago, 19 de junio de 2019
Ger. Gen. N° 56/2019



2019060105445

20/06/2019 11:52 Operador: CANRIQUE
DIVISION CONTROL FINANCIERO VALORES
Nro. Inscrip: 175v

Señor
Joaquín Cortez Huerta
Presidente
Comisión para el Mercado Financiero
Avenida Libertador Bernardo O'Higgins 1449
Presente

Ref.: Acompaña Documentación que Indica.

De nuestra consideración:

Debidamente facultado y en representación de Enel Américas S.A., en conformidad a lo dispuesto en la Sección III de la Norma de Carácter General N° 30 emitida por la Comisión para el Mercado Financiero ("CMF") y en relación con la colocación de las acciones de pago cuya emisión fue inscrita en el Registro de Valores de la CMF bajo el N° 1083 con fecha 18 de junio de 2019, se adjunta a la presente el prospecto refundido conforme al texto aprobado por la CMF.

Asimismo, se acompaña a la presente una declaración jurada de responsabilidad de toda la información y documentación proporcionada a la CMF.

Le saluda atentamente a usted,



Domingo Valdés Prieto
Fiscal

Adj.: Lo indicado.

cc.: Banco Central de Chile
Bolsa de Comercio de Santiago, Bolsa de Valores
Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores
Representante de Tenedores de Bonos Locales
Comisión Clasificadora de Riesgos

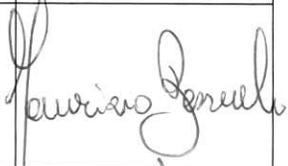


DECLARACIÓN JURADA DE RESPONSABILIDAD Y DECLARACIÓN JURADA ESPECIAL DE CESACIÓN DE PAGOS

Los abajo firmantes, en sus calidades de director y gerente general de **Enel Américas S.A.** (la "Sociedad"), respectivamente, declaran bajo juramento que se hacen responsables de la veracidad de toda la información y documentación proporcionada a la Comisión para el Mercado Financiero (la "CMF") en relación a la colocación de acciones emitidas por la Sociedad y recientemente inscritas en el Registro de Valores que lleva la CMF.

Asimismo, los abajo firmantes, en sus calidades de director y gerente general de la Sociedad, respectivamente, declara bajo juramento que a esta fecha la Sociedad no se encuentra en cesación de pagos.

Ambas declaraciones se efectúan en los términos señalados en la sección III de la Norma de Carácter General N° 30 de la CMF.

Nombre	Cargo	RUT	Firma
Maurizio Bezzeccheri	Gerente General	24.490.357-2	
Pamio Gómez S.	Director	26.715.501-1	

Santiago, junio de 2019

**PROSPECTO EMISIÓN DE
18.729.788.686 DE ACCIONES DE PAGO**



**ENEL AMÉRICAS S.A.
INSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO DE VALORES N°175**

Las 18.729.788.686 nuevas acciones de pago serán transadas en el mercado general de la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa Electrónica de Chile, así como en la *New York Stock Exchange* (NYSE) de Estados Unidos de América (en éste último caso, respecto de los nuevos American Depositary Shares).

LA COMISIÓN PARA EL MERCADO FINANCIERO NO SE PRONUNCIA SOBRE LA CALIDAD DE LOS VALORES OFRECIDOS COMO INVERSIÓN. LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE PROSPECTO ES DE RESPONSABILIDAD EXCLUSIVA DEL EMISOR.

La información contenida en esta publicación es una breve descripción de las características de la emisión y de la entidad emisora, no siendo ésta toda la información requerida para tomar una decisión de inversión. Mayores antecedentes se encuentran disponibles en la sede de la entidad emisora Enel Américas S.A. ubicadas en Santa Rosa 76, piso 15, comuna y ciudad de Santiago y en la Comisión para el Mercado Financiero ubicada en Av. Libertador Bernardo O'Higgins 1449, comuna y ciudad de Santiago.

Señor inversionista:

Antes de efectuar su inversión usted deberá informarse cabalmente de la situación financiera de la sociedad emisora y deberá evaluar la conveniencia de la adquisición de estos valores.

Junio de 2019

CONTENIDO

DEFINICIONES

Para todos los efectos de este Prospecto, y a menos que del contexto se infiera claramente lo contrario, los términos con mayúscula /salvo exclusivamente cuando se encuentran al comienzo de una frase o en el caso de un nombre propio/ tendrán el siguiente significado:

“**Aumento de Capital**” significa el aumento de capital por USD3.000.000.000 en la Sociedad aprobado en virtud de la Junta.

“**Bolsas de Valores**” significa, consideradas conjuntamente, la Bolsa de Comercio de Santiago y la Bolsa Electrónica de Chile.

“**Dólar Observado**” significa, el promedio ponderado por montos transados de las operaciones spot (contado) de compra y venta entre el peso chileno y el dólar de los Estados Unidos de América, efectuadas en el Mercado Cambiario Formal (MCF) durante el día hábil bancario inmediatamente anterior, y publicado por el Banco Central de Chile.

“**Enel**” significa Enel S.p.A., sociedad por acciones italiana, controladora final del Emisor.

“**Enel Américas**”, “**Sociedad**” o “**Emisor**” significa Enel Américas S.A.

“**Enel Brasil**” significa Enel Brasil S.A.

“**Junta**” significa la junta extraordinaria de accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 30 de abril de 2019, cuya acta fue reducida a escritura pública con fecha 8 de mayo de 2019, en la Notaría de Santiago de don Roberto Cifuentes Allel, domiciliada en Avenida Apoquindo 3076, Oficina 601, Las Condes, bajo el repertorio 4.379/2019. El extracto de la escritura antes mencionada se inscribió a fojas 37.969, N°19.000, del Registro de Comercio de Santiago, con fecha 16 de mayo de 2019 y se publicó en el Diario Oficial con fecha 20 de mayo de 2019.

“**Ley de Mercado de Valores**” significa la Ley N°18.045 de mercado de valores.

“**LSA**” significa la Ley N°18.046 sobre sociedades anónimas.

“**Nuevas Acciones**” tiene el significado que se le otorga en el apartado “Número Total de Acciones” del resumen ejecutivo de este Prospecto.

“**Ofertas Preferentes**” significa, conjuntamente, el primer periodo de suscripción preferente y el segundo periodo de suscripción preferente.

“**Prospecto**” significa el presente prospecto a ser presentado ante la Comisión para el Mercado Financiero con el objeto de solicitar la inscripción de las Nuevas Acciones emitidas por la Sociedad en virtud del Aumento de Capital.

“**RSA**” significa el decreto supremo de Hacienda N° 702 de 2011, que aprueba el Nuevo Reglamento de Sociedades Anónimas.

"**USD**" o "**Dólares**" significa dólares de los Estados Unidos de América.

"**\$**" significa pesos de la República de Chile.

1. IDENTIFICACIÓN DEL EMISOR Y EMISIÓN

Fecha del Prospecto	junio de 2019
Emisor	Enel Américas S.A.
Nombre de Fantasía	N/A
R.U.T.	94.271.000-3
Dirección	Santa Rosa 76, piso 15, comuna y ciudad de Santiago
Teléfono	+562 23534682
Teléfono Gerencia de Relación con Inversionistas	+562 23534682
Correo Electrónico	Ir.enelamericas@enel.com
Fax	No tiene
Página web	www.enelamericas.com
Nº inscripción del Emisor en Registro de Valores	175
Nº y fecha inscripción de la emisión en Registro de Valores	Nº 1083 de fecha 18 de junio de 2019
Monto del aumento de capital	El monto de colocación será la suma total de USD3.000.000.000.
Número Total de Acciones de pago emitidas con cargo al aumento de capital	18.729.788.686 acciones de pago (las " <u>Nuevas Acciones</u> ").
Clase de Acciones	Ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal.
Precio de Colocación	El precio de colocación por cada una de las 18.729.788.686 Nuevas Acciones estará expresado en Dólares y será aquél que resulte de calcular el precio promedio ponderado de las transacciones de la acción de Enel Américas en las Bolsas de Valores, 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 efectos de calcular el precio promedio ponderado referido precedentemente, se considerará el monto total de las transacciones de la acción de Enel Américas para cada día, convertidas a Dólares según el tipo de cambio Dólar

Observado que publique el Banco Central de Chile para cada uno de dichos 5 días hábiles bursátiles.

De esta forma, la cantidad a que se refiere este literal, será el resultado de aplicar la siguiente fórmula:

$$X = \left(\frac{\left(\frac{MT1}{TC1} \right) + \left(\frac{MT2}{TC2} \right) + \left(\frac{MT3}{TC3} \right) + \left(\frac{MT4}{TC4} \right) + \left(\frac{MT5}{TC5} \right)}{ATT} \right) * 0.95$$

Donde:

X = Precio final de colocación, al cual cada accionista o cesionario de opción deberá suscribir y pagar cada acción de la Sociedad;

MT = Monto total transado (en pesos, moneda nacional) de la acción de la Sociedad en las bolsas de valores del país el respectivo día hábil bursátil (así, MT1 corresponde a dicho monto para el primer día hábil bursátil anterior a la fecha de inicio del periodo de opción preferente; MT2, para el segundo día hábil bursátil anterior; y así sucesivamente).

TC = El tipo de cambio "Dólar Observado" publicado en el Diario Oficial el respectivo día hábil bursátil (así, TC1 corresponde a dicho tipo de cambio publicado el primer día hábil bursátil anterior a la fecha de inicio del periodo de opción preferente; TC2, al tipo de cambio publicado el segundo día hábil bursátil anterior; y así sucesivamente).

ATT = total de acciones de la Sociedad transadas en las bolsas de valores del país durante el periodo correspondiente a los cinco días hábiles bursátiles anteriores a la fecha de inicio del periodo de opción preferente.

La determinación final del precio de colocación de las Nuevas Acciones de conformidad con la fórmula antes indicada corresponderá al directorio de Enel Américas, debiendo darse inicio a la colocación de las nuevas acciones dentro del plazo de 180 días contados desde la fecha de la Junta, de conformidad con lo que dispone el artículo 23 del Reglamento de Sociedades Anónimas. El directorio está autorizado para proceder a ofrecer y colocar solo aquella cantidad de acciones que permita a Enel Américas recaudar los USD 3.000.000.000 que se proponen

Ofertas preferentes

en la Junta, en la forma descrita en la sección 10.4 del presente Prospecto.

La totalidad de las Nuevas Acciones será ofrecida preferentemente a los accionistas de Enel Américas a prorrata de las acciones emitidas por Enel Américas 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 primer periodo de suscripción preferente antes referido. Dicha oferta preferente obligatoria tendrá una duración de 30 días, cuyo inicio será informado mediante la publicación del aviso antedicho.

Una vez transcurrido el primer periodo de suscripción preferente, las Nuevas Acciones que no hubieren sido suscritas y pagadas durante el primer periodo 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 periodo de suscripción preferente únicamente a aquellos accionistas o terceros que hubieren suscrito acciones que se emitan en virtud del Aumento de Capital durante el primer periodo de suscripción preferente, al mismo precio al que sean ofrecidas durante el primer periodo de suscripción preferente y a prorrata de las acciones que hayan suscrito y pagado durante el referido primer periodo de suscripción preferente. El inicio del segundo periodo de suscripción preferente será comunicado mediante carta enviada al domicilio que cada accionista tiene registrado en la Sociedad, y mediante aviso a ser publicado en el Diario El Mercurio de Santiago.

Los accionistas que hubieren suscrito y pagado acciones durante el primer periodo de suscripción preferente podrán concurrir a las oficinas de la Sociedad a fin de que se les informe el número de acciones a que tienen derecho a suscribir y pagar durante el segundo periodo de suscripción preferente. Si un accionista con derecho a suscribir acciones durante el segundo periodo de suscripción preferente de conformidad con lo indicado precedentemente, no las ejercitare ni enajenare durante el plazo de 24 días antes indicado, se entiende que renuncia a su derecho a suscribirlas.

Plazo de Colocación

Cualquier saldo de las Nuevas Acciones que no hubiere sido suscrito una vez finalizada el segundo periodo de suscripción preferente o en caso de expiración anticipada del mismo por renuncia de todos y cada uno de los accionistas a su derecho preferente de suscripción, podrá ser ofrecido por el directorio de Enel Américas a los accionistas o terceros, en las oportunidades y cantidades que el directorio estime pertinentes, estando ampliamente facultado para determinar los procedimientos para ello, de conformidad a lo señalado en la Sección 10.5 del presente Prospecto.

Atendiendo la delegación en el Directorio de la Sociedad de la facultad de fijar el precio de las Nuevas Acciones, el plazo para iniciar la colocación es de 180 días contado desde la fecha de celebración de la Junta, de conformidad con lo que dispone el artículo 23 del Reglamento de Sociedades Anónimas.

Las Nuevas Acciones deberán quedar íntegramente suscritas y pagadas dentro del plazo de 1 año contado desde el 30 de abril de 2019, fecha de celebración de la Junta, estando autorizado el directorio de Enel Américas para abstenerse del cobro de los montos adeudados a dicho vencimiento, quedando el capital reducido de pleno derecho a la cantidad efectivamente pagada al vencimiento del plazo antes indicado.

Forma de Pago

El precio de colocación de las Nuevas Acciones deberá ser pagado al contado al momento de la suscripción de las mismas, en Dólares, en dinero efectivo, vale vista bancario, transferencia electrónica de fondos o cualquier otro instrumento o efecto representativo de dinero y pagadero a la vista. Los accionistas estarán facultados asimismo para pagar el precio de colocación 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, en dinero efectivo, vale vista bancario, transferencia electrónica de fondos o cualquier otro instrumento o efecto representativo de dinero y pagadero a la vista.

Uso de los fondos

Los fondos que se recauden en el Aumento de Capital tienen por objeto 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 esta última sociedad. La consecuente mejora de la estructura patrimonial de la Sociedad permitirá a la misma aprovechar oportunidades de inversión mediante operaciones de fusiones y adquisiciones y compras de participaciones de minoritarios.

Para los efectos referidos en el párrafo precedente, la parte de los fondos del Aumento de Capital que tiene por objeto posibilitar el pago de la deuda a Enel Finance International N.V. por parte de Enel Brasil, podrá ser destinada por éste último a pagar (i) dicho préstamo y/o, en caso de ser necesario, (ii) un crédito de corto plazo a ser otorgado por uno o más financistas con el objeto de solventar el pago de la deuda que Enel Brasil mantiene con Enel Finance International N.V.

2. INFORMACIÓN GENERAL

LA COMISIÓN PARA EL MERCADO FINANCIERO NO SE PRONUNCIA SOBRE LA CALIDAD DE LOS VALORES OFRECIDOS COMO INVERSIÓN. LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE PROSPECTO ES DE RESPONSABILIDAD EXCLUSIVA DEL EMISOR.

La información contenida en este Prospecto es una descripción general de las características de la emisión y de la entidad emisora. Las nuevas acciones de pago a que se refiere este Prospecto serán transadas en el mercado en general, al igual que el resto de las acciones de la Sociedad actualmente en circulación.

Mayores antecedentes de la Sociedad y la emisión podrá encontrarse en la sede de la Sociedad ubicada en Santa Rosa 76, piso 15, Santiago, comuna y ciudad de Santiago, de lunes a jueves de 9:00 a 17:00 hrs., y viernes de 9:00 a 15:00 hrs., y en su página web www.enelamericas.com; y en la Comisión para el Mercado Financiero ubicada en Av. Libertador Bernardo O'Higgins 1449, comuna y ciudad de Santiago, de lunes a jueves de 9:00 a 18:15 horas, viernes de 9:00 a 17:15 horas y en su página web www.cmfchile.cl

En la elaboración de este Prospecto no han participado intermediarios.

3. ANTECEDENTES GENERALES DE LA SOCIEDAD

3.1. Historia de la Sociedad

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 de 19 de junio de 1981 otorgada en la Notaría de Santiago de don Patricio Zaldívar Mackenna y modificada por escritura publicada de 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 1985 de la entonces Superintendencia de Valores y Seguros (actual Comisión para el Mercado Financiero). 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, número 7.269, correspondiente al año 1981 y se publicó en el Diario Oficial el 23 de julio de 1981. Con fecha 1 de agosto de 1988, en virtud de Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 12 de abril del mismo año, 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, en Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis S.A. celebrada con fecha 18 de diciembre del mismo año, se aprobó la primera parte del plan de reestructuración 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 y, la entonces Enersis S.A pasó a denominarse Enersis Américas S.A que controlaría los negocios en los otros países de la región (Argentina, Brasil, Colombia y Perú). La División consta en escritura pública de 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, número 2441, correspondiente al año 2016 y publicado en el Diario Oficial con fecha 22 de enero 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., sucediéndolas en todos sus derechos y obligaciones e incorporándose la totalidad de los accionistas y patrimonio de las referidas filiales. 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, 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, número 43.179, correspondiente al año 2016 y publicado en el Diario Oficial el 29 de octubre de 2016.

El 14 de febrero de 2017, Enel Américas consolidó la compra de Celg Distribuição S.A. (hoy Enel Distribución Goiás), a través de su filial Enel Brasil, adquiriendo aproximadamente un 94,8% de su capital social. El monto de la operación alcanzó los BRL\$2.269 millones (aproximadamente US\$730 millones). El 4 de octubre del mismo año, Enel Perú (100% propiedad de Enel Américas S.A.) adquirió 47.686.651 acciones emitidas por la filial Enel Distribución Perú, por un total de PEN\$262.276.580 (equivalentes aproximadamente a US\$80 millones). Luego, el 30 de noviembre de 2017, Enel Brasil adquirió la central Volta Grande, por un monto de BRL\$1.420 millones (US\$445 millones aproximadamente).

El 4 de junio de 2018, Enel Américas hizo la mejor oferta para adquirir hasta un 73,4% de las acciones de Eletropaulo (hoy Enel Distribución São Paulo), la principal empresa de distribución de Sao Paulo, Brasil, por un monto de BRL\$ 5.553 millones (aproximadamente US\$ 1.484 millones) Durante el mes siguiente, a todos los accionistas de Enel Distribución Sao Paulo se les permitió vender sus acciones al mismo precio ofrecido, y para el 4 de julio, el proceso concluyó con la adquisición del 95,05% de la propiedad de Enel Distribución São Paulo. El monto de la operación fue de BRL\$1.516 millones (aproximadamente US\$ 384 millones). Posteriormente, durante septiembre de 2018, Enel Américas concluyó un aumento de capital en esta distribuidora por la suma de BRL\$ 1.500 millones (aproximadamente US\$395 millones) y, como consecuencia de ello, la propiedad final alcanzó el 95,88%.

3.2. Sector industrial y principales mercados en los que opera Enel Américas

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

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.

En virtud del proceso de reestructuración societaria del Grupo Enel iniciado en abril de 2015 y culminado en diciembre de 2016, se separaron las actividades de generación y distribución eléctrica del Grupo Enel desarrolladas en Chile de las del resto de los países de Latinoamérica. 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.

De esta forma, Enel Américas y sus sociedades filiales y sociedades de control conjunto participan en la generación, transporte, distribución y comercialización eléctrica en Argentina, Brasil, Colombia y Perú.

Respecto del negocio de generación eléctrica, Enel Américas posee filiales operativas en Argentina, Brasil, Colombia y Perú, a través de las cuales opera un total de 11.257 MW por concepto de capacidad instalada neta, alcanzando una producción eléctrica consolidada de 39.863 GWh, mientras que las ventas de energía ascienden 65.329 GWh. El 56% de la capacidad de generación consolidada de Enel Américas y sus filiales proviene de fuentes hidroeléctricas y el 44% de fuentes térmicas.

Enel Américas, a través de su filial Enel Cien (filial de Enel Brasil), desarrolla el negocio de transmisión de energía eléctrica, principalmente mediante una línea de interconexión entre Argentina y Brasil que tiene una capacidad de transporte 2.100 MW.

El negocio de distribución eléctrica, por su parte, se ha llevado a cabo por Enel Américas, a través de las filiales Edesur, en Argentina; Enel Distribución Rio, Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Goiás (de propiedad de Enel Brasil), en Brasil; Codensa, en Colombia; y Enel Distribución Perú en Perú. Las filiales mencionadas, atienden en conjunto a las principales ciudades de América Latina, entregando servicio eléctrico a más de 24,5 millones de clientes.

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

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

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

Colombia: Petromil, Carbones San Fernando, Minas y Minerales S.A.-Minminer-, Grupo EPM. Electricaribe, Emcali, Consorcio M&M, Amec Foster Wheeler Energía, S.L.U., Andritz Hydro Ltda., CAM Colombia Multiservicios S.A.S., Quanta Colombia Services Colombia S.A.S y Deltec S.A.

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

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

Enel Américas desarrolla su negocio a través de su participación directa e indirecta en las siguientes sociedades operativas:

SOCIEDAD	PAÍS	NEGOCIO	PARTICIPACIÓN
Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Gx	75,62%
Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Gx	65,69%
Central Dock Sud, S.A.	Argentina	Gx	40,25%
Edesur S.A.	Argentina	Dx	72,09%
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Argentina	Tx	99,99%
Transportadora de Energía S.A.	Argentina	Tx	99,99%
Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Tx	99,96%
Yacylec	Argentina	Tx	22,22%
Termoeléctrica José de San Martín	Argentina	Gx	16,98%
Termoeléctrica Manuel Belgrano	Argentina	Gx	16,98%
Central Vuelta Obligado S.A.	Argentina	Gx	25,37%
Enel Generación Fortaleza S.A.	Brasil	Gx	99,99%
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Gx	99,75%
Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Dx	99,73%
Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Dx	74,05%
Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Dx	99,93%

Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Dx	95,88%
Enel Cien S.A.	Brasil	Tx	99,99%
Enel Green Power Proyectos I S.A. (Volta Grande)	Brasil	Gx	99,99%
Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Gx	48,48%
Codensa S.A.	Colombia	Dx	48,41%
Enel Generación Perú	Perú	Gx	83,60%
Enel Distribución Perú	Perú	Dx	83,16%
Compañía Energética Veracruz	Perú	Gx	100%
Enel Generación Piura	Perú	Gx	96,50%

(*) Al día 31 de marzo de 2019.

Gx: Generación

Dx: Distribución

Tx: Transmisión / Comercialización

Cada uno de los países de Latinoamérica en que participa Enel Américas, directa o indirectamente, posee un marco regulatorio, matrices energéticas, empresas participantes, patrones de crecimiento y consumo distintos. A continuación, se resume brevemente los principales cuerpos legales que regulan la actividad, la estructura de mercado y los aspectos más relevantes respecto de los agentes en cada uno de los países en los que opera la Sociedad.

Estructura de la industria y Marco Regulatorio en los países en que opera Enel Américas

1. Argentina:

El sector eléctrico argentino se rige fundamentalmente por la Ley N°15.336 de 1960 y la Ley N°24.065 de 1992 (la "Ley Eléctrica"). Enel Américas, participa a través de sus filiales en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en el cual se distinguen cuatro categorías de agentes locales (generadores, transmisores, distribuidores y grandes clientes) y dos categorías de agentes extranjeros (comercializadores de generación y comercializadores de demanda) quienes están autorizados para comprar y vender electricidad como también los productos relacionados.

En cuanto a la regulación de la industria eléctrica propiamente tal, debe distinguirse según el segmento de negocio o área de que se trate:

a) Empresas de Generación. La regulación de las empresas de generación ha sufrido importantes variaciones desde su puesta en marcha por la Ley 24.065 hasta la Resolución S.E.E N°22/2017. Originalmente, el sector de generación estaba organizado competitivamente, 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." (CMMESA). Sin embargo, este régimen cambio sustancialmente en 2013 cuando la Secretaría de Energía aprobó un esquema remuneratorio para la generación basada en los costos medios, obligando a entregar a CAMMESA toda la energía producida. Actualmente, en virtud de la Resolución S.E.E N°22/2017, se reemplazó el referido esquema remuneratorio, estableciendo nuevos lineamientos para la remuneración de las centrales de generación existentes, poniendo en foco el incentivo a la disponibilidad de potencia de las unidades.

De acuerdo con la normativa vigente, todos los generadores agentes del MEM deben estar conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) 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. 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 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 define 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 periodo considerado. Para ajustar las diferencias entre este precio y el costo real de la generación se han creado diversos fondos 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.

b) Empresas de Distribución. La actividad de distribución opera bajo condiciones de monopolio y se lleva a cabo por las empresas a las que el Gobierno Federal les otorga concesiones. Dichas compañías deben suministrar toda la demanda de electricidad en su área de concesión exclusiva a precios (tarifas) y condiciones establecidas en la concesión, sujetas a revisión por parte del Ente Nacional Regulador De La Electricidad (ENRE). Los acuerdos de concesión incluyen penalidades por el no suministro. Asimismo, las concesiones contemplan "periodos de gestión" que permiten al concesionario abandonar la adjudicación cada cierto tiempo. 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.

Desde 2011 hay dos áreas de distribución de electricidad sujetas a concesiones federales. Los concesionarios son Edesur (filial de Enel Américas) y Edenor, que se encuentran en la ciudad de Buenos Aires y Gran Buenos Aires.

c) Empresas de Transmisión. La transmisión opera bajo condiciones de monopolio y es atendida por empresas a las que se les han otorgado concesiones en condiciones similares a las empresas de distribución.

De conformidad a la Ley Eléctrica, ningún generador, distribuidor, gran usuario, ni por otra compañía controlada por cualquiera de estos o bajo el control de la misma, puede ser propietario o accionista mayoritario de una empresa de transporte o de sus empresas controlantes. Al mismo tiempo, a las empresas de transmisión les está prohibida la actividad de generar, distribuir, comprar y/o vender electricidad. Las empresas distribuidoras no pueden poseer unidades de generación. Los clientes regulados son suministrados por los distribuidores en las tarifas reguladas, a menos que tengan una demanda de capacidad mínima de 30kW. En este caso son considerados como "grandes clientes" y pueden negociar libremente sus precios con las empresas de generación.

d) 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 y ciertos estándares de emisiones. El incumplimiento de estos requerimientos faculta al gobierno a imponer penalidades, tales como la suspensión de operaciones que, en el caso de servicios públicos, puede resultar en la cancelación de las concesiones. Asimismo, la normativa vigente considera el uso de fuentes renovables para la

producción de electricidad como de interés nacional y se fijan metas en cuanto a la participación de mercado para las energías renovables y ciertos beneficios impositivos a los proyectos de energía renovables, mecanismos de financiamiento, regalías, entre otros.

2. Brasil:

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

En cuanto a la regulación de la industria eléctrica propiamente tal, debe distinguirse según el segmento de negocio que se trate:

a) 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; (i) 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 (ii) 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. En el mercado mayorista de electricidad se distinguen procesos independientes de licitación de energía existente o "vieja" y de energía nueva. Las nuevas licitaciones de energía contemplan contratos de largo plazo en los que los nuevos proyectos de generación deben cubrir los crecimientos de demanda previstos por las distribuidoras. Las licitaciones de energía "vieja" consideran plazos de contratación menores y deben 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 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.

b) Empresas de Transmisión. En general, la transmisión opera bajo condiciones de monopolio, en que las tarifas para las empresas de transmisión son fijadas por el Gobierno brasileño, Sin perjuicio de lo anterior, cualquier agente del mercado de energía eléctrica que produce o consume energía está autorizado para usar la Red Básica, cuya operación es de 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. El cargo por transmisión es fijo y los ingresos de transmisión no dependen de la cantidad de electricidad transmitida.

c) Empresas de Distribución. La distribución opera bajo condiciones de monopolio y es provisto por empresas de distribución que compran la electricidad a través de licitaciones que son reguladas por ANEEL y organizadas por CCEE (anualmente). Los distribuidores deben comprar la electricidad en licitaciones públicas. El Gobierno también tiene el derecho de llamar a licitaciones especiales para electricidad renovable. Además, existe un sistema de contratación multilateral, en virtud del cual empresas generadoras suscriben contratos con todos los distribuidores que convocan las licitaciones.

Los distribuidores en el sistema brasilero no están facultados para: (i) desarrollar actividades relacionadas con la generación o transmisión de electricidad; (ii) vender electricidad a clientes no regulados, excepto a aquellos dentro de su área de concesión y bajo las mismas condiciones y tarifas aplicables a sus clientes del Mercado Regulado; (iii) mantener, directa o indirectamente interés patrimonial en cualquier otra empresa, corporación o sociedad; o (iv) desarrollar actividades que no están relacionadas con sus respectivas concesiones, excepto aquellas permitidas por ley o en el convenio de concesión relevante. Los generadores no están autorizados para tener interés patrimonial en empresas distribuidoras en exceso del 10 por ciento.

3. Colombia:

El sector eléctrico colombiano se rige fundamentalmente por la Ley 142 de Servicios Públicos Domiciliarios y la Ley Eléctrica 143, ambas de 1994. 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 de energía eléctrica, gas natural, gas licuado de petróleo 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.

El mercado en que opera Enel Américas, a través de sus filiales, es el Mercado de Energía Mayorista (MEM), que 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).

En cuanto a la regulación de la industria eléctrica propiamente tal, debe distinguirse según el segmento de negocio o área de que se trate:

a) Empresas de Generación. El sector de generación es organizado sobre una base competitiva (incluso el Estado colombiano puede participar en la ejecución y explotación de proyectos de generación al igual que el sector privado). 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 20MW 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 deseen venderla. Esta energía es despachada de manera centralizada por el Centro Nacional de Despacho con criterios de optimización económica y respetando las restricciones eléctricas y operativas del sistema.

b) Empresas de Transmisión. La transmisión opera bajo condiciones de monopolio a través del Sistema de Transmisión Nacional (STN), constituido por redes de transmisión que operan a 220 kV o superiores. Las empresas de transmisión gozan de un ingreso anual fijo, 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 STN. Este valor es repartido entre todos los comercializadores del mercado en proporción a sus demandas de energía. El Sistema Interconectado Nacional atiende el 98% de la demanda del país. Los sistemas no interconectados atienden zonas aisladas.

c) Empresas de Distribución. La distribución opera mediante redes de distribución local y transmisión regional con tensiones menores a 220 KV. Las empresas distribuidoras tienen libertad para adquirir su suministro, definen las condiciones de los procesos de licitación pública para adquirir la energía que requieren para el mercado regulado y pueden también acudir al mercado spot para comprar energía. El precio que paga el usuario final refleja un promedio del precio de compra. 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.

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

e) Regulación Medioambiental. El marco legal para la regulación ambiental está contenido en la Ley N°99 de 1993 que establece, entre otras materias, que 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, debe tramitar la licencia ambiental previo al inicio de las actividades. Asimismo, dicho cuerpo legal señala 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 donde se encuentran las centrales un porcentaje asociado a la generación de energía. Las centrales hidroeléctricas deben pagar el 6% de su generación y

las centrales térmicas deben pagar el 4% de su generación con tarifas que son determinadas anualmente.

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

4. Perú:

El marco jurídico aplicable a la industria eléctrica peruana está constituido principalmente por la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844 de 1992) y sus normas reglamentarias. El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) define las políticas de energía aplicables a nivel nacional y 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 (Osinergrmin) es la entidad reguladora que controla y fiscaliza el cumplimiento de las normas legales y técnicas relacionadas con las actividades de electricidad, hidrocarburos y minería. También hace cumplir las obligaciones establecidas en los contratos de concesión. Por su parte, la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergrmin (GRT) es la autoridad competente para la determinación de las tarifas reguladas. Osinergrmin también controla y supervisa los procesos de licitación requeridos por las empresas distribuidoras para comprar energía a los generadores.

El Comité de Operación Económica del Sistema (COES) es el Operador del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), coordina el despacho de las unidades de generación en función del mínimo costo, prepara diversos estudios que sirven de base para los cálculos anuales de los precios de barra, administra el mercado de corto plazo y elabora el Plan de Transmisión del Sistema Garantizado. En el COES están representadas las empresas de generación, transmisión y distribución, así como los Grandes Usuarios (clientes libres con consumo superior a 10 MW). En zonas rurales existen pequeños sistemas eléctricos aislados que suministran electricidad en áreas específicas, que representan aproximadamente el 6% de la producción total nacional.

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

En cuanto a la regulación de la industria eléctrica propiamente tal, debe distinguirse según el segmento de negocio o área que se trate:

a) Empresas de Generación. Las empresas de generación que poseen u operan una planta generadora con una capacidad instalada mayor a 500 KW requieren de una concesión definitiva otorgada por el MINEM. 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 y en algunos casos incorporan cargos por el uso de las redes de distribución. La Ley de Concesiones Eléctricas permite la suscripción de contratos bilaterales a un precio no mayor que la Tarifa de Barra en el caso de clientes regulados, o a un precio acordado por las partes en el caso de clientes no regulados. Además de este método bilateral, la normativa vigente otorga la posibilidad de que los distribuidores puedan satisfacer la demanda de sus clientes regulados y no regulados bajo contratos suscritos después de un proceso de licitación de potencia y energía supervisado por Osinergmin. Por su parte, el mercado mayorista de electricidad 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: (i) 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 (ii) los grandes usuarios para atender hasta un 10% de su máxima demanda.

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

c) Empresas de Transmisión. Las actividades de transmisión se encuentran reguladas 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, que son aquellas líneas que conectan a una central eléctrica o a un usuario con el sistema y que son pagadas por el beneficiario. El Plan de Transmisión elaborado por el COES y aprobado por el MINEM, determina el desarrollo de las líneas del Sistema Garantizado. 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.

d) Regulación Medioambiental. El marco legal medioambiental aplicable a las actividades relacionadas con la energía en Perú está estipulado en la Ley General del Ambiente (Ley N° 28.611) y en el Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades Eléctricas (Decreto Supremo 029-94-EM). Siguiendo los principios de las normas mencionadas y los definidos en la Ley 28245, Ley Marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental, la Política Nacional del Ambiente y la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, en abril 2018 se promulgó la Ley N° 30754, Ley Marco Sobre el Cambio Climático, lo cual permitirá al Estado a través de una regulación transversal y articulada, emitir normas relacionadas con el desarrollo de generación RER, vehículos eléctricos e inversiones sostenibles en consistencia con el Acuerdo de París.

3.3. Segmentos de negocios de Enel Américas y sus subsidiarias y asociadas relevantes

1. Segmento de Generación de Electricidad.

Enel Américas posee filiales operativas en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. En su totalidad, la capacidad instalada neta del Grupo Enel Américas asciende a 11.257 MW y la producción eléctrica consolidada alcanzó los 39.863 GWh, mientras que las ventas de energía sumaron 65.329 GWh. El 56% de la capacidad de generación consolidada proviene de fuentes hidroeléctricas y el 44% de fuentes térmicas. 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.

En cuanto a la participación de Enel Américas y sus filiales en el negocio de generación eléctrica, debe distinguirse según el país en que opera la Sociedad:

a) Argentina:

Enel Américas 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: Posee seis unidades turbo vapor por un total de 1.062 MW, las que pueden generar con gas natural o fuel oil. También opera dos ciclos combinados de 851 MW y 297 MW respectivamente, totalizando la capacidad instalada de 2.210 MW.

- Chocón: 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 1.328 MW y comprende las centrales de El Chocón, con una potencia instalada de 1.200 MW (central hidráulica de embalse de acumulación) y Arroyito con una capacidad instalada de 128 MW, utilizando ambas las aguas de los ríos Limay y Collón Curá para generar energía. La Sociedad cuenta con una potencia instalada neta de 1.328 MW hidráulicos, y con una potencia de 34 MW térmicos correspondientes a los motogeneradores, teniendo una participación en el SADI de un 3,5%, respecto al total de la potencia instalada. La generación neta registrada por la Sociedad durante el año fue de 2.898 GWh. Esta producción fue constituida por 2.282 GWh de Chocón (79%), 577 GWh de Arroyito (20%) y 39 GWh de los motogeneradores (1%).

- CDS: Posee y opera una central generadora con dos plantas que tienen una capacidad total de 846 MW. La central Dock Sud posee cuatro turbinas a gas y una turbina a vapor, dos de las turbinas a gas y la turbina a vapor comprenden una central de ciclo combinado. La energía generada en 2018 por Dock Sud en 2018 fue de 3.951 GWh, participando en un 4,5% de la generación térmica y cubriendo el 2,9% de la demanda del SADI. Al 31 de diciembre de 2018, la capacidad instalada de Central Dock Sud S.A. representó el 2,3% de la capacidad instalada total en el SIN.

Las mencionadas filiales de Enel Américas poseen en conjunto 4.419 MW de capacidad instalada. Dicha potencia representó a fines de 2018, 11,8% de la capacidad instalada del SIN (Sistema Interconectado Nacional) argentino. La generación eléctrica de dichas sociedades alcanzó 13.949 GWh al 31 de diciembre de 2018, lo que representa el 10,1% de la capacidad instalada del SIN (Sistema Interconectado Nacional) argentino. Cabe destacar, que dentro de los principales competidores de Enel Américas en el mercado de generación eléctrico argentino se encuentran:

AES, SADESA y Pampa Energía (que adquirió durante el año 2016 a Petrobras Argentina), YPF Energía, CAPEX y Pluspetrol Energía (adquirida por YPF).

b) Brasil:

Enel Américas S.A. participa en la generación eléctrica a través de Enel Brasil y sus filiales Cachoeira Dourada, Volta Grande y Enel Generación Fortaleza.

- Cachoeira Dourada: Es una hidroeléctrica de pasada y utiliza las aguas del río Paranaíba, que posee diez unidades generadoras con un total de 655 MW de capacidad instalada neta. La generación neta durante 2018 fue de 2.071 GWh y las ventas alcanzaron los 18.098 GWh.

- Volta Grande. Enel Américas, a través de su filial Enel Brasil, adquirió el año 2017 el derecho de operar por un periodo de 30 años la central Hidroeléctrica de Volta Grande. La generación neta en 2018 fue de 1.148 GWh y las ventas alcanzaron los 1.376 GWh.

Con esta adquisición, Enel Brasil aumentó su capacidad hidroeléctrica en Brasil en 40%, añadiendo 380 MW a su portafolio.

- Enel Generación Fortaleza. Es una central térmica de ciclo combinado de 319 MW 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 Termoelectricidade (PPT) del Gobierno Federal. Su localización es estratégica para impulsar el crecimiento regional y viabilizar la instalación de otras industrias. Sus principales clientes son Enel Distribución Ceará y Petrobras. La generación eléctrica de 2018 fue de 537 GWh, mientras que sus ventas alcanzaron los 2.763 GWh.

Las filiales brasileras de Enel Américas suman una potencia neta total de 1.354 MW, representando el 0,8% de la capacidad del SIN brasileño. La generación eléctrica del Grupo en Brasil alcanzó los 3.755 GWh, logrando el 0,8% del total generado en ese país (termoeléctrica + hidroeléctricas), siendo la producción hidroeléctrica un 86% del total generado por el Grupo Enel Américas en Brasil. Dentro de los principales competidores de Enel Américas en el mercado de generación brasileros, se encuentran; CHESF, Furnas, Cemig, Electronorte, Cesp, Copel y Eletrobras.

c) Colombia:

Enel Américas S.A. participa en la generación de energía eléctrica en Colombia a través de su filial Emgesa, es la mayor empresa de generación eléctrica de Colombia por su capacidad instalada neta. La conforman 17 centrales que totalizan una potencia neta de 3.499 MW, entre las cuales se encuentra El Guavio de 1.260 MW, la central hidroeléctrica más grande del país. De estas 17 centrales existentes, 15 son hidroeléctricas y 2 térmicas. La generación neta fue de 14.052 GWh durante 2018. La generación hidráulica fue de 13.763 GWh y la generación térmica fue de 289 GWh. Las ventas en bolsa totales alcanzaron 2.827 GWh. La generación eléctrica del Enel Américas en este país alcanzó el 20% del total generado en dicho mercado en 2018. Dentro de los principales competidores de Enel Américas conectados al sistema eléctrico colombiano se encuentran, Empresa Pública de Medellín, Isagen, Gecelca, Celsia y Chivor.

d) Perú:

Enel Américas S.A. participa a través de Enel Perú S.A.C. y sus filiales Enel Generación Perú y Enel Generación Piura en el mercado de generación peruano. En Perú, otras generadoras conectadas al sistema eléctrico son: Electroperú, Engie Energía Perú y Kallpa Generación.

- Enel Perú S.A.C., es una empresa peruana 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 (Enel Generación Perú y Enel Generación Piura); 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., comercializa en el mercado peruano potencia y energía eléctrica, Cuenta con siete centrales hidroeléctricas, cinco en Lima y dos en Junín. Las centrales hidroeléctricas de Lima tienen una capacidad total de 510 MW a diciembre de 2018, sin considerar la central Callahuanca (83 MW), la cual a esta fecha no estaba operativa, mientras que las de Junín dan un total de 199 MW. 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. Asimismo, se cuenta con dos centrales térmicas, Santa Rosa y Ventanilla, con una potencia de 389 MW y 467 MW, respectivamente. La potencia efectiva total asciende a 1.565 MW (13.34% del total de potencia del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional) donde el 44% corresponde a generación hidráulica y el 56% a generación térmica. Considerando a Callahuanca, la potencia instalada neta es 1.648 MW. La producción total en Enel Generación Perú alcanzó 7.510 GWh en 2018, un 9,1% mayor con respecto al año anterior. Las ventas de energía totalizaron 9.994 GWh a diciembre de 2018, un aumento de 1,8% con respecto al 2017.
- Enel Generación Piura S.A., cuenta con tres centrales (i) Central Malacas; (ii) Central Malacas 2 y Central Malacas 3, cuya producción alcanzó los 603 GWh en 2018, un 10,1% más que el año 2017. Las ventas de energía totalizaron 603 GWh a diciembre de 2018, una reducción de 5,8% con respecto al mismo periodo del año anterior.

2. Segmento de Transmisión Eléctrica:

Enel Américas desarrolla el negocio de transmisión de energía eléctrica principalmente a través de una línea de interconexión entre Argentina y Brasil, operada por Enel Cien, filial de Enel Brasil (que posee el 99,99% de su propiedad), con una capacidad de transporte total de 2.100 MW. 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).

3. Segmento de Distribución Eléctrica

Enel Américas S.A. ejecuta el negocio de distribución eléctrica por medio de sus filiales; Edesur en Argentina, Enel Distribución Rio (antes Ampla), Enel Distribución Ceará (antes Coelce), Enel Distribución Goiás (antes Celg) y Enel Distribución Sao Paulo (antes Eletropaulo) de propiedad

de Enel Brasil en Brasil, Codensa en Colombia y Enel Distribución Perú (antes Edelnor) en Perú. En su conjunto, dichas filiales atienden a las principales ciudades de América Latina, entregando servicio eléctrico a más de 24,5 millones de clientes.

a) Argentina:

- Edesur, es una compañía cuyo objeto principal consiste en distribuir y comercializar energía eléctrica en la zona sur del Gran Buenos Aires, comprendiendo las dos terceras partes de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y doce partidos de la provincia de Buenos Aires. En total abarca una zona de 3.309 km², por 95 años a partir del 1 de septiembre de 1992. Dicho periodo, según los términos de la concesión, se divide en una etapa inicial de 15 años y ocho ciclos adicionales de 10 años cada uno. Adicionalmente, 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 2018, Edesur entregó servicio de energía eléctrica a 2.529.953 clientes. Del total, 88% son clientes residenciales, 11% comerciales, 1% industriales y otros 0,04%. Las ventas de energía ascendieron a 17.548 GWh, incluido el servicio de distribución (peaje) a grandes usuarios, manteniéndose niveles similares a los del año anterior. Esta se distribuyó en 48% al sector residencial, 8% al segmento comercial, 24% al sector industrial y 20% en otros.

b) 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 Sao Paulo. Enel Américas posee directa e indirectamente una participación económica del 99,7%, 74,1%, 99,9% y 95,9% de la propiedad de dichas compañías, respectivamente. En Brasil, los principales competidores de Enel Américas en el mercado de distribución eléctrica son CPFL, Brasileña de Energía, AES Elpa, Cemig, Light, Coelba y Copel.

- Enel Distribución Río. Enel Distribución Río (anteriormente llamada Ampla) es una compañía de distribución de energía con actuación en el 73% del territorio del Estado de Río de Janeiro, lo que corresponde a un área total de 32.615 km². Durante 2018, Enel Distribución Río entregó servicio de energía eléctrica a 2.959.220 clientes facturados. Del total, 92% corresponden a clientes residenciales, 5% a comerciales, y 3% a otros usuarios. Las ventas de energía en 2018 alcanzaron un total de 11.019 GWh, que representaron una leve reducción en relación a 2017. En esta cifra es importante la participación de clientes residenciales que representan el 43% de las ventas físicas, seguido por clientes comerciales con 18% de ventas, luego los clientes industriales con 4% y otros clientes y peajes que representan el 36% de las ventas.

- Enel Distribución 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 2018, Enel Distribución Ceará (anteriormente llamada Coelce) entregó servicio de energía eléctrica a 3.933.281 clientes facturados. Del total, 81% corresponden a clientes residenciales, 4% a comerciales y 15% a otros usuarios. Las ventas de energía en 2018 fueron de 11.843 GWh, que representan un aumento de 2,8% con respecto a 2017. En estas ventas participaron clientes residenciales con 37%, comerciales con 19%, industriales con 12%, seguido por peajes y otros clientes con 32%.

- Enel Distribución Goiás. Enel Américas a través de su filial Enel Brasil adquirió el 99,9% del capital social de Enel Distribución Goiás (antes Celg), compañía distribuidora que opera en el estado brasileño de Goiás. La compañía está ubicada en el centro-oeste de Brasil que abarca una zona de concesión de 337 mil km² y atiende a una población de más de 6 millones de habitantes. Las ventas de energía en 2018 fueron de 13.755 GWh, aumentando 12,2% con respecto al año 2017 (tomando en cuenta que la consolidación de esta distribuidora fue a partir de febrero de 2017). En éstas participaron un 34% de clientes residenciales, un 18% de clientes comerciales, un 26% de clientes industriales y un 22% de peajes y otros. Durante 2018, Enel Distribución Goiás entregó servicio de energía eléctrica a 3.026.991 clientes facturados. La clasificación por tipo de clientes indica que el 86% son residenciales, 7% clientes comerciales, mientras que otros clientes representan el 7%.
- Enel Distribución Sao 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 4.526km², concentra el mayor PIB nacional y la más alta densidad demográfica del país, 1.596 unidades consumidoras por km² con 18 millones de personas, lo que corresponde a 32,6% del total de energía eléctrica consumida en el Estado de São Paulo y el 9,1% del total de Brasil. Durante 2018, Enel Distribución São Paulo entregó servicio de energía eléctrica a 7.224.487 clientes facturados. Del total, 93,7% corresponden a clientes residenciales, 5,7% a comerciales, y 0,7% a otros usuarios. Tomando en cuenta desde el momento de consolidación de la compañía (junio 2018), la distribuidora vendió 24.693 GWh.

c) Colombia:

- Codensa. Es la empresa de distribución y comercialización de energía de Enel Américas en Colombia, la cual atiende el mercado completo de Bogotá y Cundinamarca, al igual que a trece municipios de los Departamentos vecinos de Meta, Tolima y Boyacá, totalizando un área de concesión 26.093 km². Al finalizar 2018, la compañía atendía más de 3.438.610 clientes, y obtuvo importantes logros y avances en los proyectos y actividades tendientes a mejorar la calidad del servicio, cuyo resultado se reflejó en que los clientes tuvieron mejoras en la frecuencia de interrupciones promedio (9.0 veces de SAIFI -System Average Interruption Frequency Index-) y en la duración de las interrupciones (710 Min de SAIDI -System Average Interruption Duration Index-).

d) Perú:

Enel Américas participa en el mercado de distribución eléctrico a través de Enel Perú S.A.C. que es titular del 83,16% de las acciones de Enel Distribución Perú que es la empresa concesionaria del servicio público de electricidad en la zona norte de Lima Metropolitana, en la provincia constitucional del Callao y en las provincias de Huaura, Huaral, Barranca y Oyón. La zona de concesión abarca un total de 1.550km². Atiende a 52 distritos de forma exclusiva y comparte cinco distritos adicionales con la empresa distribuidora de la zona sur de Lima. Distribuye energía a 1.422.608 clientes, lo que beneficia a más de la mitad de pobladores de Lima Metropolitana. Durante el 2018 la base de clientes creció 1,84% en relación a 2017. La energía distribuida, incluyendo peaje para el 2018 fue de 8.045 GWh, un 1,4% mayor al año anterior.

3.4. Principales factores de riesgo que puedan afectar significativamente a Enel Américas

Los principales factores de riesgo para la Sociedad son los siguientes:

- Riesgo de tasa de interés, al modificar 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. La estructura de la deuda según tasa de interés, medida como el porcentaje de deuda fija y/o protegida por sobre la deuda bruta total, se situó en 59% al 31 de diciembre de 2018 y 46% al 31 de diciembre de 2017. 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.
- Riesgo de tipo de cambio, considerando que la deuda contratada por sociedades del Grupo se encuentra denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, los pagos a realizar por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos deben hacerse en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, los ingresos en sociedades del Grupo están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos, y los flujos desde filiales en el extranjero a matrices en Chile están 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 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, al realizar compras de combustibles en el proceso de generación de energía eléctrica, y operaciones de compraventa de energía en mercados locales. Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, el Grupo ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres, y en el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, determinando polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a *commodities*. En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica, hidrología y volatilidad del precio de los *commodities* en los mercados internacionales, la Sociedad está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 31 de diciembre de 2018 había contratos de compra de futuros de energía vigentes por 5,28 GWh; al 31 de diciembre de 2018 se liquidaron 10,92 GWh de contratos de venta y 7,2 GWh de compra de futuros de energía; por su parte, al 31 de diciembre de 2017, había operaciones de contratos de compra de futuros de energía por 5,4 GWh para el periodo enero-marzo 2017; al 31 de diciembre de 2017, se liquidaron 24,23 GWh de contratos de venta y 77,45 GWh de compra de futuros de energía.
- Riesgo de liquidez. El Grupo mantiene una 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. Al 31 de diciembre de 2018 el Grupo Enel Américas presentaba una liquidez de USD1.904 millones en efectivo y otros medios equivalentes y USD1.000 millones en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2017 el Grupo Enel Américas presentó una liquidez de USD1.473 millones en efectivo y otros medios equivalentes y USD225 millones en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

- Riesgo de crédito, el cual es constantemente monitoreado por la Sociedad para su adecuada gestión.
- Riesgo de cuentas por cobrar comerciales. 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 el negocio de generación como de distribución de electricidad. En cuanto al negocio de generación de electricidad, en algunos países, frente a falta de pago es posible proceder al corte del suministro, y en 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 cuanto al negocio de distribución de electricidad, el corte de suministro es una potestad de la compañía ante incumplimientos de parte de clientes, la que se aplica de acuerdo a la regulación vigente en cada país, lo que facilita el proceso de evaluación y control del riesgo de crédito, que por cierto también es limitado.
- Riesgo de 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.
- Medidas económicas intervencionistas por los gobiernos de algunos países de Sudamérica, 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 sud-americanas, 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 podría perder las concesiones. En algunas concesiones, como las de Buenos Aires y Río de Janeiro, podría ser especialmente difícil cumplir con algunos estándares mínimos exigidos. Si no se puede cumplir con estos estándares regulatorios, los reguladores eléctricos locales pueden revocar las concesiones y reasignarlas a competidores. Para 2019, se espera que haya reformas fiscales y enmiendas a las leyes fiscales en Chile, Colombia, Brasil y Perú. Los cambios en las políticas gubernamentales y monetarias con respecto a aranceles, controles cambiarios, regulaciones y tributación podrían reducir la rentabilidad de la compañía. La inflación, la devaluación, la inestabilidad social y otros acontecimientos políticos, económicos o diplomáticos, incluyendo la

respuesta de los gobiernos de la región a estas circunstancias, también podrían reducir la rentabilidad.

- Riesgo de sequías y cambio climático. La lucha contra el cambio climático es uno de los principales desafíos globales, que expone a Enel Américas a una variedad de factores de riesgo a medio y largo plazo. Estos incluyen los riesgos relacionados con los cambios legislativos y regulatorios asociados con el cambio climático. La compañía ha experimentado eventos climáticos extremos, incluida una severa sequía, que afectó la generación hidroeléctrica. Aproximadamente el 56% de la capacidad de generación instalada consolidada en 2018 era hidroeléctrica. En consecuencia, condiciones hidrológicas extremadamente secas podrían afectar adversamente el negocio, resultados de operaciones y situación financiera. Las condiciones hidrológicas de la región se han visto a menudo afectadas por dos fenómenos climáticos —El Niño y La Niña— que influyen en las precipitaciones y provocan sequías, lo que afecta la capacidad de despachar energía de las instalaciones hidroeléctricas de la empresa.

En Brasil, donde el 76% de la capacidad instalada es hidroeléctrica, las autoridades se vieron obligadas a cambiar las normas, modificando los límites de precios máximos, los cuales se revisan anualmente y son una consecuencia de las bajas contribuciones hidrológicas registradas desde 2014; lo anterior tuvo también un efecto directo sobre el mercado eléctrico de corto plazo que resultó en un aumento del despacho térmico y de los precios spot. Debido a la sequía imperante en los últimos años, todos los generadores de energía presentaban déficits en relación con sus contratos de suministro, por lo que se han visto obligados a comprar en el mercado spot a precios mucho más altos.

Asimismo, el fenómeno de El Niño ha afectado las condiciones hidrológicas colombianas en el pasado, donde el 88% de la capacidad instalada es hidroeléctrica, provocando un déficit de lluvias y altas temperaturas durante ese periodo y, como consecuencia, mayores precios de la energía. Cada evento de El Niño es diferente y, dependiendo de su intensidad y duración, la magnitud de sus efectos sociales y económicos podría ser más material. Los gastos de operación aumentan durante esos periodos de sequía, cuando las plantas termoeléctricas son despachadas con más frecuencia. Además, dependiendo de los compromisos comerciales, es posible que se deban realizar compras de electricidad en el mercado spot para cumplir con las obligaciones contractuales de suministro y el costo de estas compras podría exceder los precios contratados de venta de electricidad, lo que, a su vez, podría producir pérdidas por esos contratos.

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

Las plantas termoeléctricas requieren agua para la refrigeración y la sequía no solo reduce la disponibilidad de agua, sino que también incrementa la concentración de productos químicos en el agua tales como sulfatos. La alta concentración de químicos en el agua que se utiliza para la refrigeración aumenta el riesgo de daño en los equipos de las centrales termoeléctricas, así como el riesgo de violar las regulaciones medioambientales relevantes. En consecuencia, se tendrá que comprar agua de las áreas agrícolas que también experimentan escasez de agua. Estas compras de agua pueden incrementar los costos operacionales y obligan a la Sociedad a negociar con las comunidades locales.

Las centrales termoeléctricas que queman gas natural generan emisiones, tales como óxido de nitrógeno (NO), dióxido de carbono (CO₂) y monóxido de carbono (CO). Al operar con petróleo también liberan NO, dióxido de azufre (SO₂) y material particulado en la atmósfera. Las centrales

que queman carbón generan emisiones de SO₂ y NO. Por lo tanto, el mayor uso de plantas termoeléctricas durante periodos de sequía generalmente aumenta el riesgo de producir un mayor nivel de contaminantes que podría resultar en sanciones si las emisiones superan ciertos niveles.

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

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

La solvencia crediticia soberana de Argentina también se ha deteriorado seriamente, alcanzando un máximo de 915 puntos básicos sobre su deuda soberana a valor nominal durante mayo de 2019. La calificación de la deuda soberana de Argentina se redujo de "B+" a "B" por parte de Standard & Poor's en noviembre de 2018, con perspectiva estable. Fitch, mantuvo la calificación en "B" pero cambió la perspectiva de "estable" a "negativa", en noviembre de 2018. Como resultado, a partir de julio de 2018, Argentina es una economía hiperinflacionaria de acuerdo con las normas contables NIIF. Un mayor deterioro de la economía argentina podría afectar adversamente los resultados de explotación y condición financiera de la compañía.

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

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

de distribución, o los ajustes arancelarios determinados por las autoridades pueden ser insuficientes para traspasar costos a los clientes. Asimismo, las regulaciones de la electricidad emitidas por las autoridades gubernamentales en los países en los que se opera pueden afectar la capacidad de las empresas de generación, para recaudar los ingresos suficientes para compensar sus costos operativos. 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 Enel Américas debido a fallas operaciones o a cualquier incumplimiento de las regulaciones vigentes, lo que podría afectar adversamente los resultados operacionales y condición financiera de la Sociedad. Las filiales generadoras del grupo son supervisadas por entes reguladores locales y podrían estar afectas a multas en los casos donde, a juicio del ente regulador, la empresa es responsable por las fallas operacionales que afectan el suministro regular de energía al sistema debido, por ejemplo, a la falta de coordinación con el operador del sistema. Además, las filiales podrían ser obligadas a pagar multas o compensar a los clientes si esas filiales no pudiesen suministrar electricidad, incluso si dicho incumplimiento se debiese a fallas fuera de su control, o si no cumplen con las normas ambientales o de otro tipo. Las multas también pueden estar asociadas con el incumplimiento de las normas.
- La Sociedad, depende de los pagos de sus filiales y compañías afiliadas para cumplir con las obligaciones de pago. Para pagar las obligaciones, la Sociedad depende de los repartos de caja a título de dividendos, préstamos, pagos de intereses, reducciones de capital y otros pagos de parte de sus filiales. La capacidad de las filiales de pagar dividendos, intereses, préstamos y otras distribuciones a Enel Américas, está sujeta a limitaciones legales, tales como restricciones al pago de dividendos incluidas en algunos convenios de crédito de las filiales pueden impedir el pago de dividendos u otras distribuciones a los accionistas sino cumplen con ciertas ratios financieros, deberes fiduciarios, resultados operacionales de las filiales y restricciones contractuales que pueden imponer las autoridades locales.
- Enel Américas está involucrada en litigios. Actualmente, Enel Américas está involucrada en varios litigios que podrían concluir en decisiones desfavorables o multas financieras para la empresa. Por ejemplo, en el año 2016 tres reclamaciones en contra de Celg (Enel Distribución Goiás) reclaman que el proceso de privatización se llevó a cabo ilegalmente y buscan la nulidad del proceso, así como también una indemnización. El principal riesgo asociado con estos procedimientos de litigio es la pérdida de la concesión de Enel Distribución Goiás por parte de Enel Brasil. A la fecha, los procesos legales están pendientes. Por lo tanto, no se cuenta con un monto estimado de la potencial pérdida, ni una provisión asociada. Enel Distribución Goiás también está involucrado en un litigio tributario por reclamaciones que se remontan a un periodo 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. 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 las 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.

- Acontecimientos políticos o crisis financieras o de otra índole, en cualquier región del mundo podrían tener un impacto significativo en los países en los que opera Enel Américas y, consecuentemente, afectar adversamente las operaciones, así como la liquidez de la Sociedad. Los cuatro países en los que se tiene inversiones son vulnerables a impactos externos, incluyendo eventos financieros y políticos, que pueden causar dificultades económicas significativas y afectar el crecimiento. Si cualquiera de estas economías experimentase un crecimiento económico menor que lo esperado o una recesión, es probable que los clientes demanden menos electricidad y que algunos clientes puedan experimentar dificultades para pagar sus cuentas de electricidad, posiblemente incrementando las cuentas incobrables de la compañía. Cualquiera de estas situaciones podría afectar de manera adversa los resultados operacionales y situación financiera.

Las crisis financieras y políticas en otras partes del mundo podrían afectar de manera adversa el negocio de la Sociedad. Por ejemplo, desde 2018, EE. UU. y China han estado involucrados en una guerra comercial que involucra medidas proteccionistas, que aumentaron la volatilidad de los mercados financieros en todo el mundo debido a la incertidumbre de las decisiones políticas. La inestabilidad en el Medio Oriente o en cualquier otra importante región productora de petróleo también podría provocar precios de combustible más altos en todo el mundo, aumentando el costo operativo de las plantas de generación térmica y afectando adversamente los resultados de operación y condición financiera. El Gobierno federal de los EE. UU. ha experimentado cierres temporales en los últimos tiempos, incluido el cierre más reciente del Gobierno de los EE. UU., que afectó a la SEC entre muchas otras agencias federales, y se extendió por 35 días, lo que lo convierte en el cierre del Gobierno federal más largo en la historia de los EE. UU. Incluso los cierres temporales o advertidos del Gobierno de los EE. UU. podrían tener un efecto adverso importante en el tiempo, la ejecución y el aumento de los gastos asociados con nuestras principales transacciones que involucran a la SEC.

Además, una crisis financiera y su efecto negativo en la industria financiera puede tener un impacto adverso en nuestra capacidad para obtener nuevos financiamientos bancarios en los términos y condiciones históricos. Acontecimientos políticos o crisis financiera también podría disminuir la capacidad de acceder a los mercados de capital en los países en los cuales la compañía opera, como también a los mercados de capital internacionales por otras fuentes de liquidez, o aumentar las tasas de interés disponibles para la Sociedad. La liquidez reducida, a su vez, puede afectar los gastos de capital, las inversiones de largo plazo y adquisiciones, además de las perspectivas de desarrollo y la política de dividendos de la Sociedad.

- Fluctuaciones económicas en América del Sur pueden afectar los resultados operacionales y condición financiera, así como también el valor de nuestros valores. Todas las operaciones se ubican en cuatro países de Sudamérica. Por consiguiente, los ingresos consolidados pueden estar afectados por el desempeño de las economías sudamericanas en su conjunto. Si las tendencias económicas locales, regionales o mundiales afectan de manera negativa la economía de cualquiera de los cuatro países en los cuales se tiene inversiones u operaciones, la condición financiera y los resultados operacionales pudieran verse adversamente afectados. Enel Américas tiene inversiones en Argentina, Brasil y Perú,

economías inestables que en ocasiones han experimentado inestabilidad política, debido a los escándalos de corrupción que involucran a varios funcionarios gubernamentales de alto rango.

Además, la insuficiente generación de flujo de caja de las filiales ubicadas en estos países con economías volátiles podría resultar en la incapacidad de cumplir con sus obligaciones financieras y la necesidad de pedir exenciones para el cumplimiento de algunos convenios de deuda o, incluso solicitar garantías u otras medidas de emergencia de parte de Enel Américas como accionistas, especialmente en Brasil y Argentina. La ocurrencia de futuros eventos adversos en estas economías puede afectar la capacidad de ejecutar los planes estratégicos, que podrían afectar negativamente los resultados operacionales y condición financiera. Además, los mercados financieros y de valores en Sudamérica se ven afectados por las condiciones económicas y de mercado de otros países y pueden verse afectados por los acontecimientos en otros países, que podrían afectar adversamente el valor de los títulos de la Sociedad.

- La construcción y el funcionamiento de las centrales eléctricas puede experimentar retrasos significativos, paralizaciones y costos excesivos, así como la oposición de stakeholders, lo que puede dañar la reputación y potencialmente deteriorar el goodwill de la compañía. Los proyectos de centrales eléctricas pueden retrasarse en la obtención de los permisos de los reguladores, o pueden enfrentar escasez de equipos y/o aumentos en los precios de los equipos, materiales u obra de mano, y pueden estar sujetos a demoras en la construcción, huelgas, condiciones meteorológicas adversas, desastres naturales, conflictos sociales, accidentes o errores humanos. Cualquier evento de este tipo podría afectar negativamente los resultados de operación y condición financiera de la compañía.

Además, las condiciones de mercado existentes al momento de la aprobación inicial de los proyectos podrían ser totalmente distintas a las imperantes al momento de completar los proyectos, por lo que, en algunos casos, estos proyectos podrían ser comercialmente inviables. La desviación de estas suposiciones, incluida la proyección de los plazos y estimación de los gastos relacionados con estos proyectos, podría resultar en sobrecostos y plazos de ejecución mucho mayores que los estimados, lo que, a su vez, podría tener un efecto negativo para el negocio, resultados operacionales y situación financiera de la Sociedad. Los lugares donde se pueda desarrollar nuevos proyectos están algunas veces en zonas altamente desafiantes en términos de topografía geográfica (principalmente en Colombia y Perú), en algunos casos en laderas montañosas o dentro de junglas con acceso limitado. Además, dada la ubicación geográfica de algunos proyectos, puede haber riesgos adicionales inherentes al patrimonio arqueológico. Estos factores también pueden llevar a retrasos significativos y sobrecostos.

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

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

- Es posible que Enel Américas no sea capaz de realizar adquisiciones apropiadas o integrar con éxito los negocios adquiridos. De manera continua se verifica que las proyecciones de adquisiciones que puedan aumentar la cobertura de mercado o complementar los negocios existentes, aunque no es posible asegurar que se pueda identificar y concretar transacciones de adquisiciones apropiadas en el futuro. La adquisición e integración de empresas independientes que no controla Enel Américas es, generalmente, un proceso complejo, costoso y que consume tiempo, y que requiere de importantes esfuerzos y gastos. Si se lleva a cabo adquisiciones adicionales, como la llevada a cabo en Enel Distribución São Paulo en 2018, se podría incurrir en deudas importantes y tener que asumir obligaciones desconocidas, sufrir la potencial pérdida de colaboradores clave, incurrir en gastos de amortización relacionados con activos tangibles y desviar la atención de la administración a otras preocupaciones del negocio. Debido a la adquisición de Enel Distribución São Paulo, los pasivos aumentaron considerablemente, debido a la nueva deuda para la compra y la consolidación de la propia deuda de la distribuidora.
- El negocio y la rentabilidad de Enel Américas pueden verse afectados negativamente 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 Sociedad 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 concesiones hídricas se otorgan por periodos de 50 años y son renovables por periodos iguales; 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 periodos indefinidos y pueden ser revocadas debido a una escasez del recurso o a una disminución de la calidad del servicio. Cualquier limitación a los derechos de agua actuales, pertenecientes a Enel Américas, la necesidad de obtener derechos de agua adicionales o a las concesiones de agua de duración ilimitada podrían tener un efecto adverso importante sobre el desarrollo de proyectos hidroeléctricos y la rentabilidad de la Sociedad.
- Los riesgos cambiarios pueden afectar adversamente los resultados y el valor en dólares de los dividendos a pagar a los titulares de ADS. A pesar de que la moneda funcional es el dólar estadounidense, las filiales generan ingresos en pesos argentinos, Nuevos Soles, reales brasileños y pesos colombianos. Además, la compañía paga dividendos en pesos chilenos. Históricamente, la Sociedad ha estado y continuará estando expuesta de manera importante a las fluctuaciones de las monedas locales respecto al dólar, por causa de desfases de tiempo y otras limitaciones para ajustar las tarifas al dólar. Debido a esta exposición, el efectivo generado por las filiales, expresado en dólares, podría disminuir sustancialmente si las monedas locales se devalúan respecto del dólar. La volatilidad futura de los tipos de cambio de las monedas en que la Sociedad recibe los ingresos o en las que incurre en gastos, puede afectar adversamente el negocio, la condición financiera y los resultados operacionales de la empresa, especialmente cuando se miden en dólares americanos, la moneda que afecta a los tenedores de ADS.

- Los valores de los contratos de suministro de energía a largo plazo están sujetos a fluctuaciones de los precios de mercado de ciertos *commodities*, energía y a otros factores. Se está expuesto a las fluctuaciones de los precios de mercado de ciertos *commodities* por causa de los contratos de venta de energía a largo plazo que se han celebrado. Las filiales tienen obligaciones materiales en virtud de los contratos de venta de electricidad a largo plazo a precio fijo. Los precios de estos contratos están indexados al precio de diferentes *commodities*, tipos de cambio, inflación y precios de mercado de la electricidad. Cambios adversos a estos índices reduciría las tarifas que la Sociedad cobra en sus contratos a largo plazo de ventas electricidad precio fijo ventas contratos de largo plazo, que podrían afectar adversamente el negocio, resultados de operaciones y condición financiera de la Sociedad. En Argentina, con la liberalización del mercado energético, los riesgos podrían ser mayores en el futuro. En los países, incluido Perú, donde los clientes pueden seleccionar libremente tarifas no reguladas, dicha elección puede ser perjudicial para los ingresos operativos que hubiera recibido la empresa si hubieran elegido un régimen regulado. Los clientes podrían en algunos casos elegir a un proveedor de energía alternativo, lo que podría afectar negativamente el negocio, resultados operacionales y situación financiera de la Sociedad.
- El accionista controlador podría ejercer influencia substancial sobre la Sociedad, y podría tener una visión estratégica diferente de los accionistas minoritarios en cuanto al desarrollo de la empresa. Enel posee a esta fecha el 56,8% del capital accionario de Enel Américas y tiene el poder de determinar el resultado de los todos los asuntos importantes que requieren los votos de los accionistas, de acuerdo con la ley corporativa de Chile; tales como la elección de la mayoría de los miembros del Directorio y, sujeto a restricciones legales y contractuales, la política de dividendos. Enel también puede ejercer influencia sobre las operaciones y estrategia de negocio. Los intereses de Enel pueden, en algunos casos, diferir de los intereses de los accionistas minoritarios de la Sociedad. Por ejemplo, Enel lleva a cabo sus operaciones comerciales en el campo de la energía renovable en países distintos a Chile en América del Sur a través, de Enel Green Power S.p.A. en el que Enel Américas no tiene participación accionaria. Ciertos conflictos de intereses que afectan a Enel en estos asuntos, pueden resolverse de manera diferente a los intereses de la compañía o de los accionistas minoritarios.
- El negocio eléctrico está expuesto a los riesgos que surgen de desastres naturales, accidentes catastróficos y actos de terrorismo, que pueden tener un impacto adverso sobre las operaciones, ingresos y flujo de caja. Las principales instalaciones, incluyen centrales generadoras, activos de transmisión y de distribución. Las instalaciones pueden sufrir daños por terremotos, inundaciones, incendios y otros desastres catastróficos causados por la naturaleza o por acción humana, como también actos de vandalismo, disturbios y terrorismo. Un evento catastrófico podría ocasionar una indisponibilidad prolongada de nuestros activos, interrupciones en el negocio, reducciones significativas de los ingresos debido a una menor demanda o costos adicionales significativos no cubiertos por las cláusulas de los seguros de lucro cesante. Podría haber retrasos entre la ocurrencia de un accidente significativo o un evento catastrófico y el reembolso definitivo de las pólizas de seguro las cuales normalmente contemplan un deducible y están sujetas a montos máximos por siniestro.

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

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

- Riesgos de financiamiento, tales como aquellos asociados con el financiamiento de nuevos proyectos y gastos de capital y riesgos relacionados con el refinanciamiento de la deuda por vencer, también se está sujeto al cumplimiento de obligaciones de deuda, todo lo que podría afectar adversamente la liquidez de Enel Américas. Algunos de los contratos de deuda están sujetos (1) convenios financieros, (2) obligaciones de hacer y de no hacer, (3) eventos de incumplimiento, (4) eventos de prepago obligatorio por incumplimiento con las condiciones contractuales y (5) ciertas cláusulas de cambio de control por fusiones o desinversiones significativas, entre otras disposiciones. Una porción significativa de la deuda financiera está sujeta a cláusulas de incumplimiento cruzado que tienen variadas definiciones, criterios, umbrales de materialidad y aplicabilidad respecto de las filiales que originarían dicho incumplimiento cruzado. En el caso que Enel Américas o sus filiales no cumplan con alguna de estas disposiciones contractuales significativas, sus acreedores y titulares de bonos pueden exigir el pago inmediato, y una porción significativa de la deuda podría vencer y llegar a ser exigible. Es posible que Enel Américas no tenga la capacidad de refinanciar el endeudamiento o de obtener dicho refinanciamiento en términos que sean aceptables para la Sociedad. En ausencia de dicho refinanciamiento, Enel Américas podría verse obligada a enajenar los activos con el fin de hacer los pagos vencidos del endeudamiento bajo circunstancias que podrían ser desfavorables para la obtención del mejor precio para dichos activos. Más aun, Enel Américas podría no poder vender los activos lo suficientemente rápido o por montos suficientemente altos como para permitirse realizar dichos pagos. La Sociedad podría, también, no tener la capacidad de obtener los fondos necesarios para completar los proyectos de desarrollo o de construcción. Asimismo, las condiciones de mercado existentes en el momento de requerir esos fondos u otros sobrecostos no previstos podrían comprometer la capacidad de Enel Américas para financiar estos proyectos e inversiones. La incapacidad de Enel Américas, de financiar nuevos proyectos o inversiones de capital o para refinanciar la deuda existente podría afectar adversamente los resultados operacionales y condición financiera.
- La Sociedad depende de sistemas de transmisión eléctrica que no son de su propiedad ni están bajo su control, como también depende de infraestructura de gasoductos y de contratos de suministro de combustible. Si estas instalaciones no proveen a la Sociedad un servicio de transmisión adecuado, se podría estar impedidos de entregar la energía que se vende a los clientes finales. Para entregar la energía que se vende, Enel Américas depende de sistemas de transmisión de propiedad de otras empresas, no relacionadas con la Sociedad, y operados por ellos. Esta dependencia expone a Enel Américas a diversos riesgos. Si la transmisión se interrumpe o la capacidad de transmisión es inadecuada, la Sociedad podría quedar impedida de vender y entregar la electricidad. Si la infraestructura de transmisión de energía en una región es inadecuada, pueden hacerse insuficientes la recuperación de los costos de venta y la utilidad de Enel Américas. Si se impone una norma de regulación de precios de transmisión restrictiva, las compañías de transmisión sobre las que Enel Américas se apoya podrían no tener incentivos suficientes para invertir en la expansión de infraestructura de transmisión, lo cual podría afectar adversamente las operaciones y resultados financieros. Actualmente la construcción de nuevas líneas de transmisión está demorando más que en el pasado, principalmente por nuevos requerimientos sociales y medioambientales que están creando incertidumbre respecto de la probabilidad de completar los proyectos. Además, en algunos de los países en los que se opera, el incremento de proyectos de ERNC en la región está congestionando los actuales sistemas de transmisión puesto que estos proyectos pueden ser construidos de manera relativamente rápida, en tanto que los nuevos proyectos de transmisión pueden demorar más tiempo. La compañía también

depende de los gasoductos para obtener gas natural, principalmente en Perú, donde la mayor parte de la capacidad es termoeléctrica. El sistema peruano ha enfrentado congestiones de gas y energía debido a la falta de capacidad suficiente en los gasoductos y líneas de transmisión, respectivamente. Situaciones similares podrían presentarse en el futuro, como también en otros países en los cuales opera la compañía, y afectar los resultados operacionales de la Sociedad. Asimismo, cualquier interrupción, falla o falta de instalaciones de transmisión podría interrumpir nuestro negocio o afectar los precios en el mercado, lo que podría afectar adversamente los resultados de operación y condición financiera de la compañía.

- El negocio puede experimentar consecuencias adversas si la Sociedad no es capaz de alcanzar acuerdos satisfactorios en los convenios de negociación colectiva, con los colaboradores sindicalizados ni de retener a los colaboradores claves. Un gran porcentaje de los empleados son miembros de sindicatos y tienen convenios de negociación colectiva, los que deben ser renovados de manera regular. El negocio, condición financiera y resultados operacionales de Enel Américas podrían verse adversamente afectados en caso de no alcanzar acuerdos con cualquiera de los sindicatos que representan tales empleados, o por un acuerdo con un sindicato de trabajadores que contenga condiciones que la empresa considera desfavorables. Las leyes de varios de los países en los que se opera establecen mecanismos legales para que las autoridades judiciales impongan un convenio colectivo si las partes no son capaces de lograr un acuerdo, lo cual podría incrementar los costos más allá de lo que la Sociedad haya presupuestado. Además, muchos de los empleados tienen habilidades altamente especializadas, y ciertas acciones como huelgas, abandono de funciones o suspensiones por parte de estos empleados, podrían impactar adversamente el desempeño operacional y condición financiera, así como la reputación de la Sociedad.
- La relativa liquidez y volatilidad del mercado de valores chilenos y su dependencia de las condiciones económicas de América Latina y otras partes del mundo podría afectar negativamente el precio de las acciones ordinarias y de los American Depositary Shares. A pesar de que la Sociedad no posee activos en Chile, sus acciones se transan en las Bolsas de Valores chilenas debido a que está constituida bajo las leyes de la República de Chile y tiene su casa matriz en Chile. Los mercados de valores chilenos son sustancialmente más pequeños y menos líquidos que los mercados de valores más importantes en los Estados Unidos u otros países desarrollados. Además, los mercados de valores de Chile pueden verse afectados por los acontecimientos en otros mercados emergentes. La escasa liquidez del mercado chileno puede afectar la capacidad de los accionistas de vender sus acciones, o la de los titulares de los ADS para vender acciones ordinarias retiradas del programa ADS, en el mercado chileno en las cantidades, precios y tiempos deseados. También, la liquidez y el mercado para las acciones o ADS pueden verse afectados por un sinnúmero de factores, incluyendo las variaciones cambiarias y las tasas de interés, el deterioro y la volatilidad de los mercados de valores similares y los cambios en la liquidez, situación financiera, solvencia, resultados y rentabilidad.
- Las eventuales demandas en contra de la Sociedad entabladas fuera de los países sudamericanos en que opera o reclamos contra Enel Américas basados en conceptos jurídicos extranjeros podrían no resultar exitosos. Todos los activos de la Sociedad se ubican fuera de los Estados Unidos de América. Todos los directores y todos los ejecutivos superiores residen fuera de los Estados Unidos de América y la mayor parte de sus activos se encuentran también fuera de los Estados Unidos de América. Si cualquier inversionista presentara una demanda en los Estados Unidos de América en contra de los directores, ejecutivos superiores o expertos, podría ser difícil para ellos llevar a cabo un proceso legal dentro de los Estados Unidos en contra de estas personas, o hacer cumplir una sentencia dictada en los Estados Unidos de

América en los tribunales de los Estados Unidos de América o de Chile basada en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales sobre valores de los Estados Unidos de América. Además, existen dudas respecto de si se pudiese entablar una acción legal con éxito en Chile respecto a la responsabilidad basada únicamente en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales de valores de los Estados Unidos de América.

- La interrupción o falla de los sistemas de tecnologías de la información y sistemas de comunicaciones o ataques externos o invasiones a estos sistemas podrían tener un efecto adverso en las operaciones y resultados. Enel América opera en una industria que requiere la operación continua de sofisticados sistemas de tecnología de la información, control y comunicaciones ("Sistemas de TI") e infraestructura de red. Además, utiliza sus sistemas de TI e infraestructura para crear, recopilar, usar, divulgar, almacenar, eliminar y procesar información confidencial, incluidos datos de la empresa, datos de clientes e información personal sobre clientes, colaboradores y sus dependientes, contratistas y accionistas entre otros individuos. En el negocio de generación, los Sistemas TI son esenciales para monitorear la operación de las centrales, mantener el desempeño de la generación y de las redes, generar adecuadamente las facturas a los clientes, alcanzar la eficiencia operacional y cumplir con objetivos y estándares de servicio. El negocio de distribución se basa cada vez más en sistemas de TI para monitorear redes inteligentes, procesos de facturación para millones de clientes y plataformas de servicio al cliente. El funcionamiento de los sistemas de generación, transmisión y distribución depende no solo de la interconexión física de las instalaciones con la infraestructura de la red eléctrica, sino también de las comunicaciones entre las distintas partes conectadas a la red. La confianza en los sistemas de TI para administrar la información y la comunicación entre esas partes ha aumentado significativamente desde el despliegue de medidores inteligentes y redes inteligentes, como en Brasil y Colombia, donde han sido instalados una cantidad significativa de medidores inteligentes. Las instalaciones de generación, transmisión y distribución, sistemas de TI y otra infraestructura, así como la información procesada en los sistemas de TI de la compañía (como información sobre sus clientes, colaboradores, operaciones, infraestructura y activos) podrían verse afectados por incidentes de ciberseguridad, incluidos los causados por error humano. La industria de la compañía ha comenzado a ver un aumento en el volumen y la sofisticación de los incidentes de seguridad cibernética por parte de organizaciones activistas internacionales, estados nacionales e individuos, y se encuentra entre los riesgos emergentes identificados en el proceso de planificación de la compañía.

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

Además, el negocio requiere la recopilación y retención de información de identificación personal de clientes, colaboradores y accionistas, quienes esperan que se les proteja adecuadamente dicha información. Las infracciones de seguridad cibernética pueden exponer a la compañía a un riesgo de pérdida o mal uso de información confidencial y de propiedad exclusiva. Un robo significativo, la pérdida o el uso fraudulento de información de identificación personal puede llevar a costos potencialmente grandes para notificar y proteger a las personas

afectadas, y/o puede hacer que Enel Américas se someta a litigios, costos, responsabilidades, multas o sanciones importantes, que podrían tener un impacto material y adverso en los resultados de operaciones, así como en la reputación del grupo con los clientes, accionistas y reguladores, entre otros. Además, es posible que se le exija a la compañía incurrir en costos significativos asociados con acciones gubernamentales, en respuesta a dichas intrusiones o para fortalecer la información y los sistemas de control electrónico. La mayoría de los procesos internos dependen de los sistemas de TI. Si los sistemas de TI de la empresa o los de sus proveedores de servicios externos, fueran interrumpidos, fallados o infringidos, es posible que no se pueda cumplir funciones de negocio críticas, incluido el mantenimiento efectivo de ciertos controles internos sobre informes financieros y otras funciones de cumplimiento. En ese caso, las políticas y procedimientos de cumplimiento de la compañía pueden resultar insuficientes para prevenir o detectar todas las prácticas inapropiadas, fraudes o violaciones de la ley por parte de los afiliados, colaboradores, directores, funcionarios, socios, agentes y proveedores de servicios de la compañía. Cualquier infracción de las leyes o sanciones anticorrupción, soborno, lavado de dinero y antimonopolio podría tener un efecto adverso importante en el negocio, reputación, resultados de operaciones y condición financiera de la compañía.

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

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

4. ANTECEDENTES FINANCIEROS

A continuación, se presentan las principales partidas de los estados financieros consolidados de la Sociedad, los cuales han sido preparados de conformidad con las normas IFRS:

Balance Consolidado	(en miles de dólares)	
	Marzo 2019	Dic 2018
Total Activos Corrientes	6.986.968	6.383.986
Total Activos No Corrientes	21.038.421	21.012.370
Total Activos	28.025.389	27.396.356
Total Pasivos Corrientes	9.682.037	9.650.756
Total Pasivos No Corrientes	9.405.179	8.913.700
Total Patrimonio	8.938.173	8.831.900
Total Patrimonio y Pasivos	28.025.389	27.396.356

Estado de Resultados Consolidado	(en miles de dólares)	
	Marzo 2019	Marzo 2018
Ingresos totales	3.586.539	2.733.903
Materias primas y consumibles utilizados	(2.207.789)	(1.504.130)
Margen de Contribución	1.378.750	1.229.773
Resultado Bruto de Explotación	909.145	820.085
Resultado de Explotación	622.391	630.626
Ingresos Financieros	119.102	73.059
Gastos Financieros	(341.745)	(202.922)
Diferencias de cambio y Reajustes	72.688	2.411
Resultado Financiero	(149.955)	(127.452)
Resultado antes de Impuestos	471.955	503.857
Gasto Impuesto a las Ganancias	(155.961)	(170.421)
Utilidad (Pérdida) Neta	315.994	333.436
Ganancia (Pérdida) atribuible a los propietarios de la Controladora	204.353	221.280
Ganancia (Pérdida) atribuible a participación no controladora	111.641	112.156
Ganancia por acción (US\$/acción)	0,00356	0,00385

Razones Financieras			
	Unidad	Marzo 2019	Dic 2018
Liquidez			
Liquidez corriente ⁽¹⁾	Veces	0,72	0,66
Razón Ácida ⁽²⁾	Veces	0,68	0,63
Endeudamiento			
Razón de endeudamiento ⁽³⁾	Veces	2,14	2,1
Deuda Corto Plazo a Total Pasivos ⁽⁴⁾	%	50,7%	52,0%
Deuda Largo Plazo a Total Pasivos ⁽⁵⁾	%	49,3%	48,0%
Cobertura de gastos financieros ⁽⁶⁾	Veces	3,38	4,86
Rentabilidad			
Rentabilidad del patrimonio ⁽⁷⁾	%	17,3%	18,2%
Rentabilidad del activo ⁽⁸⁾	%	6,3%	7,0%

(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 Pasivo Corriente en relación a Total Pasivos.

- (5) Corresponde a la proporción del Pasivo No Corriente en relación a 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 atribuible a los propietarios de la controladora y (ii) el promedio entre el patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora al inicio del periodo y al fin del periodo.
- (8) Corresponde a la razón entre (i) el resultado del periodo y (ii) el promedio del total activos al inicio del periodo y al fin del periodo.

5. PROPIEDAD Y CONTROL

5.1. Controlador

Enel Américas es controlada directamente por Enel S.p.A., quien es dueña de un total de 56,8% de las acciones emitidas por Enel Américas, al día 8 de mayo de 2019. No existe un grupo controlador directo, por lo que no hay pactos de actuación conjunta.

Enel Américas no cuenta con otros accionistas que posean más del 10% del capital con derecho a voto de dicha sociedad.

Enel S.p.A. es una sociedad por acciones constituida en la República de Italia, cuyas acciones son transadas en el Mercado regulado italiano de instrumentos financieros denominado "Mercato Telematico Azionario - MTA", organizado y gestionado por la sociedad gestora Borsa Italiana S.p.A., y sus principales accionistas, al 8 de mayo de 2019, son las siguientes:

Accionista	% del capital accionario	% de acciones con derecho a voto
Ministerio dell'Economia e delle Finanze d Italia	23,6%	100%
Otros Inversionistas (Institucionales y d Retail)	76,4%	97,64%

Los miembros del controlador no tienen acuerdo de actuación conjunta.

5.2. Accionistas mayoritarios distintos del controlador

No existen accionistas mayoritarios distintos del controlador.

5.3. 12 mayores accionistas

Los 12 mayores accionistas de Enel Américas son los siguientes:

Nombre o Razón Social	Acciones	Total Acciones
Enel SpA	32.634.845.201	56,8%
Citibank N.A, según Circular 1375 S.V.S.	4.093.033.978	7,1%
Banco de Chile por Cuenta de Terceros no Residentes	3.190.263.012	5,6%
Banco Itaú Corpbanca por Cta De Inversionista Extranjeros	2.702.543.473	4,7%
Banco Santander por Cuenta de Inv Extranjeros	2.342.478.161	4,1%
AFP Provida S.A. para FDO. Pensión C	1.049.380.672	1,8%
AFP Habitat S A para FDO Pensión C	903.020.545	1,6%
AFP Cuprum S A para FDO Pensión C	658.508.213	1,1%
AFP Capital S A Fondo DE Pensión Tipo C	645.471.117	1,1%
Banchile C de B S A	502.672.574	0,9%
AFP Cuprum S A Fondo Tipo A	436.206.160	0,8%
Larrain Vial S A Corredora de Bolsa	411.844.508	0,7%
Subtotal 12 mayores accionistas	49.570.267.614	86,3%
Otros 23.105 accionistas	7.882.373.902	13,7%

Total 23.117 accionistas	57.452.641.516	100%
---------------------------------	-----------------------	-------------

(*) Al 22 de mayo de 2019.

5.4. Número total de accionistas

Al 22 de mayo de 2019, la Sociedad cuenta con 23.117 accionistas.

6. ADMINISTRACIÓN

6.1. Directorio

Presidente Directorio

Francisco de Borja Acha Besga
DNI 05263174-S

Director

Hernán Somerville Senn
RUT 4.132.185-7

Director

Livio Gallo
DNI AV 0246369

Director

Enrico Viale
DNI AU 2580379

Director

José Antonio Vargas Lleras
Pasaporte PO055525, de la República de Colombia

Director

Patricio Gómez Sabiani
Pasaporte 16941675N

Director

Domingo Cruzat Amunátegui
RUT 6.989.304-k

6.2. Comité de Directores

A esta fecha, el Comité de Directores de la Sociedad está integrado por los señores directores Hernán Somerville Senn, Patricio Gómez Sabiani y Domingo Cruzat, ya individualizados, quienes fueron designados por el directorio de la Sociedad en sesión ordinaria de directorio de fecha 29 de abril de 2016.

6.3. Ejecutivos principales

GERENTE GENERAL**Mauricio Bezzeccheri**

Ingeniero

Doctor "cum laude" en Ingeniería Química
Universidad de Nápoles, I+D Desarrollo de
Generadores de Vapor Calificación Profesional
para el Ejercicio de Ingeniería.

RUT N°26.490.357-2

A partir de 01.08.2018.

GERENTE DE AUDITORÍA INTERNA**Raffaele Cutrignelli**

Licenciado en Negocios Internacionales
Nottingham Trent University, Master en
Auditoría y Controles Internos Universidad de
Pisa, Certificado en Estrategia, Innovación,
Dirección y Liderazgo Instituto de Tecnología
de Massachusetts.

RUT N°25.553.336-3

A partir de 01.10.2016.

GERENTE DE COMUNICACIONES**José Miranda Montecinos**

Comunicador Audiovisual

Instituto Profesional DUOC UC, Diploma
Habilidades Directivas, Universidad de Chile.
Estudios de Emprendimiento Corporativo e
Innovación Abierta, Berkeley University.

RUT N°15.307.846-7

A partir de 01.12.2014.

**GERENTE DE ADMINISTRACIÓN,
FINANZAS Y CONTROL****Aurelio Bustilho de Oliveira**

Administrador de Empresas
Universidad de Brasilia, MBA de Universidad
Federal Rio de Janeiro/COPPEAD.

RUT N°26.102.661-9

A partir de 01.10.2018.

FISCAL Y SECRETARIO DEL DIRECTORIO**Domingo Valdés Prieto**

Abogado

Universidad de Chile, Master of Laws The
University of Chicago.

RUT N°6.973.465-0

A partir de 30.04.1999.

**GERENTE DE PLANIFICACION Y
CONTROL****Bruno Stella**Licenciado en Economía y Negocios
Università degli studi di Messina

RUT N°25.524.957

A partir de 01.07.2018.

6.4. Planes de Incentivos.

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.

7. INFORMACIÓN RELATIVA A LAS ACCIONES Y A LOS DERECHOS QUE ELLAS CONFIEREN

El siguiente, es un resumen de las principales características del capital de la Sociedad y los derechos que ellas confieren:

7.1. Capital, número de acciones y serie

El capital de la Sociedad es la suma de USD9.763.204.424 (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. De dicho total, el capital suscrito y pagado de la Sociedad asciende a la cantidad de USD6.763.204.424 dividido en 57.452.641.516 acciones ordinarias, nominativas, de una sola serie, sin valor nominal, de igual valor cada una. El saldo correspondiente a la suma de USD3.000.000.000, correspondientes a 18.729.788.686 acciones, emitidas con cargo al aumento de capital acordado en junta extraordinaria de accionistas de la Sociedad de fecha 30 de abril de 2019, deberán quedar íntegramente suscritas y pagadas en dinero efectivo en un plazo de un año contado desde dicha fecha.

7.2. Tipo de acciones y preferencias

La totalidad de las acciones en que se divide el capital social corresponde a acciones ordinarias y de una misma serie, sin que existan clases o preferencias de ningún tipo.

7.3. Acciones suscritas y no pagadas. Relación de accionistas y acreedores.

A esta fecha, no existen accionistas que no hayan pagado las acciones que suscribieron. No existe ninguna relación entre los derechos de los accionistas y los acreedores de la Sociedad u otros tenedores de valores de ésta.

7.4. Clasificaciones de Riesgo

- (i) A esta fecha, la clasificación asignada a las acciones emitidas por la Sociedad, por clasificadoras de riesgo nacionales, son las siguientes:
 - Feller Rate: 1° clase, Nivel 2
 - Fitch: 1° clase, Nivel 1

- (ii) A esta fecha, la clasificación asignada a los bonos emitidos por la Sociedad, por clasificadoras de riesgo nacionales, son las siguientes:
 - Feller Rate: AA-/Estable
 - Fitch: AA(cl)/Estable

- (iii) A esta fecha, la clasificación asignada a la Sociedad, por clasificadoras de riesgo internacionales, son las siguientes:
 - Standard & Poors: BBB/Estable
 - Moody's: Baa3/Estable
 - Fitch Ratings: BBB+ / Estable

8. ANTECEDENTES LEGALES DE LA EMISIÓN DE ACCIONES

El acuerdo de Aumento de Capital se adoptó en junta extraordinaria de accionistas de la sociedad celebrada el 30 de abril de 2019, cuya acta se redujo a escritura pública con fecha 8 de mayo de 2019 en la Notaría de Santiago de don Roberto Cifuentes Allel con domicilio en Avenida Apoquindo 3076, Oficina 601, Las Condes, bajo el repertorio 4.379/2019.

El extracto de la escritura antes mencionada se inscribió a fojas 37.969, N°19.000, del Registro de Comercio de Santiago, con fecha 16 de mayo de 2019 y se publicó en el Diario Oficial con fecha 20 de mayo de 2019.

9. CARACTERÍSTICAS DE LA EMISIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LA COLOCACIÓN

El siguiente, es un resumen de las principales características de las Nuevas Acciones acordadas emitir y cuya inscripción se solicita mediante este Prospecto:

9.1. Monto de la emisión y número de acciones

El monto del Aumento de Capital aprobado por la Junta corresponde a la cantidad de USD 3.000.000.000 (tres mil millones de dólares de los Estados Unidos de América) mediante la emisión de 18.729.788.686 Nuevas Acciones.

La Sociedad tiene la intención de colocar la totalidad de las 18.729.788.686 Nuevas Acciones entre los accionistas y terceros, según se indica más adelante. La totalidad de las acciones en que se divide el capital social, incluyendo las 18.729.788.686 acciones cuya inscripción se solicita mediante este Prospecto son ordinarias, nominativas, de una sola serie, sin valor nominal, de igual valor cada una. En consecuencia, no existen clases de acciones o preferencias de ningún tipo, y las acciones no tienen valor nominal.

El porcentaje esperado de acciones de primera emisión en relación con el total de las acciones suscritas al término de la colocación es de 24,5% aproximadamente. Este porcentaje ha sido calculado con la siguiente fórmula:

$$\frac{N^{\circ} \text{ acciones de pago}}{N^{\circ} \text{ de acciones suscritas} + N^{\circ} \text{ de acciones de pago}}$$

El porcentaje esperado de dispersión post colocación es de 24,5%. Este porcentaje ha sido calculado con la siguiente fórmula:

$$\frac{N^{\circ} \text{ acciones que se colocarán}}{N^{\circ} \text{ de acciones suscritas} + N^{\circ} \text{ de acciones de pago}}$$

Donde:

- *N° de acciones de pago*: 18.729.788.686 acciones correspondientes a las acciones emitidas en virtud del aumento de capital.
- *N° de acciones que se colocarán*: 18.729.788.686 acciones, que corresponden a la suma de la totalidad de las Nuevas Acciones (*).
- *N° de acciones suscritas*: corresponden a 57.452.641.516.

(*) Se hace presente que, atendido que los fondos que Enel Américas tiene la intención de recaudar a través del aumento de capital ascienden a USD3.000.000.000, el directorio está autorizado desde ya para proceder a ofrecer y colocar solo aquella cantidad de acciones que permita a Enel Américas recaudar los USD3.000.000.000 que se proponen en la Junta. Sin embargo, atendido que la definición del número de acciones a ser ofrecidas y colocadas debe efectuarse con anterioridad a la fecha en que quede fijado el precio de colocación de las acciones, el directorio deberá proceder a la determinación del número de acciones a ser ofrecidas y colocadas con la información de que disponga a la fecha en que deba adoptar dicho acuerdo, procurando recaudar un monto cercano a los USD3.000.000.000 propuestos en la Junta. De esta manera, el directorio se abstendrá de ofrecer y colocar aquel número de acciones emitidas que, por aplicación de esta facultad, importaría recaudar una suma muy superior a los USD3.000.000.000 propuesto en la Junta. Si en virtud de lo anterior, un número residual de acciones quedare sin ser ofrecidas ni colocadas, Enel Américas podrá cancelarlas anticipadamente (mediante acuerdo de junta extraordinaria de accionistas), dejar pasar el

año establecido por la Junta para que tales acciones queden íntegramente suscritas y pagadas, o mediante cualquier otra forma contemplada en la ley. En dicho contexto, la cantidad de acciones a ser colocadas en una primera parcialidad será informada en el aviso y comunicación a los accionistas que informan a quienes les corresponde el derecho de opción preferente de suscripción de acciones de pago.

9.2. Valor nominal de las acciones a emitir

Las Nuevas Acciones no tienen valor nominal.

9.3. Precio de colocación

El precio de colocación por cada una de las 18.729.788.686 Nuevas Acciones estará expresado en Dólares y será aquél que resulte de calcular el precio promedio ponderado de las transacciones de la acción de Enel Américas en las Bolsas de Valores, 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 efectos de calcular el precio promedio ponderado referido precedentemente, se considerará el monto total de las transacciones de la acción de Enel Américas para cada día, convertidas a Dólares según el tipo de cambio Dólar Observado que publique el Banco Central de Chile para cada uno de dichos 5 días hábiles bursátiles.

De esta forma, la cantidad a que se refiere este literal, será el resultado de aplicar la siguiente fórmula:

$$X = \left(\frac{\left(\frac{MT_1}{TC_1} \right) + \left(\frac{MT_2}{TC_2} \right) + \left(\frac{MT_3}{TC_3} \right) + \left(\frac{MT_4}{TC_4} \right) + \left(\frac{MT_5}{TC_5} \right)}{ATT} \right) * 0.95$$

Donde:

X = Precio final de colocación, al cual cada accionista o cesionario de opción deberá suscribir y pagar cada acción de la Sociedad;

MT = Monto total transado (en pesos, moneda nacional) de la acción de la Sociedad en las bolsas de valores del país el respectivo día hábil bursátil (así, MT1 corresponde a dicho monto para el primer día hábil bursátil anterior a la fecha de inicio del periodo de opción preferente; MT2, para el segundo día hábil bursátil anterior; y así sucesivamente).

TC = El tipo de cambio "Dólar Observado" publicado en el Diario Oficial el respectivo día hábil bursátil (así, TC1 corresponde a dicho tipo de cambio publicado el primer día hábil bursátil anterior a la fecha de inicio del periodo de opción preferente; TC2, al tipo de cambio publicado el segundo día hábil bursátil anterior; y así sucesivamente).

ATT = total de acciones de la Sociedad transadas en las bolsas de valores del país correspondiente al periodo correspondiente a los cinco días hábiles bursátiles anteriores a la fecha de inicio del periodo de opción preferente.

La Junta delegó 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 RSA, sin perjuicio de lo señalado en la Sección 10.4 del presente Prospecto El precio referido será comunicado mediante aviso a ser publicado en el diario El Mercurio de Santiago, el que de conformidad con el artículo 26 del Reglamento de Sociedades Anónimas, da inicio al periodo de opción preferente, y será el mismo tanto para el primer periodo de suscripción preferente como para el segundo periodo de suscripción preferente, según se indica en la sección 10.3.

Durante los 30 días siguientes al vencimiento del primer periodo de suscripción preferente, las Nuevas Acciones disponibles no podrán ser ofrecidas a terceros a valores inferiores o en condiciones más ventajosas que a los accionistas de Enel Américas en la oferta preferente de las Nuevas Acciones durante el primer periodo de suscripción preferente.

Una vez finalizado el plazo del segundo periodo de suscripción preferente o en caso de expiración anticipada del mismo por renuncia de todos y cada uno de los accionistas a su derecho preferente de suscripción, las acciones podrán ser ofrecidas por el directorio de Enel Américas a accionistas o terceros, en Chile, en condiciones y precios diferentes a los de la primera oferta de suscripción preferente, siempre que estas ofertas a accionistas o terceros se hagan en Bolsas de Valores y una vez transcurridos 30 días contados desde la fecha de vencimiento del primer periodo de suscripción preferente conforme lo dispuesto en el último inciso del artículo 29° del Reglamento de Sociedades Anónimas.

9.4. Plazo de colocación y forma de pago

Atendiendo la delegación en el Directorio de la Sociedad de la facultad de colocar las Nuevas Acciones, el plazo para iniciar la colocación es de 180 días contado desde la fecha de celebración de la Junta, sin perjuicio de que el directorio está autorizado desde ya para proceder a ofrecer y colocar solo aquella cantidad de acciones que permita a Enel Américas recaudar los USD 3.000.000.000 aprobados por la Junta, en la forma descrita en la sección 10.4 del presente Prospecto. Las Nuevas Acciones deberán quedar íntegramente suscritas y pagadas dentro del plazo de 1 año contado desde el 30 de abril de 2019, fecha de celebración de la Junta, estando autorizado el directorio de Enel Américas para abstenerse del cobro de los montos adeudados a dicho vencimiento, quedando el capital reducido de pleno derecho a la cantidad efectivamente pagada al vencimiento del plazo antes indicado.

El precio de colocación de las Nuevas Acciones deberá ser pagado al contado al momento de la suscripción de las mismas, en Dólares, en dinero efectivo, vale vista bancario, transferencia electrónica de fondos o cualquier otro instrumento o efecto representativo de dinero y pagadero a la vista. Los accionistas estarán facultados asimismo para pagar el precio de colocación 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, en dinero efectivo, vale vista bancario, transferencia electrónica de fondos o cualquier otro instrumento o efecto representativo de dinero y pagadero a la vista.

9.5. Uso de fondos

Los fondos que se recauden con el Aumento de Capital tienen por objeto 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 esta última sociedad. La consecuente mejora de la estructura patrimonial de la Sociedad permitirá a la misma aprovechar oportunidades de inversión mediante operaciones de fusiones y adquisiciones y compras de participaciones de minoritarios.

Para los efectos referidos en el párrafo precedente, la parte de los fondos del Aumento de Capital que tiene por objeto posibilitar el pago de la deuda a Enel Finance International N.V. por parte de Enel Brasil, podrá ser destinada por éste último a pagar (i) dicho préstamo

y/o, en caso de ser necesario, (ii) un crédito de corto plazo a ser otorgado por uno o más financistas con el objeto de solventar el pago de la deuda que Enel Brasil mantiene con Enel Finance International N.V.

10. DESCRIPCIÓN DE LA COLOCACIÓN

10.1. Número de acciones a ser colocadas

El Directorio de la Sociedad tiene la intención de colocar la totalidad de las 18.729.788.686 Nuevas Acciones de pago entre accionistas y terceros. La Junta no sujetó la colocación de las Nuevas Acciones a ningún número o porcentaje mínimo de acciones a ser colocadas.

En todo caso, atendido que los fondos que Enel Américas tiene la intención de recaudar a través del aumento de capital ascienden a USD3.000.000.000, el directorio está autorizado desde ya para proceder a ofrecer y colocar solo aquella cantidad de acciones que permita a Enel Américas recaudar los USD3.000.000.000 que se proponen en la Junta. Sin embargo, atendido que la definición del número de acciones a ser ofrecidas y colocadas debe efectuarse con anterioridad a la fecha en que quede fijado el precio de colocación de las acciones, el directorio deberá proceder a la determinación del número de acciones a ser ofrecidas y colocadas con la información de que disponga a la fecha en que deba adoptar dicho acuerdo, procurando recaudar un monto cercano a los USD3.000.000.000 propuestos en la Junta. De esta manera, el directorio se abstendrá de ofrecer y colocar aquel número de acciones emitidas que, por aplicación de esta facultad, importaría recaudar una suma muy superior a los USD3.000.000.000 propuesto en la Junta. Si en virtud de lo anterior, un número residual de acciones quedare sin ser ofrecidas ni colocadas, Enel Américas podrá cancelarlas anticipadamente (mediante acuerdo de junta extraordinaria de accionistas), dejar pasar el año establecido por la Junta para que tales acciones queden íntegramente suscritas y pagadas, o mediante cualquier otra forma contemplada en la ley. En dicho contexto, la cantidad de acciones a ser colocadas en una primera parcialidad será informada en el aviso y comunicación a los accionistas que informan a quienes les corresponde el derecho de opción preferente de suscripción de acciones de pago.

10.2. Intermediarios

La colocación de las Nuevas Acciones no será realizada a través de intermediarios, sino que se hará de manera directa por el Emisor.

10.3. Procedimiento

Las Nuevas Acciones serán ofrecidas preferentemente a los accionistas de Enel Américas a prorrata de las acciones emitidas por Enel Américas 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 periodo de suscripción preferente antes referido. Dicha oferta preferente obligatoria tendrá una duración de 30 días, cuyo inicio será informado mediante la publicación del aviso de inicio del periodo de opción preferente obligatorio.

Una vez transcurrido el primer periodo de suscripción preferente, las Nuevas Acciones que no hubieren sido suscritas y pagadas durante el primer periodo 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 periodo de suscripción preferente únicamente a aquellos accionistas o terceros que hubieren suscrito y pagado acciones que se emitan en virtud del Aumento de Capital durante el primer periodo de suscripción preferente, al mismo precio al que sean ofrecidas durante el primer periodo de suscripción preferente y a prorrata

de las acciones que hayan suscrito y pagado durante el referido primer periodo de suscripción preferente. El inicio del segundo periodo de suscripción preferente será comunicado mediante carta enviada al domicilio que cada accionista tiene registrado en Enel Américas, y mediante aviso a ser publicado en el Diario El Mercurio de Santiago, conformidad con el Artículo 26 del RSA.

Los accionistas que hubieren suscrito y pagado acciones durante el primer periodo de suscripción preferente podrán concurrir a las oficinas de Enel Américas a fin de que se les informe el número de acciones a que tienen derecho a suscribir y pagar durante el segundo periodo de suscripción preferente. Si un accionista con derecho a suscribir acciones durante el segundo periodo de suscripción preferente de conformidad con lo indicado precedentemente, no las ejercitare o enajenare durante el plazo de 24 días antes indicado, se entiende que renuncia a su derecho a suscribirlas.

Cualquier saldo de las Nuevas Acciones que no hubiere sido suscrito una vez finalizado el segundo periodo de suscripción preferente o en caso de expiración anticipada del mismo por renuncia de todos y cada uno de los accionistas a su derecho preferente de suscripción, podrá ser ofrecido por el directorio de Enel Américas a los accionistas o terceros, en las oportunidades y cantidades que el directorio estime pertinentes, estando ampliamente facultado para determinar los procedimientos para ello, de conformidad a lo señalado en la Sección 10.5 siguiente

10.4. Plazo de colocación

Atendida la delegación en el Directorio de la Sociedad de la facultad de colocar las nuevas acciones de pago, el plazo para iniciar la colocación es de 180 días contado desde la fecha de celebración de la Junta. En todo caso, atendido que los fondos que Enel Américas tiene la intención de recaudar a través del aumento de capital ascienden a USD3.000.000.000, el directorio está autorizado desde ya para proceder a ofrecer y colocar solo aquella cantidad de acciones que permita a Enel Américas recaudar los USD3.000.000.000 que se proponen en la Junta. Sin embargo, atendido que la definición del número de acciones a ser ofrecidas y colocadas debe efectuarse con anterioridad a la fecha en que quede fijado el precio de colocación de las acciones, el directorio deberá proceder a la determinación del número de acciones a ser ofrecidas y colocadas con la información de que disponga a la fecha en que deba adoptar dicho acuerdo, procurando recaudar un monto cercano a los USD3.000.000.000 propuestos en la Junta. De esta manera, el directorio se abstendrá de ofrecer y colocar aquel número de acciones emitidas que, por aplicación de esta facultad, importaría recaudar una suma muy superior a los USD3.000.000.000 propuesto en la Junta. Si en virtud de lo anterior, un número residual de acciones quedare sin ser ofrecidas ni colocadas, Enel Américas podrá cancelarlas anticipadamente (mediante acuerdo de junta extraordinaria de accionistas), dejar pasar el año establecido por la Junta para que tales acciones queden íntegramente suscritas y pagadas, o mediante cualquier otra forma contemplada en la ley.

10.5. Acciones no suscritas

Las Nuevas Acciones que no hubieren sido suscritas y pagadas durante el primer periodo de suscripción preferente y las correspondientes a fracciones producidas en el prorrateo entre los accionistas, serán ofrecidas preferentemente por segunda vez a los accionistas, de conformidad con la sección "10.3 Procedimiento". Las Nuevas Acciones que no sean suscritas por los accionistas una vez finalizado el segundo periodo de suscripción preferentes, o aquellas cuyos derechos de opción preferente sean renunciados, total o parcialmente, podrán ser colocadas libremente por el Directorio, a accionistas y/o terceros,

en Chile, en condiciones y precios diferentes a los de la primera oferta de suscripción preferente, siempre que estas ofertas a accionistas o terceros se hagan en Bolsas de Valores y una vez transcurridos 30 días contados desde la fecha de vencimiento del primer periodo de suscripción preferente, conforme lo dispuesto en el último inciso del artículo 29° del Reglamento de Sociedades Anónimas.

Vencido el plazo de 1 año contados desde el 30 de abril de 2019 para la suscripción y pago sin que se haya enterado el total del aumento aprobado, el capital quedará reducido de pleno derecho a la cantidad efectivamente pagada al vencimiento del plazo antes indicado.

INFORMACIÓN ADICIONAL

Mayores antecedentes de la Sociedad y la emisión podrán encontrarse en la sede de la Sociedad ubicadas en Santa Rosa N°76, piso 15, comuna y ciudad de Santiago, de lunes a jueves de 9:00 a 17:00, y viernes de 9:00 a 15:00, y en su página web www.enelamericas.com; y en la Comisión para el Mercado Financiero ubicada en Av. Libertador Bernardo O'Higgins 1449, comuna y ciudad de Santiago, de lunes a jueves de 9:00 a 18:15 horas, viernes de 9:00 a 17:15 horas y en su página web www.cmf.cl.